Journal officiel
de l'Union européenne

FR
Série L

2025/2370

16.12.2025

DÉCISION (UE) 2025/2370 DE LA COMMISSION

du 21 février 2025

concernant la mesure d'aide d'État SA.106107 (2024/N) que la Belgique envisage de mettre à exécution en faveur de la prolongation de la durée de vie de deux réacteurs nucléaires (Doel 4 et Tihange 3)

[notifiée sous le numéro C(2025) 1070]

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

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

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, 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 compte tenu de ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Par lettre du 21 juin 2024, la Belgique a notifié à la Commission la mesure visant à soutenir la prolongation de la durée de vie de deux réacteurs nucléaires en Belgique [Doel 4 (ci-après «D4») et Tihange 3 (ci-après «T3»)], conjointement avec les unités concernées par l'exploitation à long terme (ci-après les «unités LTO»). Elle a fourni des informations complémentaires à la Commission par lettres des 9 et 10 juillet 2024, à la suite de la demande de renseignements de la Commission du 4 juillet 2024.

(2) Par lettre du 22 juillet 2024, la Commission a informé la France de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après le «TFUE») à l'égard de cette mesure (ci-après la «décision d'ouvrir la procédure»).

(3) La Belgique a adressé ses observations à la décision d'ouvrir la procédure le 22 août 2024.

(4) La décision de la Commission 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.

(5) La Commission a reçu des observations des tiers intéressés. Ces observations ont été communiquées à la Belgique, qui a eu la possibilité de les commenter, ce qu'elle a fait par lettre du 30 octobre 2024.

(6) La Belgique a fourni des informations complémentaires le 2 septembre 2024, les 23, 27 et 30 octobre 2024, les 8, 14, 18, 22, 25, 27 et 30 novembre 2024, les 2, 4, 5, 12, 13, 17 et 20 décembre 2024, les 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 et 31 janvier 2025, ainsi que le 1er février 2025 ([3]).

(7) Le 24 octobre 2024, la Belgique a accepté, à titre exceptionnel, de renoncer à ses droits découlant de l'article 342 du TFUE, lu en liaison avec l'article 3 du règlement nº 1/1958 ([4]), et de voir la présente décision adoptée et notifiée en anglais.

([1]) Aide d'État — Belgique — Aide d'État SA.106107 (2024/N) — Prolongation de la durée de vie de deux réacteurs nucléaires (Doel 4 et Tihange 3) — Invitation à présenter des observations en application de l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (JO C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Voir note de bas de page nº 1.
([3]) Certaines données techniques, financières, économiques ou opérationnelles ont été préparées sur la base des informations fournies par Electrabel.
([4]) Règlement nº 1 du Conseil portant fixation du régime linguistique de la Communauté économique européenne [JO 17 du 6.10.1958, p. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj].

2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DU CONTEXTE

2.1. Parc nucléaire en Belgique

(8) Jusqu'en 2022, le parc nucléaire belge comprenait sept réacteurs nucléaires, soit quatre réacteurs situés en Flandre (Doel) et trois réacteurs en Wallonie (Tihange). Tous les réacteurs sont entrés en service entre 1975 et 1985 ([5]) et ont été construits par des entreprises publiques (Ebes, Intercom et Unerg), qui ont finalement fusionné pour devenir Electrabel SA (détenue majoritairement par Tractebel) en 1990 (ci-après «Electrabel»). En 1996, la Société Générale de Belgique (ci-après «SGB») est devenue actionnaire majoritaire de Tractebel et, en 1999, Suez a acquis près de 100 % de la SGB. À la suite de la fusion entre Suez et Gaz de France (ci-après «GDF») en 2008, le propriétaire ultime d'Electrabel est devenu Engie S.A. (ci-après «Engie»).

(9) Electrabel, filiale à 100 % d'Engie, est l'exploitant nucléaire et le propriétaire majoritaire des sept réacteurs nucléaires belges depuis le début de leur exploitation. Aujourd'hui, la propriété des réacteurs nucléaires belges se répartit comme suit:

— Electrabel détient 100 % de Doel 1 et Doel 2, 89,807 % de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, et 50 % de Tihange 1,

— Luminus, filiale d'EDF Belgium, détient 10,193 % de Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 et Doel 4,

— et EDF Belgium ([6]) détient les 50 % restants de Tihange 1.

(10) En ce qui concerne les capacités des concernées par l'exploitation à long terme (voir tableau 2):

— En 2022, Doel 4 avait une capacité nominale de 1 038 MW (1 026 MW en 2023) et a produit 8,940 TWh d'électricité ([7]),soit environ 11 % de la demande totale d'électricité en Belgique au cours de la même année [82,9 TWh ([8])].

— En 2022, Tihange 3 avait une capacité nominale de 1 038 MW (1 030 MW en 2023) et a produit 7,366 TWh d'électricité ([9]), soit environ 9 % de la demande totale d'électricité en Belgique au cours de la même année [82,9 TWh ([10])].

(11) La Belgique explique que tous les réacteurs nucléaires belges, y compris les unités LTO, ont été conçus et exploités en tant qu'unités de base fondées sur la technologie des réacteurs à eau pressurisée (ci-après «REP»). Leur conception remonte aux années 1970 et est typique des unités de base, à l'instar des anciens réacteurs nucléaires que l'on trouve partout dans le monde. Ces unités fonctionnent généralement à leur capacité nominale maximale lorsqu'elles sont en service, contrairement aux technologies plus récentes (génération III) qui permettent un fonctionnement flexible, notamment en modifiant la quantité d'électricité produite au fil du temps (ce que l'on appelle l'«intensification ou la réduction de la production» ou le «suivi de charge») et en assurant la régulation de la fréquence et des réserves d'exploitation ([11]). Lorsque l'unité est exploitée à une charge de base, la production d'électricité n'est généralement réduite ou arrêtée que lorsque cela est nécessaire pour le ravitaillement planifié et/ou l'entretien périodique, l'entretien urgent non planifié visant à remédier aux problèmes d'équipement de l'installation ou les contraintes imprévues de conception et/ou de sécurité. Par conséquent, la réduction de la production d'électricité est davantage motivée par les besoins de l'exploitant nucléaire ou du gestionnaire de réseau de transport (ci-après le «GRT») que par les signaux du marché.

([5]) Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en 1975; Doel 3 et Tihange 2 respectivement en 1982 et 1983; Doel 4 et Tihange 3 en 1985.
([6]) EDF Belgium et Luminus sont des entités juridiques distinctes. Elles font toutes deux partie du groupe EDF. EDF Belgium est actionnaire à 68,6 % de Luminus. Les autres actionnaires de Luminus sont Ethias, Publilec, Socofe et Nethys.
([7]) Source: Association nucléaire mondiale (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Source Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034) by Elia Group — Issuu (p. 42).
([9]) Source: Association nucléaire mondiale (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Source Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034) by Elia Group — Issuu (p. 42).
([11]) Source: J.D. Jenkins, Z. Zhou, R. Ponciroli, R.B. Vilim, F. Ganda, F. de Sisternes, A. Botterud, «The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy», *Applied Energy*, volume 222, 2018, p. 872 à 884.

(12) La Belgique précise que les réacteurs nucléaires belges sont techniquement limités par leur conception, qui restreint fortement les possibilités de modulation de la production, laquelle a longtemps été limitée à la régulation du réseau. Cela s'explique par le fait que les réacteurs nucléaires belges sont exclusivement équipés de barres de commande noires, qui limitent fortement la capacité de modulation, contrairement aux barres de commande grises ([12]). À l'inverse, par exemple, certains des réacteurs nucléaires français les plus récents sont équipés à la fois de barres de commande noires et grises et sont donc conçus et construits pour permettre des modulations et un suivi de la charge. En raison de la conception des réacteurs nucléaires belges fondée sur des barres de contrôle noires, jusqu'à récemment, la modulation pour des raisons économiques était interdite par l'Agence fédérale belge de sûreté nucléaire (ci-après l'«AFCN») ([13]). La modulation n'était acceptable que pour des raisons techniques ou à la demande du GRT belge (Elia), afin d'éviter une panne générale ([14]).

(13) Toutefois, la Belgique fait valoir qu'en réponse à l'évolution générale des marchés de l'électricité et à la nécessité d'introduire une certaine flexibilité dans leur fonctionnement, des études ont été réalisées afin d'autoriser, dans certains cas, des modulations pour des raisons économiques (ci-après une «modulation économique»). En 2015, Engie, Electrabel et les régulateurs belges ont lancé des études de sécurité ([15]) en vue d'analyser les conditions à remplir pour autoriser certaines modulations pour des raisons économiques, en examinant notamment l'incidence d'une telle modulation sur le combustible nucléaire. L'étude a conclu qu'un maximum de 30 modulations économiques par cycle du combustible pourrait être acceptable pour Tihange 3 et Doel 4, à condition qu'un certain nombre de conditions techniques — principalement liées au réchauffement et au refroidissement de l'élément combustible — soient respectées:

— vitesse d'augmentation et de diminution de la production limitée à 1 %/min,

— puissance minimale à 50 % de la puissance nominale ([16]),

— minimum 2 heures (3 heures si la modulation est déclenchée en cours de journée) et maximum 72 heures pour une modulation, et

— minimum 72 heures entre deux modulations sur le même réacteur pour la stabilisation.

(14) En outre, les modulations ne seraient pas possibles pendant certaines périodes ([17]), par exemple:

a) à la fin d'un cycle du combustible, au cours des deux derniers mois, lorsque la concentration en bore dans le circuit primaire est faible (moins de 200 ppm de concentration en acide borique); et

b) lorsque l'exploitant du réacteur demande de ne pas moduler afin d'éviter une coupure dans une situation spécifique (par exemple, essais mensuels du flux de neutrons, fuite potentielle d'une vanne, inspection du bâtiment du réacteur, etc.) ou en raison de problèmes techniques.

([12]) Les barres de commande «noires» (fabriquées en carbure de bore) absorbent tous les neutrons incidents. Elles sont conçues pour arrêter le réacteur et peuvent donc créer un important gradient thermique ainsi qu'une forte tension dans les éléments de combustible pendant une modulation. Les barres de commande «grises» (fabriquées en argent-indium-cadmium) n'absorbent qu'une partie des neutrons incidents et sont conçues pour fournir une puissance de réacteur flexible, car elles provoquent des baisses beaucoup moins importantes du flux de neutrons et de la répartition de puissance à proximité des barres, et elles ne présentent donc pas les mêmes problèmes de surchauffe du combustible.

([13]) Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

([14]) Ces demandes de modulation émanant d'Elia peuvent être classées en deux catégories en fonction de la gravité de la situation: «phase d'alerte»: modulation demandée par Elia, avec un avertissement émis une semaine à l'avance, parce qu'elle s'attend à une situation critique sur le réseau; «phase d'urgence»: modulation demandée par Elia directement à la salle de contrôle des unités nucléaires afin de soulager immédiatement le réseau.

([15]) Source: Femke Flachet, Jinzhao Zhang, Ruben Van Parys, Daniel Vantroyen et Christophe Schneidesch, «Core and fuel feasibility study for improved flexibility on the Belgian Nuclear Power Plants», in *Proceedings of WRFPM*, 2014, Paper N°100136, Sendai, Japon, 14-17 septembre.

([16]) Dans la pratique, une capacité maximale de 400 MW est généralement proposée pour les modulations économiques à la demande des exploitants de centrales, plutôt qu'une capacité de 500 MW (50 % de la puissance nominale) qui nécessite davantage d'opérations manuelles et accroît ainsi le risque d'arrêt automatique.

([17]) Voir *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, annexe Q1, sections 3.1 et 3.2, p. 4 à 6.

(15) À la suite de ces études, l'AFNC a autorisé l'exploitant à effectuer jusqu'à 30 modulations par cycle ([18]), ce qui correspond au nombre maximal de modulations pouvant être réalisées dans les limites de la licence d'exploitation actuelle. Compte tenu de ces contraintes, Engie a souligné que l'exploitant évaluait avec prudence chaque décision de modulation, car celle-ci comporte de multiples risques (par exemple, production d'effluents liquides en raison de la modulation, vieillissement plus rapide des installations, risque de déclenchement d'un arrêt automatique, dommages potentiels qui rendraient impossible le redémarrage du réacteur, etc.), qui sont largement documentés par la littérature scientifique ([19]).

(16) La Belgique indique (sur la base des informations fournies par Electrabel) que, dans l'état actuel des connaissances, il n'existe aucune solution technologique permettant d'accroître la flexibilité à un coût et dans un délai raisonnables. La mise à niveau technique nécessaire pour transformer un réacteur de base en une centrale à suivi de charge et permettre une plus grande flexibilité nécessiterait une modification complète de la conception, et, en particulier, le remplacement de la cuve du réacteur, ce qui est une opération très longue et complexe. En outre, cela nécessiterait de nouvelles études dans le cadre du rapport de sûreté, ainsi qu'une modification importante de leur licence d'exploitation devant être délivrée par les autorités belges de sûreté nucléaire.

(17) En outre, la Belgique explique (sur la base des informations fournies par Electrabel) que la flexibilité des réacteurs est également limitée par la spécificité de leur combustible et par la gestion des indisponibilités:

a) Le combustible est conçu sur mesure pour une durée de cycle spécifique et pour un certain nombre de modulations possibles. L'augmentation de la flexibilité des réacteurs nécessiterait de modifier l'enrichissement du combustible, ce qui n'est pas possible puisque le combustible a déjà été commandé pour toute la durée du projet. Si les unités LTO devaient être «modernisées» afin d'augmenter le nombre de modulations disponibles, il faudrait commander à nouveau le combustible, ce qui serait excessivement coûteux.

b) En raison des contraintes techniques et juridiques imposées par l'AFNC ([20]), l'exploitant nucléaire ne dispose que d'une marge de manœuvre très limitée afin de planifier les indisponibilités pour maintenance, travaux et rechargement en combustible. Les indisponibilités planifiées sont très complexes à mettre en œuvre et doivent être préparées des mois, voire des années à l'avance. En vertu du règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) ([21]), le participant au marché doit rendre publiques, en temps utile, les dates des indisponibilités, par exemple en utilisant la plateforme de messages urgents au marché (urgent market messages ou UMM) NordPool ([22]), généralement trois ans à l'avance. De surcroît, il peut s'avérer très difficile de modifier une date d'indisponibilité une fois celle-ci annoncée (compte tenu des contraintes opérationnelles telles que la disponibilité des pièces et des contractants), et ces modifications peuvent être contestées par le GRT qui, s'il estime que le changement entraîne une perturbation du réseau, peut demander une compensation à l'exploitant nucléaire. Dans tous les cas, les dates d'arrêt ne peuvent être modifiées après la mi-juillet de l'année précédente sans l'accord préalable du GRT.

c) Sur le plan opérationnel, les unités LTO fonctionneront selon des cycles de combustible de 12 mois (au lieu des actuels cycles de 18 mois). Cette décision a été prise afin d'assurer un équilibre économique:

— premièrement, en maximisant la période de production des unités LTO au cours des prochains hivers, lorsque la demande en électricité est la plus élevée — de même que les prix — et que la production d'électricité renouvelable est plus faible. Il a donc été convenu que les unités LTO fonctionneraient selon un cycle de combustible de 12 mois, afin que les indisponibilités périodiques dues au ravitaillement en combustible puissent être synchronisées et avoir lieu chaque année pendant l'été.

([18]) La Belgique a fourni les autorisations du directeur général de BelV, une filiale de l'AFNC, pour la réalisation de modulations économiques jusqu'à 30 fois par cycle:
Pour Doel 4, voir BelV, 3078/2739/POI.851, «Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties», 26 juillet 2017.
Pour Tihange 3, voir BelV, 2018-0330, «Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues», 28 août 2018.

([19]) Voir, par exemple, i) SFEN/RGN, «9. Parc nucléaire: la manœuvrabilité au détriment de la performance?», 25 juillet 2023; ii) C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, P. da Costa, «Nuclear power supply: Going against the misconceptions. Evidence of nuclear flexibility from the French experience», *Energy*, Volume 151, 2018, p. 289 à 296; iii) Alexey Lokhov, «Suivi de charge dans les centrales nucléaires», *AEN Infos*, 2011, n° 29.2.

([20]) Voir note de bas de page n° 18.

([21]) Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 326 du 8.12.2011, p. 1), article 2, paragraphe 1, point b).

([22]) Le lien suivant fournit tous les UMM de Tihange 3 et Doel 4 à venir: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— Deuxièmement, afin de tenir compte des signaux du marché à moyen et long terme, il est de pratique courante dans l'industrie nucléaire de programmer les indisponibilités pendant les mois où les prix sont plus bas. Par conséquent, dès le départ, la planification globale des indisponibilités à Doel 4 et à Tihange 3 a été optimisée afin de limiter autant que possible leur incidence sur le prix du marché, grâce au passage d'un cycle de combustible de 18 mois à un cycle de 12 mois (comme expliqué au point ci-dessus).

2.2. **Sortie du nucléaire en Belgique**

(18) Comme décrit au point 2.1 de la décision d'ouvrir la procédure, en 2003, le Parlement fédéral belge a adopté une loi interdisant la construction de nouvelles unités nucléaires destinées à la production industrielle d'électricité par fission nucléaire en Belgique et limitant l'exploitation des réacteurs existants à 40 ans, en prévoyant ainsi une sortie du nucléaire entre 2015 et 2025 (ci-après la «loi de 2003» ou la «loi sur la sortie du nucléaire») ([23]). Comme prévu initialement par la loi sur la sortie du nucléaire, Doel 3 et Tihange 2 ont été déconnectés de manière permanente du réseau respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. Par les lois du 18 décembre 2013 et du 28 juin 2015 ([24]), la loi sur la sortie du nucléaire a été modifiée et la durée de vie des trois réacteurs les plus anciens, Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, a été prolongée de 10 ans, respectivement jusqu'au 30 septembre 2025, jusqu'au 14 février 2025 et jusqu'au 30 novembre 2025 (prolongation de la durée de vie de 10 ans) ([25]).

(19) Conformément à la loi sur la sortie du nucléaire, Doel 4 et Tihange 3 devaient fermer en 2025. En conséquence, depuis 2020, les objectifs stratégiques d'Engie concernant les activités nucléaires étaient i) de se retirer des activités de production d'électricité nucléaire en Belgique afin de réduire le risque d'être exposée, en tant qu'opérateur nucléaire, à la volatilité des prix du marché; et ii) de ne plus inclure la production d'électricité nucléaire parmi les activités principales d'Engie. Depuis 2020, ce retrait a entraîné l'arrêt de toutes les études relatives à la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales nucléaires (toutes situées en Belgique). La communication financière d'Engie depuis 2020 est conforme à cet objectif stratégique de retrait et a été prise en considération dans les hypothèses comptables utilisées pour l'établissement des états financiers consolidés, en particulier lors des tests de dépréciation ([26]).

(20) Le tableau 1 présente un aperçu des sept réacteurs nucléaires belges, y compris leur propriétaire, leur capacité nette et leurs dates initiales de désactivation conformément à la loi sur la sortie du nucléaire et à ses révisions ultérieures.

Tableau 1

Aperçu des centrales nucléaires en Belgique

Réacteur nucléaire	Propriétaire	Capacité nette en 2023 (MWe)	Date de désactivation (loi sur la sortie du nucléaire)	Date de désactivation (révisée)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 février 2015	14 février 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1er décembre 2015	30 novembre 2025

([23]) Voir loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. La loi sur la sortie du nucléaire prévoyait les dates suivantes pour la fermeture des centrales nucléaires en Belgique: le 15 février 2015 (Doel 1), le 1er décembre 2015 (Doel 2), le 1er octobre 2022 (Doel 3), le 1er juillet 2025 (Doel 4), le 1er octobre 2015 (Tihange 1), le 1er février 2023 (Tihange 2) et le 1er septembre 2025 (Tihange 3).

([24]) Le 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la loi du 28 juin 2015 (dans l'affaire 34/2020) — à la suite d'une décision préjudicielle de la Cour de justice de l'Union européenne (affaire C-411/17) — au motif que les obligations relatives à l'évaluation des incidences sur l'environnement n'avaient pas été respectées, tout en maintenant les effets de la loi jusqu'au 31 décembre 2022. Le 11 octobre 2022, à la suite d'une évaluation des incidences sur l'environnement, une «loi de réparation» a été adoptée, modifiant les dates de désactivation. La loi de réparation a reporté à 2025 la désactivation de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1.

([25]) Voir la décision de la Commission du 17 mars 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgique, Prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 (JO C 142 du 5.5.2017, p. 1).

([26]) Voir les éléments de preuve mentionnés aux notes de bas de page no 7 et 8 de la décision d'ouvrir la procédure.

Réacteur nucléaire	Propriétaire	Capacité nette en 2023 (MWe)	Date de désactivation (loi sur la sortie du nucléaire)	Date de désactivation (révisée)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1er octobre 2022	*Désactivation le 23 septembre 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1er juillet 2025	31 octobre 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1er octobre 2015	30 septembre 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1er février 2023	*Désactivation le 31 janvier 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1er septembre 2025	31 octobre 2035 (*)

Source: autorités belges — Il est fait référence au site web du Service public fédéral (SPF) Économie sur la production d'énergie nucléaire en Belgique, consulté en dernier lieu le 18 juin 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Économie. *Comme indiqué, Doel 3 et Tihange 2 ont été désactivés. Le rapport suivant inclut leur ancienne capacité nette: Agence internationale de l'énergie atomique, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, AIEA, Vienne (2022) (accessible via le site web du SPF Économie).*

(*) Date de désactivation révisée dans le cas où les réacteurs nucléaires sont opérationnels le 1er novembre 2025; la dernière date possible pour la désactivation est le 31 décembre 2037.

2.3. Décision de la Belgique de poursuivre l'exploitation de l'énergie nucléaire

(21) Le 18 mars 2022, le gouvernement fédéral belge (ci-après le «gouvernement belge») a décidé de réexaminer sa décision de sortir du nucléaire, en autorisant la prolongation de la durée de vie opérationnelle (exploitation à long terme) des deux réacteurs nucléaires les plus récents, Doel 4 et Tihange 3, pour une période de 10 ans (ci-après le «projet d'exploitation à long terme»). Cette décision de la Belgique a été prise dans le contexte de la réponse européenne à la guerre menée par la Russie contre l'Ukraine (y compris de la nécessité pour les États membres de l'UE de réduire leur consommation de gaz et leur dépendance à l'égard de cette énergie) et de la crise du gaz qui en a résulté, ainsi que des préoccupations existantes concernant la sécurité de l'approvisionnement en Belgique (voir également section 2.4 ci-dessous) compte tenu des besoins accrus en électrification (pour permettre la transition énergétique) et de la faible disponibilité du parc nucléaire français en 2021-2022 (en raison de problèmes de corrosion imprévus et de travaux de maintenance importants visant à prolonger sa durée d'exploitation) ([27]).

(22) Par la suite, en 2022, le gouvernement belge a entamé des négociations avec l'exploitant nucléaire belge, Electrabel, concernant la mise en œuvre de la prolongation de la durée d'exploitation. Les raisons de l'absence d'appel d'offres, qui ont été communiquées par la Belgique et sur lesquelles la Commission n'a pas émis de doutes dans la décision d'ouvrir la procédure, sont mentionnées au considérant 38 de ladite décision et incluent:

a) la possession du savoir-faire et des autorisations nécessaires: l'accès à la capacité de production nucléaire nécessite un savoir-faire spécifique, parfois différent selon les pays, qui n'est pas accessible à tous les acteurs du marché, ce que la Commission a précédemment reconnu en ce qui concerne Electrabel en particulier (voir note de bas de page nº 30 de la décision d'ouvrir la procédure) et les exploitants nucléaires en général (voir note de bas de page nº 31 de la décision d'ouvrir la procédure); le savoir-faire, la propriété intellectuelle et les autorisations pertinentes concernant les installations nucléaires en Belgique sont uniques, et seule Electrabel en possède actuellement;

([27]) Voir la décision de la Commission du 29 septembre 2023, SA.104336 (2023/N), Amendments to the capacity remuneration mechanism in Belgium (Belgique - Modifications du mécanisme de rémunération de capacité) (JO C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) les délais: le temps écoulé entre la décision du gouvernement belge concernant le projet d'exploitation à long terme et la date prévue pour le redémarrage des unités LTO est très court et un redémarrage d'ici septembre 2025 (pour Tihange 3) et novembre 2025 (pour Doel 4) nécessite la réalisation de certains travaux préparatoires et certaines études de faisabilité (ci-après les «activités de développement»; voir note de bas de page nº 32 de la décision d'ouvrir la procédure) avant le début à proprement parler des travaux. Electrabel, en tant que seul exploitant nucléaire en Belgique, était la seule entreprise à disposer des connaissances, ressources et outils uniques nécessaires pour mener à bien ces activités rapidement et efficacement. Par conséquent, aucun autre exploitant qu'Electrabel n'aurait pu être sélectionné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres, et le lancement d'une telle procédure en vue de la sélection de l'exploitant des unités LTO n'aurait pas abouti à un résultat significatif compte tenu des spécificités et des contraintes du projet d'exploitation à long terme.

(23) Engie, la société mère d'Electrabel, hésitait initialement à entamer des négociations avec la Belgique concernant le projet d'exploitation à long terme, affirmant que la technologie nucléaire était devenue trop coûteuse et trop risquée et faisant référence à l'intention d'Engie de mettre fin à ses activités nucléaires en Belgique après 2025 (voir considérant 19). L'État belge a donc convenu avec Engie de mettre en place un mécanisme permettant de partager, de manière équilibrée et transparente, les risques et les avantages liés à la prolongation de la durée d'exploitation des deux réacteurs. Selon la Belgique, Engie a clairement indiqué dès le départ qu'en l'absence d'un mécanisme de partage des risques et d'un accord sur les déchets nucléaires provenant de l'exploitation des sept centrales nucléaires en Belgique, elle n'envisagerait pas de prolonger la durée de vie des deux réacteurs nucléaires, ce qui la contraint à modifier considérablement sa stratégie d'entreprise et son exposition au risque ([28]).

(24) Le processus de négociation a été décrit en détail à la section 3.1 de la décision d'ouvrir la procédure et a abouti à la conclusion, le 13 décembre 2023, d'un accord de mise en œuvre en vue de la relance de l'exploitation des unités LTO avant l'hiver 2025-2026. Comme indiqué au considérant 36 de la décision d'ouvrir la procédure, l'accord de mise en œuvre se compose de trois grands volets, qui ont tous le même objectif, à savoir soutenir l'exécution du projet d'exploitation à long terme:

a) «volet nº 1»: l'ensemble de sous-mesures liées à la rémunération et aux dispositions financières permettant d'assurer des revenus stables pour les deux réacteurs nucléaires, ainsi que les modifications de la structure de l'actionnariat opérées grâce à la création de BE-NUC (voir section 3.3.1);

b) «volet nº 2»: l'ensemble de sous-mesures liées au déclassement des centrales nucléaires et au stockage à long terme et à l'élimination définitive des déchets nucléaires et du combustible usé transférés (y compris la modification du dispositif de sécurité visant à surveiller la situation financière de l'exploitant nucléaire au regard du profil de risque modifié en raison du plafond convenu) (voir section 3.3.2);

c) «volet nº 3»: les accords sur le partage des risques et l'indemnisation en cas de certaines modifications législatives (voir section 3.3.3).

(25) L'accord de mise en œuvre a été modifié à deux reprises au cours de l'année 2024 ([29]). Son contenu est décrit plus en détail à la section 3.

(26) Voici quelques étapes importantes du projet d'exploitation à long terme:

a) une fois l'accord conclu, d'autres préparatifs seront entrepris afin de redémarrer la production au plus tard le 1er septembre 2025 (pour Tihange 3) et le 1er novembre 2025 (pour Doel 4);

b) la période comprise entre la date de désactivation initiale des réacteurs (telle que définie dans la loi de 2003 sur la sortie du nucléaire, à savoir le 1er juillet 2025 pour Doel 4 et le 1er septembre 2025 pour Tihange 3; voir tableau 1) et la date de redémarrage de la production sera utilisée pour préparer les unités LTO à redémarrer et est dénommée «période d'arrêt»;

([28]) Voir les éléments de preuve mentionnés à la note de bas de page nº 10 de la décision d'ouvrir la procédure.

([29]) Le 10 mai 2024, un premier accord de modification a porté sur les points suivants: modification de certaines conditions de la demande de propositions relative à l'expert en évaluation, report de la date de fermeture prévue, certaines confirmations, modifications techniques, correction d'une erreur dans l'AAA (accord d'achat d'actions) II et délai supplémentaire pour la conclusion de l'accord de services administratifs (ci-après «ASA») et de l'accord sur les services de gestion de l'énergie (ci-après «ASGE»). Le 15 juillet 2024, un deuxième accord de modification a porté sur les points suivants: report de la date d'échéance au 21 février 2025, accord sur les conditions de la procédure d'appel d'offres pour l'ASGE, certaines confirmations et modification technique de l'AAA I.

c) la période de trois ans allant de septembre 2025 au 31 décembre 2028 [ci-après la «date d'ajustement» ([30])] correspond à la «phase de redémarrage» et sera utilisée pour mettre les unités LTO en conformité avec les exigences de l'autorité belge de sûreté nucléaire;

d) à compter du 1er janvier 2029, les unités LTO devraient fonctionner à pleine capacité jusqu'au 1er novembre 2035 pendant la «phase d'exploitation».

(27) En conséquence, la production d'électricité pendant la période 2026-2028 sera relativement faible en raison d'indisponibilités planifiées plus fréquentes que d'habitude des deux réacteurs pendant la phase de redémarrage [ci-après les «indisponibilités planifiées dans le cadre de l'exploitation à long terme ([31])»]. L'indisponibilité des unités LTO pendant les indisponibilités planifiées dans le cadre de l'exploitation à long terme devrait être de 24 semaines par an pendant les trois premières années suivant la date de redémarrage en vue de l'exploitation à long terme.

(28) Outre les indisponibilités planifiées dans le cadre de l'exploitation à long terme, une indisponibilité annuelle normale pour les centrales nucléaires [ci-après «indisponibilité planifiée hors exploitation à long terme ([32])»] est attendue pour toute la période de prolongation de la durée de vie (c'est-à-dire pendant la phase de redémarrage et la phase d'exploitation), pouvant aller jusqu'à un an avant la fin de l'exploitation pour Doel 4 et jusqu'à la dernière année d'exploitation pour Tihange 3. Chaque interruption programmée hors exploitation à long terme devrait durer six semaines. Par conséquent, au cours des trois premières années suivant le redémarrage en vue de l'exploitation à long terme, les deux réacteurs nucléaires devraient être arrêtés pendant 30 semaines par an.

(29) Outre les indisponibilités planifiées (dans le cadre de l'exploitation à long terme ou non), des problèmes imprévus et imprévisibles peuvent survenir et nécessiter un arrêt supplémentaire des unités LTO. Un taux d'indisponibilité fortuite (ci-après «TIF») de 10 % a été pris en considération dans le modèle financier utilisé pour la signature de l'accord de rémunération ([33]). Cela signifie que Doel 4 et Tihange 3 ont un taux de disponibilité cible de 90 % sur 10 ans, sans tenir compte des indisponibilités planifiées dans le cadre ou non de l'exploitation à long terme.

(30) En incluant toutes les indisponibilités planifiées et non planifiées, Doel 4 et Tihange 3 ont respectivement un taux de disponibilité cible d'environ 68,4 % et 67,4 %.

(31) La capacité nominale de production d'électricité, la production annuelle d'électricité et la part de la demande nationale d'électricité en Belgique de Doel 4 et de Tihange 3, avant et après la prolongation de la durée de vie, ont été résumées dans le tableau 2. Comme le montre clairement le tableau 2, la production annuelle estimée d'électricité des unités LTO devrait doubler après la phase de redémarrage.

Tableau 2

Caractéristiques principales de Doel 4 et Tihange 3 (avant et après l'exploitation à long terme)

	Doel 4	Tihange 3
Avant la prolongation de la durée de vie		
Capacité nominale (*chiffres de 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Production d'électricité annuelle (*chiffres de 2022*).	8 940 GWh	7 366 GWh
Part de la demande belge d'électricité (*chiffres de 2022*).	11 %;	9 %;

([30]) Un «ajustement» est un processus utilisé pour garantir que tous les comptes et registres sont exacts et équilibrés. Il consiste à comparer les chiffres estimés ou initiaux avec les chiffres réels et définitifs, puis à effectuer les ajustements nécessaires;

([31]) Les «indisponibilités planifiées dans le cadre de l'exploitation à long terme» sont les indisponibilités planifiées qui sont nécessaires pour mettre les unités LTO en conformité avec les exigences de l'autorité de sûreté.

([32]) Les «indisponibilités planifiées hors exploitation à long terme» sont les indisponibilités annuelles normales (principalement à des fins de ravitaillement) qui sont envisagées dès les première, deuxième et troisième années suivant la date de redémarrage en vue de l'exploitation à long terme pour Doel 4 et Tihange 3 respectivement, jusqu'à un an avant la fin de l'exploitation pour Doel 4 et jusqu'à la dernière année d'exploitation pour Tihange 3.

([33]) Le modèle financier de signature est le modèle financier qui sous-tend l'accord de rémunération signé le 13 décembre 2023.

	Doel 4	Tihange 3
Après prolongation de la durée de vie		
Capacité nominale (*chiffres de 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Production d'électricité annuelle (*estimations*)	2026-2028: 3 435 GWh après 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh après 2029: 7 186 GWh
Part de la demande belge d'électricité (*estimations*)	2026-2028: 3 %-4 % après 2029: 6 %-8 %	2026-2028: 3 %-4 % après 2029: 6 %-8 %

Source: données PRIS de l'AIEA, Association nucléaire mondiale; Elia, Adequacy and flexibility study for Belgium (2024-2034).

2.4. Difficultés d'adéquation des ressources en Belgique

(32) Comme mentionné au considérant 17 de la décision d'ouvrir la procédure, le GRT belge, Elia, a mené depuis 2019 trois études nationales sur l'adéquation des ressources (ci-après la «NRAA de 2019», la «NRAA de 2021» et la «NRAA de 2023»), qui ont toutes indiqué que de nouvelles capacités seraient nécessaires d'ici à l'hiver 2025-2026, en raison de la sortie (partielle) du nucléaire en Belgique, qui a débuté avec le déclassement de Doel 3 et de Tihange 2 en 2022 et 2023 (voir tableau 1), un besoin renforcé par le déclassement des capacités de production thermique dans les pays voisins et les problèmes rencontrés par les actifs nucléaires français.

(33) Afin de répondre à ces préoccupations en matière d'adéquation des ressources, la Belgique a mis en place un mécanisme de capacité, approuvé par la Commission en 2021 et modifié à deux reprises depuis lors ([34]). Le mécanisme de capacité est un indicateur à l'échelle du marché qui permet de rémunérer les centrales qui sont prêtes à fournir de l'électricité pendant des périodes prédéfinies, qu'elles soient ou non productrices. Le mécanisme de capacité vise à répondre aux préoccupations relatives à l'adéquation des ressources en électricité, tout en soutenant la transition énergétique. Il entrera en vigueur à partir de l'hiver 2025, date à laquelle les deux unités LTO devraient également redémarrer (voir considérant 26).

2.5. Marché de l'électricité en Belgique

(34) Le bouquet énergétique de la Belgique est actuellement dominé par la production d'électricité à partir de gaz et d'énergie nucléaire, bien que la part des énergies renouvelables ait augmenté régulièrement au cours des dernières années. En 2023, la part du nucléaire, du gaz et des énergies renouvelables dans le bouquet de production était respectivement de 39,9 %, 21,4 % et 32,7 % ([35]).

(35) Selon la Belgique, les principaux acteurs du marché de la production d'électricité, en termes de capacité installée raccordée au réseau de transport, sont Electrabel (9,3 GW en 2023, soit 65 %), Luminus (2,2 GW en 2023, soit 15 %), RWE (0,7 GW en 2023, soit 5 %), Eneco (0,7 GW en 2023, soit 5 %) et TotalEnergies (0,6 GW en 2023, soit 4 %). La Belgique fait valoir que l'IHH ([36]), qui illustre la concentration du marché, est passé de 5 510 en 2016 à 4 431 en 2023, ce qui s'explique en partie par le développement accru des sources d'énergie renouvelables (solaire et éolienne) par des acteurs non historiques du marché ([37]).

([34]) Voir décision de la Commission du 27 août 2021, SA.54915 — 2020/C (ex 2019/N) Belgique — Mécanisme de rémunération de la capacité (JO L 117 du 19.4.2022, p. 40). Première décision de modification: décision de la Commission du 29 septembre 2023, SA.104336 (2023/N), Amendments to the capacity remuneration mechanism in Belgium (Belgique - Modifications du mécanisme de rémunération de capacité) (JO C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj). Deuxième décision de modification: décision de la Commission du 17.9.2024, SA.114003 (2024/N), Belgium, Second set of amendments to the Capacity Remuneration Mechanism (Belgique – Deuxième série de modifications apportées au mécanisme de rémunération de capacité) (JO C, C/2024/6138, 14.10.2024).

([35]) Aperçu des données énergétiques belges (SPF Économie 2024). De plus amples informations sur le marché de gros et de détail de l'électricité en Belgique et sur la situation des principaux acteurs sur le marché (sur la base des données de 2022) sont présentées aux sections 2.2.1 et 2.2.2 de la décision d'ouvrir la procédure.

([36]) L'indice de Herfindahl-Hirschman (IHH) est une mesure de la concentration du marché, calculée en additionnant les carrés des parts de marché de toutes les entreprises en concurrence sur le marché, puis en additionnant les résultats. Les marchés dont l'IHH est supérieur à 2 500 sont généralement considérés comme des marchés très concentrés. Les valeurs de l'IHH sont tirées des rapports annuels de la CREG et sont fondées sur la capacité installée et sur la production des installations raccordées au réseau de transport.

([37]) Rapport annuel de la CREG (2024).

(36) Selon la Belgique, les principaux acteurs de la production d'électricité à partir d'installations raccordées au réseau de transport en Belgique sont Electrabel (39,1 TWh en 2023, soit 70 %), Luminus (6,8 TWh en 2023, soit 12 %), Eneco (2,5 TWh en 2023, soit 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh en 2023, soit 4 %) et RWE (2 TWh en 2023, soit 4 %). La Belgique fait valoir que l'indice IHH sur la concentration du marché est passé de 6 372 en 2016 à 5 143 en 2023, grâce à l'augmentation de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ([38]).

(37) Selon les autorités belges, on dénombrait au total 16 fournisseurs d'électricité au détail en Belgique en 2023. Les principaux fournisseurs d'électricité sont Electrabel (47 % en 2023), Luminus (18,2 % en 2023), TotalEnergies (5,5 % en 2023) et Eneco (5,3 % en 2023). Il existe de nombreux acteurs de très petite taille ([39]).

3. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE

3.1. Objectifs de la mesure et défaillances du marché

(38) La prolongation de la durée de vie des deux unités LTO facilitera le développement d'une activité économique et contribuera à répondre aux préoccupations liées à l'adéquation des ressources en Belgique (voir section 2.4). En outre, la Belgique indique que la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires a également pour but de réduire la dépendance vis-à-vis des importations en général et des combustibles fossiles importés (conformément aux objectifs du programme REPowerEU) en particulier, en contribuant ainsi à la décarbonation du système électrique belge, ainsi que de fournir une capacité de base dans le contexte de l'augmentation prochaine des besoins en électrification en Belgique.

(39) La Belgique indique que la mesure d'aide vise à remédier à un certain nombre de défaillances du marché qui empêchent Electrabel de continuer d'exploiter les réacteurs nucléaires en Belgique sans apport supplémentaire de la part du gouvernement belge ([40]).

a) Premièrement, la Belgique fait valoir qu'il existe un certain nombre de défaillances bien documentées du marché de l'électricité qui empêchent, de manière générale, les marchés d'offrir des incitations suffisantes à l'investissement dans les capacités de production nécessaires pour répondre aux normes d'adéquation des ressources, comme décrit plus en détail dans les décisions de la Commission relatives au mécanisme de capacité belge (voir note de bas de page n° 34).

b) Deuxièmement, la Belgique soutient que les marchés de l'électricité et du carbone présentent des défaillances supplémentaires qui affectent en particulier les incitations à investir dans les technologies à faible intensité de carbone, telles que l'absence de possibilités de couverture à long terme (qui affecte en particulier les technologies propres, lesquelles nécessitent énormément de capital en raison de leur exposition à des flux de revenus instables), la couverture insuffisante des externalités négatives des gaz à effet de serre [par exemple, au moyen d'un prix du carbone dans le système européen d'échange de quotas d'émission («SEQE») inférieur au coût social du carbone, et l'absence d'un signal de prix du carbone prévisible à long terme en raison de la volatilité structurelle du SEQE de l'UE] et l'absence d'incitations à investir dans un bouquet énergétique diversifié, compte tenu de la nature fixatrice de prix des centrales électriques fossiles (gaz) sur les marchés de l'électricité, qui offre une couverture naturelle.

c) Troisièmement, la Belgique fait valoir que les investissements nucléaires sont confrontés à un certain nombre de risques spécifiques qui sont particulièrement difficiles à couvrir ou à gérer pour les investisseurs commerciaux, tels que: i) les risques techniques et de gestion de projet; ii) les risques liés à la gestion des déchets et au déclassement; et iii) les risques réglementaires et politiques.

(40) La Belgique affirme que, compte tenu de ces défaillances générales du marché liées aux investissements à faible intensité de carbone sur les marchés de l'électricité, ainsi que des risques supplémentaires auxquels est exposé un exploitant nucléaire, un engagement du gouvernement belge à soutenir la prolongation de la durée de vie des unités LTO est nécessaire. La Belgique soutient donc que l'objectif de la mesure notifiée est de remédier à ces défaillances du marché.

([38]) Rapport annuel de la CREG (2024).
([39]) Rapport commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024).
([40]) Une description plus détaillée des défaillances du marché figure aux considérants 23 et 24 de la décision d'ouvrir la procédure.

3.2. Modifications apportées à la mesure par la Belgique à la suite de la décision d'ouvrir la procédure

(41) En réponse aux doutes exprimés par la Commission dans sa décision d'ouvrir la procédure (voir section 3.8), la Belgique a modifié certaines parties de la mesure.

(42) Ces modifications concernent notamment:

a) le transfert du pouvoir décisionnel en matière de modulations économiques de BE-NUC, l'entreprise commune créée entre l'État belge et Electrabel (soit l'entité qui détiendra 89,807 % des parts des unités LTO et qui était initialement tenue contractuellement d'effectuer une modulation chaque fois que les conditions prévues dans les accords étaient remplies), au partenaire signataire de l'accord sur les services de gestion de l'énergie (ci-après l'«ASGE») (qui vend l'électricité nucléaire sur le marché), de même que la mise en place d'incitations financières en faveur de la rémunération du partenaire signataire de l'ASGE, afin de mieux garantir une utilisation efficace du stock de modulations (voir section 3.3.1.5). En conséquence, le seuil de modulation fixe prédéfini établi à moins 20 EUR/MWh a été supprimé, car le partenaire signataire de l'ASGE disposera d'incitations appropriées pour décider du moment où la modulation du réacteur nucléaire sera la plus efficace. La structure de rémunération modifiée a également été prise en considération dans la stratégie d'enchères et de déséquilibre (ci-après «SED») révisée;

b) l'intensification du mécanisme de partage des pertes/gains (ci-après l'«ajustement au titre des risques liés au prix du marché») afin que le soutien financier suive de plus près les variations des prix du marché (grâce à l'ajustement du taux de rendement effectif du projet) (voir section 3.3.1.3.2);

c) un plafond sur le montant du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital afin d'éviter que le coût de ce paiement pour l'État belge ne devienne excessif (voir section 3.3.1.3.3).

(43) Les modifications susmentionnées sont détaillées à la section 3.3 de la présente décision.

3.3. Description détaillée des composantes de la mesure

(44) La présente sous-section décrit les différentes composantes du dispositif de soutien au projet d'exploitation à long terme, y compris les modifications apportées par la Belgique à la suite des doutes exprimés par la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure (voir sections 3.3.1, 3.3.2 et 3.3.3), ainsi que les autres options de financement envisagées par la Belgique (voir section 3.3.4).

3.3.1. *Composante 1: dispositions financières et structurelles*

(45) Divers mécanismes de soutien financier ont été prévus permettre le financement d'une prolongation sûre et en temps voulu de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires. Toutes les sous-mesures de la composante 1 sont décrites en détail dans la suite de la présente section.

(46) Au cours de l'enquête formelle, la Belgique a présenté les raisons qui justifient tous les éléments du soutien financier:

a) La Belgique rappelle que les investissements nucléaires sont des investissements dans des infrastructures de grande envergure, dont l'empreinte s'étend sur un siècle et qui se caractérisent par des coûts d'investissement initiaux importants, des périodes de construction assorties de risques et d'incertitudes considérables ainsi que de longs délais d'amortissement ([41]). Étant donné que les investissements commerciaux dans les actifs nucléaires sont exposés à des risques incontrôlables et à fort impact potentiel liés aux politiques, à la réglementation et à la technologie, avec une structure de coûts principalement fixe, leurs performances financières sont particulièrement sensibles à la disponibilité réelle et aux dépassements de coûts potentiels. C'est pourquoi les réacteurs nucléaires ont traditionnellement été financés dans le cadre d'une propriété publique et/ou d'un cadre réglementaire favorable réduisant l'exposition aux risques et garantissant un engagement à long terme de la part des autorités.

([41]) Voir Association nucléaire mondiale, «Financing Nuclear Energy», 2 mai 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) Dans la plupart des cas récents d'investissement dans des actifs nucléaires, le financement a été soutenu par un ensemble de mesures réglementaires visant à atténuer l'effet potentiel des risques de marché et par des mécanismes spécifiques limitant l'exposition aux risques technologiques, politiques et réglementaires propres au nucléaire. Par exemple, certains projets ont été élaborés dans le cadre d'un modèle fondé sur une base d'actifs régulés (BAR) ([42]), que la Belgique considère comme très protecteur. La Belgique a opté pour un contrat d'écart compensatoire (ci-après «CEC») bidirectionnel. Afin de garantir la viabilité économique du projet, l'ensemble de mesures du projet d'exploitation à long terme a été adapté aux besoins de l'investissement nucléaire en question.

c) Grâce aux mesures envisagées dans l'accord de rémunération, la Belgique explique qu'elle entend fournir des protections supplémentaires par rapport à un mécanisme de CEC autonome afin d'offrir une sécurité contre une éventuelle insolvabilité ou faillite. Toutefois, la Belgique précise ce qui suit:

— l'accord de rémunération ne garantit pas la performance financière de l'entreprise commune, notamment en cas de problèmes de disponibilité prolongés ou de dépassements de coûts importants, par exemple en raison de certains risques réglementaires, et

— les actionnaires restent exposés à des risques importants et à des incitations financières encourageant la performance et un comportement conforme au marché, ce qui diffère des modèles fondés sur une BAR classiques qui offrent généralement des garanties solides en matière de récupération des coûts et de retour sur investissement, en plus d'un financement et de liquidités suffisants.

d) En outre, la Belgique observe que les investissements nucléaires font l'objet d'une surveillance rapprochée de la part des institutions financières, qui imposent des exigences de diligence raisonnable étendues afin d'évaluer l'incidence potentielle de différents types de risques et d'incertitudes, en plus d'accorder une attention particulière à la structuration globale du projet. L'expérience en Europe montre notamment qu'il est particulièrement difficile d'obtenir des financements pour des investissements nucléaires en l'absence de mécanismes de protection adéquats ([43]).

3.3.1.1 Accord de développement en commun («ADC»)

(47) Comme mentionné au considérant 22, en raison du calendrier strict établi pour le redémarrage des unités concernées par l'exploitation à long terme, l'exploitant nucléaire, Electrabel, a recensé et convenu d'entreprendre, avec la Belgique, certaines activités de développement nécessaires pour permettre le redémarrage des unités concernées par l'exploitation à long terme dans les délais et pour répondre aux exigences et aux attentes de l'autorité de sûreté, avant de conclure la transaction finale. Ces activités de développement ont été définies dans l'ADC, qui a été modifié pour la dernière fois le 18 juillet 2024 (ADC++) ([44]).

(48) L'ADC++ définit les conditions dans lesquelles la Belgique préfinance les coûts et dépenses d'Electrabel pour les activités de développement ([45]) jusqu'à ce que toutes les modifications législatives requises aient été adoptées et soient entrées en vigueur (ci-après la «condition législative»). Peu après avoir rempli la condition législative (le 15 juillet 2024), Electrabel a commencé à financer ses propres coûts et dépenses liés aux activités de développement et continuera de le faire jusqu'à ce que le montant du financement d'Electrabel soit égal au montant préfinancé par l'État belge (normalement début 2025), après quoi Electrabel et l'État belge financeront les coûts et dépenses liés aux activités de développement à parts égales.

([42]) Les modèles fondés sur une BAR ont été largement décrits dans la littérature. Voir, par exemple, Meshkat, Mustafa, «Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models», *Comparative Law Review,* 14.2 (2023): p. 1001 à 1022; Thomas, Steve, et al., «The proposed RAB financing method», *Nuclear Consult* (2019).

([43]) La Belgique fait valoir que les banques commerciales ne sont pas disposées et que les investisseurs sont souvent réticents, même lorsqu'il existe des accords de partage des risques avec l'État, à s'exposer aux actifs nucléaires, c'est-à-dire à assumer le risque lié à des investissements lourds dans le secteur nucléaire dans un contexte d'incertitude politique et réglementaire et de risques technologiques.

([44]) Les activités de développement, décrites à l'annexe 1 de l'ADC++, concernent des études techniques principalement liées à la conception et au vieillissement des installations, aux améliorations de conception, aux compétences de la direction, aux programmes d'essais et d'inspection, à l'évaluation de l'impact sur l'environnement (y compris la préparation des documents nécessaires à l'obtention des permis et autorisations) et aux examens périodiques de sécurité des unités concernées par l'exploitation à long terme.

([45]) Ce qui correspond à 89,807 % (c'est-à-dire le pourcentage de participation dans les unités LTO) du coût total, Luminus prenant en charge les 10,193 % restants.

(49) La Belgique fait valoir que le préfinancement par l'État belge des coûts et dépenses liés aux activités de développement est limité aux coûts et dépenses effectivement supportés (ou à supporter) par Electrabel, ce qui correspond à 89,807 % du coût total des activités de développement. Un mécanisme de contrôle est mis en place, ainsi qu'un «ajustement» à la fin de la période contractuelle. La Belgique soutient par ailleurs que les modalités de financement prévues dans l'ADC++ sont fondées sur le principe de pleine concurrence et d'optimisation des ressources.

3.3.1.2 Entreprise commune et financement des actionnaires

(50) L'État belge investira, conjointement avec l'exploitant nucléaire Electrabel, dans une entreprise commune dénommée BE-NUC, qui détiendra 89,807 % des unités LTO (comme le fait actuellement Electrabel). Les 10,193 % restants de ces unités resteront entre les mains de Luminus. Electrabel et l'État belge détiendront chacun 50 % de BE-NUC et agiront en tant qu'actionnaires à parts égales en ce qui concerne leur participation financière (apport de fonds propres et prêts d'actionnaires) et la répartition des revenus provenant des ventes d'électricité. BE-NUC, en tant que copropriétaire, supportera 89,807 % des investissements nécessaires à la prolongation de l'exploitation tandis que l'État belge supportera donc indirectement 44,9035 % des coûts d'investissement liés au projet d'exploitation à long terme. Les 10,193 % restants seront pris en charge par Luminus.

(51) Electrabel est et restera le seul exploitant des deux réacteurs nucléaires dans le cadre d'un accord d'exploitation et de maintenance (voir section 3.3.1.4). BE-NUC ne deviendra pas un exploitant nucléaire, mais disposera de droits de contrôle sur les coûts d'exploitation dans le cadre de l'accord d'exploitation et de maintenance.

(52) La Belgique a indiqué qu'elle n'envisageait pas la possibilité de contracter une dette extérieure pour financer le projet d'exploitation à long terme. Celui-ci sera entièrement financé par ses actionnaires au moyen de fonds propres et de prêts d'actionnaires (voir section 3.3.1.2.2 ci-dessous).

3.3.1.2.1. Coentreprise

(53) Il n'y aura pas d'achat par l'État belge de parts de copropriété dans les unités LTO, mais plutôt un transfert (scission partielle des actifs concernés) d'Electrabel à l'entreprise commune, conformément aux étapes décrites au considérant 49 de la décision d'ouvrir la procédure.

(54) Electrabel cédera ses 89,807 % de droits de propriété sur les unités LTO (ainsi que les permis connexes et tout autre actif nécessaire) à BE-NUC, en échange de la distribution d'actions de BE-NUC à Engie (qui était à l'époque l'unique actionnaire d'Electrabel). L'apport d'Electrabel à BE-NUC sera évalué en tenant compte de la valeur de récupération du bâtiment, de la valeur du terrain et de la valeur des installations immobilières, comme décrit au considérant 51 de la décision d'ouvrir la procédure.

(55) Cette évaluation de l'apport d'Electrabel se reflète dans le prix d'achat de 24,7 millions d'EUR (sous réserve d'ajustements) que l'État belge devra payer pour acquérir de nouvelles actions et conserver une participation de 50 % dans BE-NUC. Le conseil d'administration de BE-NUC demandera à un contrôleur (légal) ou à un expert-comptable de préparer un rapport sur l'apport en nature, évaluant notamment la valorisation appliquée et les méthodes d'évaluation utilisées à cette fin.

(56) La Belgique fait valoir que la valorisation des actifs n'a aucune incidence sur l'analyse du scénario contrefactuel. Elle a fourni des éléments prouvant que le transfert d'actifs (bâtiments et terrains) dans le cadre du projet d'exploitation à long terme était neutre. Selon la Belgique, l'utilisation de méthodes prudentes de valorisation des actifs (basées sur la valeur de rebut ou sur la juste valeur) garantit qu'Engie ne tire aucun avantage du transfert d'actifs.

(57) En outre, les installations immobilières correspondent à des équipements d'exploitation à long terme, qui ont été achetés dans le cadre des services d'exploitation à long terme, des services d'exploitation et de maintenance et des services au titre de l'ADC et qui ont été installés et intégrés dans les unités LTO avant la scission partielle. Pour des raisons liées au droit immobilier belge, et afin d'éviter une double comptabilisation, ces équipements d'exploitation à long terme spécifiques ne sont pas payés directement, mais sont pris en considération dans la scission partielle, avec les terrains et les bâtiments. En outre, la Belgique confirme que les flux de liquidités liés à ces équipements d'exploitation à long terme sont déjà pris en considération dans le modèle financier de signature.

(58) Un pacte d'actionnaires a été conclu entre Electrabel, le gouvernement belge et BE-NUC afin de définir la gouvernance d'entreprise de BE-NUC et les droits de chacun de ses actionnaires. Conformément à cet accord, le conseil d'administration de BE-NUC est composé de quatre administrateurs, dont deux sont nommés sur proposition du gouvernement belge et deux sur proposition d'Electrabel. Le président et le directeur financier de BE-NUC sont automatiquement des administrateurs nommés par le gouvernement belge. Le quorum au conseil d'administration est la majorité simple et ses résolutions sont votées à la majorité simple. Des dispositions relatives aux conflits d'intérêts ont été mises en place.

(59) Comme mentionné au considérant 55 de la décision d'ouvrir la procédure, les actifs non européens actuellement détenus par Electrabel seront transférés à Engie. Engie, en tant que société mère d'Electrabel, garantit que cette dernière conserve des actifs d'une valeur d'au moins 4 milliards d'EUR au moment de la clôture de la transaction (sur la base d'une valeur nette calculée au 30 juin 2023). En outre, après la clôture, d'autres garanties s'appliquent, telles que la surveillance continue et renforcée de la situation financière de l'exploitant nucléaire par la CPN et la garantie illimitée et irrévocable accordée par Engie pour certaines obligations de l'exploitant nucléaire.

(60) La Belgique fait valoir que l'entreprise commune constitue un investissement *pari passu*, étant donné que les deux actionnaires s'engagent dans l'entreprise commune à des conditions égales et, en tant qu'actionnaires, avec le même niveau de risque et de rendement.

3.3.1.2.2. Financement des actionnaires: apport en fonds propres et prêts des actionnaires

(61) Le rôle de l'État belge en tant qu'actionnaire présuppose, entre autres, le financement des coûts d'investissement (CAPEX) et des coûts d'exploitation (OPEX) de BE-NUC, la gestion des actions et l'exercice des droits des actionnaires (par exemple, les droits de vote), ainsi que le soutien des deux administrateurs de BE-NUC, nommés sur proposition de l'État belge (voir considérant 58).

(62) L'apport en capital social comprend:

a) un apport en fonds propres: le gouvernement belge et Electrabel, en tant qu'actionnaires de BE-NUC, apporteront chacun des fonds propres à BE-NUC au moyen d'une augmentation de capital afin de financer toute dépense prévue par le pacte d'actionnaires; et

b) des prêts d'actionnaires: Electrabel et le gouvernement belge émettront tous deux, pour BE-NUC, des prêts d'actionnaires (respectivement le «prêt d'actionnaires d'Electrabel» et le «prêt d'actionnaires du gouvernement belge») afin de financer toute dépense prévue par le pacte d'actionnaires.

(63) La Belgique précise que les conditions générales du prêt d'actionnaire d'Electrabel et du prêt d'actionnaire du gouvernement belge sont identiques. Ces deux prêts seront accordés aux conditions du marché, à des taux d'intérêt qui n'ont pas encore été fixés, mais qui, selon les accords de prêt d'actionnaire, seront déterminés par le conseil d'administration de BE-NUC conformément au pacte d'actionnaires, sur la base des taux du marché en vigueur et de tout financement par emprunt comparable auprès de tiers susceptible d'être disponible au moment opportun. Conformément à la procédure convenue entre le gouvernement belge et Engie, cette dernière a dressé une liste de conditions fixant les conditions générales des deux prêts d'actionnaires. Cette liste décrit la méthode utilisée pour fixer le taux d'intérêt. La Belgique indique que cette méthode est conforme aux politiques d'Engie en matière de prix de transfert et respecte le principe BEPS de l'OCDE ([46]), garantissant ainsi que le taux d'intérêt est fixé à un niveau conforme au principe de pleine concurrence. Conformément à la liste des conditions, le taux d'intérêt devrait être un taux variable, fixé au taux EURIBOR à 6 mois (avec un plancher de 0 %) majoré d'une marge prévue d'environ [0-3] %.

(64) La Belgique indique que l'introduction d'un prêt d'actionnaire en plus de l'apport en fonds propres résulte de considérations financières et transactionnelles. D'une part, l'octroi du prêt d'actionnaire offre une plus grande souplesse au moment d'élaborer les calendriers de prélèvement et de remboursement. En particulier, les conditions de remboursement du prêt peuvent être convenues avec moins de contraintes réglementaires que les paiements de dividendes ou les remboursements de fonds propres. D'autre part, le prêt pourrait optimiser la structure financière en ce qui concerne le revenu imposable (jusqu'à 30 % de l'EBITDA est remboursable pour déduire les intérêts).

([46]) BEPS signifie «érosion de la base d'imposition» (Base Erosion) [réduction du revenu imposable (ou de l'assiette fiscale) dans un pays] et «transfert de bénéfices» (Profit Shifting) (transfert des bénéfices vers des pays où les impôts sont beaucoup plus faibles voire inexistants). Les principes BEPS de l'OCDE font référence à un ensemble de lignes directrices internationales conçues pour lutter contre l'évasion fiscale des entreprises multinationales. Ils garantissent que les entreprises paient des impôts là où elles réalisent effectivement des bénéfices et là où elles exercent leurs activités commerciales réelles, au lieu de transférer leurs bénéfices vers des pays à faible imposition.

(65) Sur la base des calculs préliminaires figurant dans le modèle financier de signature, l'apport total en capital social (apport en fonds propres et prêts des actionnaires) s'élève à [2 000-2 500] millions d'EUR ([47]), qui doivent être fournis à 89,807 % par le gouvernement belge et Electrabel à des conditions *pari passu* en […] tranches de […] à […] afin de financer, entre autres, les dépenses CAPEX du projet d'exploitation à long terme (les 10,193 % restants étant financés par Luminus). La contribution au capital social doit être remboursée aux actionnaires de BE-NUC au moyen d'une série de réductions du capital-actions et de remboursements de prêts d'actionnaires et doit être rémunérée par la distribution de dividendes et d'intérêts sur les prêts d'actionnaires. La répartition de la contribution au capital social (2 000 à 2 500 millions d'EUR) entre l'apport en fonds propres et les prêts d'actionnaires n'a pas encore été décidée.

(66) La Belgique fait valoir que les obligations de financement des actionnaires et le prêt d'actionnaire peuvent être considérés comme un financement pari passu et que le prêt d'actionnaire sera accordé aux conditions du marché, de sorte que le financement des actionnaires ne confère pas d'avantage sélectif aux bénéficiaires.

3.3.1.3 Accord de rémunération

(67) Un accord de rémunération a été conclu entre BE-NUC, Luminus et la contrepartie à l'accord de rémunération, qui sera un service autonome jouissant d'une indépendance comptable au sein de l'État belge («BE-WATT»). L'accord de rémunération vise à remédier à l'incertitude des prix du marché et à réduire les risques liés aux revenus du projet d'exploitation à long terme pour les propriétaires des unités LTO, à savoir BE-NUC et Luminus. Ainsi, BE-NUC et Luminus devraient tirer de l'exploitation des unités LTO des revenus suffisants pour garantir leur fonctionnement sûr et fiable et leur viabilité économique, tout en permettant aux actionnaires d'envisager le rendement financier conforme au marché requis.

(68) La Belgique précise notamment que les principes de financement de la transaction sont les suivants:

a) Les besoins du projet d'exploitation à long terme en dépenses d'investissement sont principalement financés par les actionnaires de BE-NUC sur une base pari passu (et par Luminus proportionnellement à sa copropriété), soit par des fonds propres, soit par des prêts d'actionnaires (voir section 3.3.1.2).

b) Les coûts d'exploitation et de maintenance du projet d'exploitation à long terme sont principalement financés par les revenus d'exploitation des activités d'exploitation à long terme, lesquels sont garantis par le CEC (dans la mesure de la disponibilité des unités LTO) (voir section 3.3.1.3.2). Le prix d'exercice du CEC est estimé à un niveau permettant au taux de rendement interne (ci-après «TRI») attendu des flux de liquidités du projet d'exploitation à long terme d'atteindre le TRI cible de 7 % (nominal et après impôts), dans la fourchette comprise entre 6 % et 8 % (voir section 3.3.1.3.1).

c) Le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et les prêts liés au coût de la période d'arrêt complètent les revenus d'exploitation des activités d'exploitation à long terme et consistent en des mesures de protection visant à garantir que BE-NUC dispose à tout moment de liquidités suffisantes pour payer ses coûts d'exploitation, de maintenance et de combustible afin de permettre une exploitation sûre et fiable des unités LTO.

— Les prêts liés au coût de la période d'arrêt sont destinés à financer les coûts préalables au redémarrage des unités LTO et à garantir une trésorerie suffisante pendant la période de démarrage de trois ans (jusqu'au 31 décembre 2028), pendant laquelle des travaux importants doivent encore être entrepris et les unités LTO ne peuvent pas fonctionner à pleine capacité.

— Le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital n'est déclenché qu'en cas de réduction (significative) de la disponibilité des unités LTO, en garantissant ainsi la stabilité financière à long terme pendant toute la durée de la prolongation de la durée de vie. Une facilité de financement du fonds de roulement sert de passerelle intra-annuelle vers le paiement minimal annuel des charges d'exploitation et des charges de capital.

(69) Les mécanismes de soutien financier (CEC, paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et prêts liés au coût de la période d'arrêt) sont expliqués plus en détail aux sections 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 et 3.3.1.3.4 ci-dessous.

([47]) Hors TVA. Les chiffres du modèle financier de signature n'incluent pas la TVA.

3.3.1.3.1. Taux de rendement du projet d'exploitation à long terme

(70) En termes généraux, le TRI (cible) est le niveau de rendement minimum que les investisseurs acceptent pour compenser un certain niveau de risque dans un projet d'investissement. Le TRI cible est souvent appelé «taux critique de rentabilité», qui est le seuil que le TRI d'un projet doit atteindre ou dépasser avant que le projet ne soit entrepris. En théorie, le taux critique de rentabilité requis est égal à la somme du coût du capital (par exemple, le coût moyen pondéré du capital ou «CMPC») et d'une prime de risque. En d'autres termes, il s'agit d'une combinaison des taux de rendement de projets/actifs comparables et d'ajustements visant à s'aligner sur un profil de risque particulier, comprenant des primes spécifiques au projet afin de couvrir les risques supplémentaires non diversifiables.

(71) Dans le cas présent, les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite (ci-après «LCOE» pour «levelised cost of electricity») correspondent au niveau minimum du prix moyen de l'électricité (ou du prix d'exercice dans la conception du CEC) à obtenir pour que le projet d'exploitation à long terme atteigne son TRI cible. Comme mentionné au considérant 72 de la décision d'ouvrir la procédure, le prix d'exercice préliminaire dans le modèle financier de signature, fondé sur l'hypothèse d'un coût de modernisation des unités LTO d'environ [2-2,5] milliards d'EUR, a été fixé à [80-90] EUR par MWh (aux prix de 2022). Selon la Belgique, lorsqu'on examine l'application du mécanisme (renforcé) de partage des pertes/gains (ci-après l'«ajustement au titre des risques liés au prix du marché») le prix d'exercice, fondé sur le modèle financier de signature, peut varier de [80-90] EUR par MWh à [80-90] EUR par MWh (aux prix de 2022).

(72) La Belgique soutient que le TRI cible est un taux de rendement prudent compte tenu de l'exposition au risque du projet d'exploitation à long terme, fondé sur: i) une analyse comparative des taux de rendement d'autres investissements nucléaires à l'échelle mondiale et d'autres actifs du secteur de l'électricité en Belgique (voir section 3.3.1.3.1.1); ii) une évaluation du coût du capital de BE-NUC [à la fois le CMPC et le coût des fonds propres (CFP)] sur la base du modèle d'évaluation des actifs financiers (voir section 3.3.1.3.1.2); et iii) une simulation du TRI attendu ajusté au titre du modèle d'évaluation des actifs financiers compte tenu de l'évolution des conditions du marché, qui montre que le TRI attendu du projet d'exploitation à long terme a diminué par rapport au moment de la négociation de l'accord de mise en œuvre (voir section 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Analyse comparative

(73) La Belgique a fourni une analyse comparative internationale des taux de rendement cibles et du coût du capital pour les entreprises exploitant des centrales nucléaires dans différentes régions géographiques, ainsi que pour les centrales électriques au gaz rémunérées dans le cadre du mécanisme de capacité belge et les entreprises exploitant d'autres types d'infrastructures de transport et de stockage d'énergie en Belgique. L'exercice d'évaluation comparative a été affiné après l'adoption de la décision d'ouvrir la procédure, notamment en ce qui concerne une description plus détaillée de la nature des cadres réglementaires et d'éventuels régimes supplémentaires ayant une incidence sur la répartition des risques pour les entreprises et les projets envisagés. Le tableau 3 donne une vue d'ensemble du taux de rendement public cible ou des estimations du CMPC des projets et des entreprises inclus dans l'évaluation comparative.

Tableau 3

Estimations du CMPC public pour les projets/entreprises inclus dans l'évaluation comparative

Entreprise/projet et propriétaire considérés	Cadre réglementaire et période concernée	Taux de rendement cible après impôts/CMPC et année de décision [1]	Prime par rapport au taux sans risque [2]
Entreprises de services publics américaines intégrées verticalement (Georgia Power et Duke Energy), principalement privées	Modèle de BAR [période de trois ans écoulée entre 2023-2025 pour Georgia Power, débutant en 2023 pour Duke Energy en Caroline du Sud et débutant en 2024 pour Duke Energy en Caroline du Nord (sous réserve de révision en fin d'année)]	6,36 %- 7,06 % (2022 et 2023)	2,8 %- 4,2 %

Entreprise/projet et propriétaire considérés	Cadre réglementaire et période concernée	Taux de rendement cible après impôts/CMPC et année de décision (1)	Prime par rapport au taux sans risque (2)
Entreprise de services publics canadienne détenue par l'État OPG (portefeuille de production comprenant notamment des centrales nucléaires et hydroélectriques)	Modèle de BAR (période de 5 ans entre 2022 et 2026)	5,6 % (2021)	3,5 %- 4,3 %
Centrale nucléaire canadienne rénovée Bruce A, détenue par le secteur privé	CEC bidirectionnel avec prix d'exercice fondé sur le TRI cible (contrat de 25 ans, à compter de la reprise de l'exploitation)	10,6 %- 13,8 % (2007)	6,0 %- 9,7 %
Nouvelle centrale nucléaire de Hinkley Point C (Royaume-Uni), sans participation de l'État britannique	CEC bidirectionnel avec prix d'exercice fondé sur le TRI cible (contrat de 35 ans, à compter de la mise en service)	9,25 %- 9,75 % (2014)	5,8 %- 7,5 %
Nouvelle centrale nucléaire hongroise Paks II, construction financée à 100 % par l'État	Rémunération fondée sur le marché, soutien de l'État pour le financement de 100 % des dépenses en capital	7,38 %- 8,4 % (2017)	3,9 %- 5,2 %
Actifs nucléaires français existants d'EDF, entreprise détenue à 100 % par l'État	Régulation partielle des prix (ARENH — en cours de refonte); principalement exposé au marché jusqu'en 2026, inconnu par la suite	7,6 % (2022)	4,9 %- 6,2 %
Prolongation de la durée de vie du réacteur nucléaire belge Tihange 1, non détenu par l'État belge	Rémunération fondée sur le marché avec impôt sur les bénéfices exceptionnels (jusqu'en 2025)	9,3 % (2013)	5,9 %- 6,9 %
Mécanisme de capacité belge (centrales électriques au gaz)	Contrat de capacité (jusqu'à 15 ans pour les capacités nouvellement construites)	7,6 %- 8,6 % (2023) (3)	5,5 %- 6,5 %

Source: mémo Compass Lexecon, 29 novembre 2024, «SA.106107 BE - Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment».

(1) Dans certains cas, la décision réglementaire de l'entreprise/du projet concerné fait référence au taux de rendement cible (par exemple, afin de déterminer le prix d'exercice du CEC) ou au CMPC (par exemple, tel qu'il est inclus dans le modèle fondé sur une BAR pour déterminer les revenus autorisés). Pour chaque entreprise/projet pris en considération, le taux de rendement ou le CMPC pris en considération dans le régime réglementaire correspondant est présenté. L'année entre parenthèses fait référence à l'année au cours de laquelle l'évaluation/la décision concernant le taux de rendement cible/le CMPC a été prise.

(2) Afin de pouvoir comparer les résultats, nous nous concentrons sur la prime par rapport au taux sans risque, c'est-à-dire la différence entre le taux de rendement cible/le CMPC après impôts évalué et le taux sans risque contemporain (prime par rapport au taux sans risque au moment de l'évaluation/de la décision du régulateur concernant l'actif/l'entreprise considéré).

(3) Le CMPC après impôts a été calculé sur la base du CMPC réel avant impôts spécifique à la technologie (proposé par la CREG et Elia et fixé par le ministre de l'énergie) tel qu'il est appliqué pour déterminer les paramètres d'enchères du mécanisme de capacité.

(74) Le tableau 4 présente une vue d'ensemble des éléments traitant des risques dans les projets ou entreprises comparés.

Tableau 4

Éléments traitant des risques pour les projets/entreprises comparés

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point C	Mécanisme de capacité belge	Actifs nucléaires français d'EDF existants	Paks II	Unités LTO	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy Caroline du Sud et Caroline du Nord
Portefeuille/ risques	4 unités nucléaires rénovées	1 unité nucléaire rénovée	1 nouvelle centrale nucléaire (2 unités)	/	Parc nucléaire (57 unités)	1 nouvelle centrale nucléaire (2 unités)	2 unités nucléaires rénovées	Unités nucléaires et hydroélectriques rénovées	Intégration verticale, y compris réseaux, nucléaire et autres technologies.
Construction	Ajustement du prix d'exercice	-	-	-	-	financée à 100 % par l'État + somme forfaitaire pour l'ingénierie, l'achat et la construction	Ajustement du prix d'exercice	BAR	BAR
Marché	CEC bidirectionnel	-	CEC bidirectionnel	Contrat de capacité	ARENH (régulation partielle des prix)	-	CEC bidirectionnel	BAR	BAR
Fonctionnement	Indexation/ ajustement du prix d'exercice; répercussion du coût du combustible	-	Indexation/ ajustement du prix d'exercice	-	-	-	Indexation/ ajustement du prix d'exercice + paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital	BAR	BAR
Financement	-	-	Garantie de prêt	Contrat de capacité	Propriété de l'État	Financé à 100 % par l'État	Prêt paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital/prêt lié au coût de la période d'arrêt	BAR	BAR
Politique	-	Protections juridiques	Protections juridiques	-	Propriété de l'État	Financé à 100 % par l'État	Protections juridiques	BAR	BAR

Source: mémo Compass Lexecon, 29 novembre 2024, «SA.106107 BE - Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment».

(*) Compass Lexecon indique ne pas être en mesure d'évaluer le profil de risque exact sur la base du cadre réglementaire applicable aux services publics américains et canadiens, car elle ne dispose pas d'informations détaillées à ce sujet.

(75) Selon la Belgique, cet exercice d'évaluation comparative met en évidence trois éléments:

a) les entreprises et projets réglementés inclus dans cet indicateur de référence ne sont pas directement comparables à BE-NUC, car ils diffèrent soit en termes de cadre réglementaire/système de financement et de répartition des risques qui en résulte, soit parce qu'ils comprennent d'autres types d'actifs (ce qui diversifie et dilue les risques liés au nucléaire). Il n'existe aucune entreprise directement comparable, mais l'indicateur de référence comprend une sélection d'entreprises et de projets présentant des caractéristiques individuelles pertinentes telles que la situation géographique, la technologie des actifs, les actifs existants/nouveaux, le marché et le cadre réglementaire/de soutien. Toutefois, ces entreprises et projets comparables ne ressemblent pas à BE-NUC à tous égards. Malgré ces limites, l'indicateur de référence fournit néanmoins des informations pertinentes pour évaluer les paramètres de rémunération (taux de rendement cible/CMPC) en tenant compte des spécificités de chaque entreprise ou projet et des profils de risque associés. Par conséquent, l'indicateur de référence présenté doit être considéré comme pertinent pour évaluer et contextualiser des fourchettes raisonnables de paramètres de rémunération fondés sur le marché;

b) l'indicateur de référence souligne que les primes sur le taux sans risque diminuent à mesure que le portefeuille se diversifie et que l'exposition aux risques (liés à la construction, au marché, à l'exploitation, au financement et aux politiques) diminue et, éventuellement, en fonction de la nature du propriétaire/de l'opérateur, car les services publics historiques, publics ou financés par l'État peuvent bénéficier de coûts de financement moins élevés (voir tableau 3 et tableau 4).

— Dans le bas de la fourchette, les services publics nord-américains (OPG, Georgia Power et Duke Energy) qui disposent de portefeuilles d'actifs diversifiés et sont soumis à un modèle fondé sur une BAR offrant une couverture complète des risques affichent des primes relativement faibles par rapport au taux sans risque (environ 2,8 à 4,3 %).

— Le projet nucléaire Paks II et le parc nucléaire existant d'EDF affichent des primes plus élevées (environ 3,9 à 6,2 %). Leur rémunération est au moins en partie marchande et les actifs considérés sont uniquement les centrales nucléaires. Cependant, la propriété/le financement par l'État peut, dans une certaine mesure, réduire les coûts de financement.

— Les nouvelles centrales à gaz relevant du mécanisme de capacité belge affichent une prime de risque relativement élevée (5,5 à 6,5 %). Ces centrales thermiques nouvellement construites sont exposées à des risques liés à la construction, à l'exploitation et à la politique, tandis que les risques de marché sont souvent réduits grâce à des contrats de capacité et des paiements pluriannuels.

— Dans le haut de la fourchette, l'unité nucléaire de Tihange 1 affiche à elle seule une prime élevée (5,9 à 6,9 %), car les propriétaires supportent les risques d'investissement et d'exploitation, tandis que les revenus du marché sont incertains et que les hausses du marché sont plafonnées. Hinkley Point C présente également une prime relativement élevée (5,8 %-7,5 %), qui s'explique par la nature des actifs (nouvelle centrale nucléaire unique) et par les risques importants liés à la construction/l'exploitation supportés par les actionnaires, malgré le CEC et d'autres protections. De même, la prime de risque pour Bruce Power, une société privée qui n'est active que dans le nucléaire et qui bénéficie d'un CEC (ainsi que d'autres mécanismes de partage des risques), est relativement élevée (6,0 à 9,7 %). Cela dit, la rémunération de cette centrale a été fixée en 2007, dans un contexte financier et commercial différent;

c) dans l'ensemble, la Belgique souligne que l'exposition au risque de BE-NUC dans les différentes dimensions se situe entre l'exposition au risque des actifs et des services publics bénéficiant d'un modèle fondé sur une BAR et celle des actifs et services publics bénéficiant d'un CEC et/ou d'autres types de rémunération fondée sur le marché. Le TRI nominal cible après impôts de BE-NUC (ci-après le «TRI du projet») de 7 % (et sa fourchette de seuils de 6 à 8 %) affiche une prime de 3 à 5 %, tenant compte d'un taux sans risque moyen d'environ 3 %. Sur la base des données empiriques, la prime implicite du TRI du projet dans l'analyse de rentabilité se situe dans la fourchette basse des exigences des investisseurs pour les projets/entreprises de référence et proche des primes estimées pour les actifs diversifiés des services publics dans le cadre des régimes de BAR, qui sont moins exposés aux risques spécifiques au nucléaire et qui comportent donc moins de risques de perte de l'investissement et du rendement.

(76) Par conséquent, la Belgique considère que le TRI cible de 6 à 8 % du projet se situe dans la fourchette probable des rendements du marché qui n'entraîneront pas de surcompensation.

3.3.1.3.1.2. Comparaison du TRI cible avec le coût du capital de BE-NUC

(77) Outre l'exercice d'évaluation comparative, afin de confirmer si le TRI cible de 7 % se situe ou non dans la fourchette probable des rendements conformes au marché, la Belgique a fourni une évaluation du coût du capital réalisée à l'aide de deux indicateurs, le CMPC et le CFP sans effet de levier, étant donné que BE-NUC n'est pas financée par la dette.

(78) La Belgique a obtenu des estimations du CMPC et du CFP sans effet de levier comprises entre 6,2 % et 7,4 % (ce qui correspond à une prime de risque pour le projet de 3,1 à 4,3 % au-dessus du taux sans risque). Selon la Belgique, cela démontre et confirme une nouvelle fois que le TRI cible de 7 % est proportionné et n'entraîne pas de surcompensation. Les sections ci-dessous expliquent plus en détail comment le CMPC et le CFP ont été estimés.

3.3.1.3.1.2.1. Estimation du CMPC du projet d'exploitation à long terme

(79) Le premier indicateur permettant d'estimer le coût du capital est le CMPC, qui représente le taux de rendement minimal que le projet doit offrir pour attirer des capitaux. Ce rendement minimal correspond au rendement que les investisseurs potentiels pourraient obtenir s'ils décidaient d'investir dans un autre projet présentant des caractéristiques équivalentes en termes de flux de liquidités, de calendrier et de risque. Le CMPC après impôts est calculé à l'aide de la formule suivante:

CMPC = w_E * (taux sans risque + β_E * Prime de risque sur fonds propres) + (1– w_E) * Coût de la dette après impôts

w_E: part de financement sur fonds propres

B_E: bêta des fonds propres avec effet de levier, c'est-à-dire l'exposition de l'entreprise à des risques systématiques

(80) Le CMPC est donc la somme i) du CFP pondéré proportionnellement à la valeur de marché des fonds propres dans le capital total (w_E); et ii) du coût de la dette (après impôts) pondéré par la part de la valeur de marché de la dette dans le capital total ($1-w_E$). Le CFP est calculé sur la base du modèle d'évaluation des actifs financiers (ci-après le «MEDAF»), un modèle standard permettant de mesurer le rendement exigé par un investisseur pour couvrir le coût d'opportunité de la valeur de l'argent sur un horizon d'investissement donné (le taux sans risque) et pour l'exposition au risque de marché ([48]). L'exposition au risque de marché est représentée par la valeur bêta des capitaux propres à effet de levier (β_E). En raison de la volatilité des paramètres, les données utilisées pour le MEDAF ont été calculées sous forme de fourchettes.

(81) En ce qui concerne le calcul du bêta des fonds propres avec effet de levier, la Belgique fait valoir que, comme l'entreprise commune est une société nouvelle et privée qui détient deux unités nucléaires concernées par l'exploitation à long terme existantes avec une durée de vie prévue de 10 ans, son bêta ne peut être calculé à partir des données du marché ou des données historiques et doit donc être estimé à partir d'un groupe de sociétés cotées comparables. Toutefois, étant donné qu'il n'existe aucune entreprise de services publics comparable exposée à 100 % à la production nucléaire, la Belgique a pris en considération un échantillon composé des cinq entreprises de services publics européennes cotées en bourse les plus exposées aux activités nucléaires, c'est-à-dire des projets comparables dont 15 à 65 % de la production provient de centrales nucléaires, dans le cadre d'un portefeuille diversifié (voir tableau 5).

([48]) Le modèle de MEDAF est largement reconnu et accepté dans la littérature académique et par les professionnels du secteur comme une approche robuste pour estimer le coût des fonds propres.

Tableau 5

Bêtas des actifs pour des entreprises de services publics comparables ayant une exposition nucléaire variable

Société	% du nucléaire dans le bouquet en 2022/2023	Bêtas des actifs (sans effet de levier)
Groupe ČEZ	[60-70] %	[0,40-1,00]
Fortum Oyj	[50-60] %	[0,40-1,00]
UPM-Kymmene Oyj	[40-50] %	[0,40-1,00]
Endesa, SA	[40-50] %	[0,40-1,00]
Iberdrola, SA	[10-20] %	[0,40-1,00]
Moyenne simple	-	[0,40-1,00]
Médiane	-	[0,40-1,00]

Source: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, Compass Lexecon, 29 novembre 2024.

(82) La Belgique a expliqué que toutes ces entreprises de services publics étaient des sociétés cotées en bourse diversifiées, qui détenaient une exposition considérable à des actifs de réseau réglementés au moyen d'une BAR et/ou à des actifs dans le domaine des énergies renouvelables bénéficiant d'un soutien, contrairement à l'entreprise commune, qui est une entité privée détenant une exposition à 100 % à la production nucléaire faisant l'objet de l'accord de rémunération. Par conséquent, les risques systémiques estimés sur la base de ces entreprises comparables sous-estimeraient probablement le risque systémique de BE-NUC.

(83) La Belgique a utilisé les paramètres du tableau 6 pour les intégrer dans la formule du CMPC et, sur la base de ces données et d'autres données supplémentaires observées tout au long de l'année 2023, a obtenu un CMPC théorique compris entre 6,2 % et 7,4 %, incluant une prime de 3,1 à 4,3 % par rapport au taux sans risque.

Tableau 6

Estimation du CMPC de BE-NUC et principaux paramètres sous-jacents

Paramètre	Hypothèse/approche	Estimation (*)
Taux sans risque	Fourchette des rendements de 2023 des obligations d'État belges à 10 ans (OLO)	2,5 %- 3,6 %
Prime de risque sur le marché des actions	Estimations des experts pour les marchés matures	4,6 %- 6,0 %
Coefficient bêta (sans effet de levier)	Médiane et moyenne des données comparables	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Levier cible	Médiane et moyenne des données comparables	53,0 %- 54,4 %
Coefficient bêta (avec effet de levier)	Formule de Hamada avec levier cible	[0,40-1,00]-[1,00-1,60]
Coût des fonds propres (avec effet de levier)	MEDAF	7,4 %- 9,3 %
Coût de la dette avant impôts	Taux sans risque + prime de risque des entreprises du secteur de l'électricité	5,3 %- 5,5 %
Part de la dette dans le capital total	Dérivé du levier cible	34,6 %- 35,2 %

Paramètre	Hypothèse/approche	Estimation (*)
Taux d'imposition	Taux d'imposition des sociétés en Belgique	25 %
CMPC avant impôts	En utilisant le coût des fonds propres avec effet de levier et le coût de la dette avant impôts	6,7 %- 7,9 %
CMPC après impôts	En utilisant le coût des fonds propres avec effet de levier et le coût de la dette après impôts	**6,2 %- 7,4 %**

Source: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, Compass Lexecon, 29 novembre 2024

(*) La fourchette correspond à l'évolution historique entre le début et la fin de l'année 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Estimation du coût des fonds propres du projet d'exploitation à long terme

(84) La deuxième méthode est basée sur le CFP, qui mesure le rendement du projet requis pour les actionnaires, en supposant qu'il n'y ait pas de financement par emprunt, comme c'est le cas pour le projet d'exploitation à long terme. Bien que l'approche du CFP utilise également le MEDAF, elle s'appuie sur le CFP sans effet de levier (c'est-à-dire sans endettement) ([49]). Le CFP sans effet de levier est calculé comme suit:

$$\textbf{CFP (sans effet de levier)} = \textbf{Taux sans risque} + \beta_A \times \textbf{Prime de risque sur fonds propres}$$

β_A: bêta sans effet de levier, ou «bêta des actifs»

(85) L'approche suivante a été utilisée pour estimer chaque paramètre de l'équation du CFP (voir tableau 7):

a) Le taux sans risque est estimé sur la base des rendements des obligations d'État belges à 10 ans [«OLO» ([50])], qui ont fluctué tout au long de l'année 2023 dans une fourchette comprise entre 2,5 % et 3,6 %. Pour l'estimation de la prime de risque (sur le marché) des actions, diverses sources externes ont été prises en considération, à partir desquelles une fourchette de 4,6 % à 6 % a été retenue:

— Estimations de Damodaran: 5,9 % en janvier 2023 et 4,6 % en janvier 2024.

— Les estimations de Kroll se situent entre 5,5 % et 6 % pour 2023.

b) L'estimation du bêta (sans effet de levier) des actifs reposait sur les mêmes hypothèses que celles utilisées pour le calcul du CMPC ci-dessus, ce qui a donné une valeur médiane et moyenne de [0,40-1,00] et [0,40-1,00] pour cinq sociétés de services publics cotées en bourse ayant une certaine exposition à la production nucléaire (voir le tableau 5).

(86) En intégrant les estimations ci-dessus dans l'équation du CFP, on obtient une estimation du CFP sans effet de levier comprise entre 6,2 % et 7,5 % (voir le tableau 7), incluant une prime de 3,1 % à 4,3 % au-dessus du taux sans risque, ce qui correspond aux résultats obtenus pour le CMPC.

([49]) Contrairement au «bêta avec effet de levier», également appelé simplement «bêta», qui compare la volatilité des rendements de la dette et des fonds propres d'une entreprise à ceux du marché dans son ensemble (par exemple, une entreprise dont le bêta est de 1,4 a des rendements dont la volatilité est 140 % supérieure à celle du marché auquel elle est comparée), le «bêta sans effet de levier», également appelé «bêta des actifs», mesure le risque de marché de l'entreprise sans l'incidence de la dette afin d'isoler le risque lié uniquement aux actifs de l'entreprise.
Le CFP sans effet de levier est généralement utilisé pour évaluer des projets ou des investissements financés uniquement par des fonds propres. Ainsi, la comparaison entre le CMPC et le coût du capital sans effet de levier permet de mieux comprendre l'incidence de la dette sur le coût du capital d'une entreprise.

([50]) OLO signifie «Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie».

Tableau 7

Estimations du coût des fonds propres sans effet de levier de BE-NUC et paramètres sous-jacents (fourchette complète)

Paramètre	Hypothèse/approche	Estimations
Taux sans risque	Fourchette des rendements des OLO à 10 ans en 2023	2,5 %- 3,6 %
Prime de risque sur le marché des actions	Estimations des experts pour les marchés matures	4,6 %- 6,0 %
Coefficient bêta (sans effet de levier)	Médiane et moyenne des données comparables	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Coût des fonds propres (sans effet de levier)	MEDAF	6,2 %- 7,5 %

Source: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, Compass Lexecon, 29 novembre 2024.

(87) Compte tenu des paramètres estimés ci-dessus (pour les fourchettes possibles tout au long de l'année 2023), la Belgique estime trois scénarios plausibles pour le CFP sans effet de levier au moment de l'accord entre les parties en 2023, correspondant à une fourchette de 6,8 % à 7,3 % (voir le tableau 8).

Tableau 8

Trois scénarios pour le coût des fonds propres sans effet de levier de BE-NUC (fourchette réduite)

	Limite inférieure	Scénario de base	Limite supérieure
Taux sans risque (moyenne de 2023)	3,11 %		
Prime de risque sur fonds propres (moyenne de 2023)	5,27 % (Moyenne de Damodaran pour 2023)	5,51 % (Moyenne de Damodaran et Kroll)	5,75 % (Moyenne de Kroll en 2023)
Bêta sans effet de levier (moyenne comparable)	[0,40-1,00] (Moyenne simple, hors Iberdrola)	[0,40-1,00] (Médiane de 5 entreprises)	[0,40-1,00] (Moyenne simple de Fortum et CEZ)
Taux d'endettement	0 %		
Coût des fonds propres (sans effet de levier)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Source: SA.106107 Supplementary note Additional explanations on the range of cost of capital estimates Compass Lexecon, 5 décembre 2024.

3.3.1.3.1.2.3. Limitations des estimations du coût du capital de BE-NUC fondées sur le MEDAF

(88) La Belgique reconnaît les limitations de l'approche fondée sur le MEDAF pour estimer le coût du capital de BE-NUC, compte tenu de l'absence de sociétés cotées en bourse directement comparables et des spécificités du profil de risque et de l'approche de financement du projet ([51]). La Belgique met notamment en avant la spécificité du secteur nucléaire et la comparabilité limitée avec d'autres groupes d'actifs.

([51]) Il n'est pas toujours possible d'exprimer tous les risques de marché potentiels à l'aide d'un seul paramètre, en particulier pour les investissements privés dont le bêta ne peut être estimé qu'à partir d'un groupe d'actifs pairs dont la comparabilité est limitée.

(89) En outre, la Belgique examine les différentes primes généralement exigées par les investisseurs pour investir dans la pratique dans des projets d'investissement à long terme comparables par rapport à l'estimation du CMPC obtenue en appliquant l'approche fondée sur le MEDAF. La Belgique avance une justification possible de la nécessité de tenir compte de cette prime par rapport à l'estimation du CMPC en raison du risque de blocage du capital pour les projets d'investissement à long terme qui ne peuvent être diversifiés et qui ne sont pas récompensés dans le cadre du MEDAF ([52]). En outre, un autre argument avancé pour justifier la nécessité de tenir compte d'une prime concerne la pénurie de capitaux nécessaires pour atteindre les objectifs de la politique énergétique en Europe, vu l'existence d'une concurrence importante pour les investissements entre les projets disponibles, qui augmente le taux de rendement requis pour attirer les capitaux. La Belgique fait valoir qu'il est courant parmi les entreprises de services publics d'ajouter une prime comprise entre 1,5 % et 4 % et fournit quelques exemples pour prouver ses dires ([53]). Enfin, la Belgique soutient également qu'une autre raison de tenir compte d'une prime de financement par rapport à l'estimation du CMPC est la prime d'illiquidité ([54]) due à la nature de cet investissement, une justification qui est étayée à la fois par des études universitaires (qui indiquent une fourchette pertinente de 0,7 % à 7,3 %) ([55]) et par des professionnels du secteur ([56]). Ces primes pourraient être ajoutées aux estimations du CMPC ou du CFP obtenues à l'aide de l'approche fondée sur le MEDAF, comme expliqué dans les sections précédentes, et justifient l'argument de la Belgique selon lequel le TRI cible est un taux de rendement prudent compte tenu de l'exposition au risque du projet.

3.3.1.3.1.3. TRI attendu ajusté sur la base des anticipations actuelles des prix du marché

(90) La Belgique explique que l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché a pour effet que le TRI cible varie de manière dynamique, après l'ajustement, entre 6 % et 8 %. Selon elle, même si le TRI cible est fixé à 7 % avant l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché, dans les circonstances actuelles du marché (caractérisé par des prix de marché attendus inférieurs à ceux en vigueur au moment du modèle financier de signature), on peut s'attendre à un TRI inférieur à celui qui avait été estimé au moment de la négociation de l'accord de coopération.

(91) Pour démontrer cela, la Belgique a fourni une analyse de l'évolution des attentes du marché sur la période 2025-2035 depuis la négociation de l'accord de rémunération sur la base de diverses sources, ainsi que de l'incidence de ces projections révisées sur le TRI attendu du projet d'exploitation à long terme (grâce à l'application de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché).

(92) Le graphique 1 présente les courbes de prix initiales à la fin de 2023 (c'est-à-dire au moment de la signature des accords). Dans les différentes projections de prix, les prix du marché ont tout d'abord — dans le scénario de référence représenté par des lignes pleines — à une valeur de 120 EUR/MWh en 2025, pour ensuite baisser vers une valeur moyenne de 87 EUR/MWh au cours de la période allant jusqu'en 2033.

([52]) Selon la Belgique, le rendement estimé à partir de l'analyse fondée sur le MEDAF à partir de l'ensemble de comparateurs donné ne récompensera pas les risques liés: i) au caractère privé de l'investissement dans l'entreprise commune; ii) aux risques spécifiques à la production nucléaire; et iii) au profil de risque spécifié par l'accord de rémunération.

([53]) Voir, par exemple, Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), 2017: p. 115 à 119: «[t]*he premia on cost of capital for power networks ranged between 0,6 %– 3,5 % depending on the age of the investment (i.e. new investment) and quality of supply*». Elia, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2024–2034 (Étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique pour la période 2024-2034), p. 382: dans cette étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique, le comportement des investisseurs a été modélisé selon une approche prudente en ajoutant au CMPC une prime de risque de 3,0 à 8,0 % afin de compenser les risques supplémentaires. Pour les projets nucléaires en particulier, Oxera a estimé une prime supplémentaire de 2,0 à 4,0 %, dont la moitié pourrait être imputable au coût des fonds propres pour tout producteur «compte tenu de la libéralisation des marchés de l'électricité» et l'autre moitié aux «risques technologiques et de construction» (Oxera, 2005:4). Engie exige un TRI moyen réalisé sans effet de levier de [0-5] % au-dessus de son CMPC. Fortum exige une prime de [0-5]-[0-5] % en fonction de la technologie. L'écart cible d'Iberdrola par rapport au CMPC est fixé à [0-5] %.

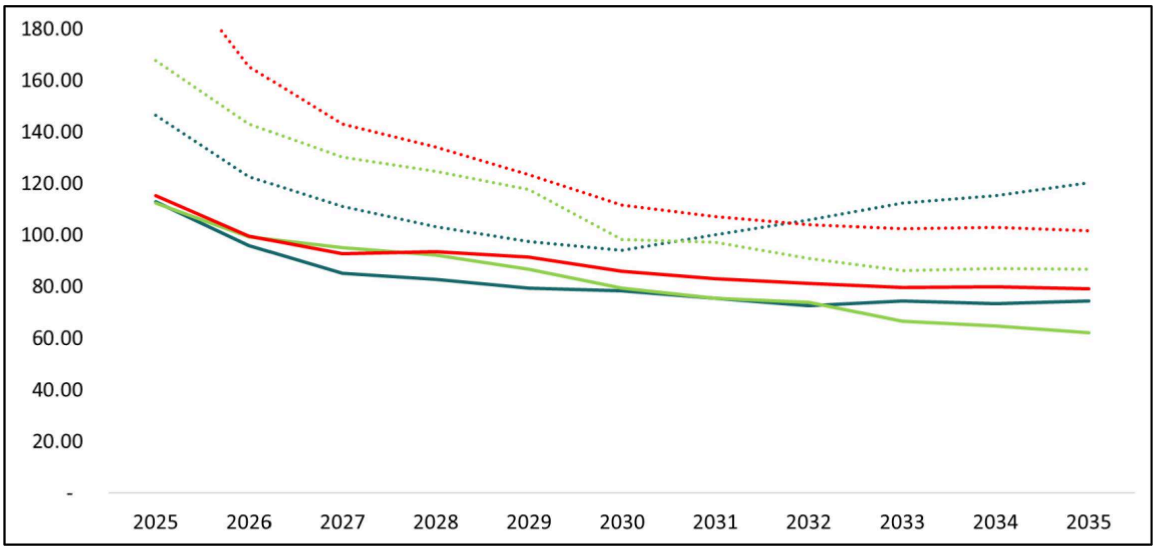
([54]) La négociabilité ou la liquidité d'un actif fait référence à la mesure dans laquelle il peut être converti rapidement en espèces sans entraîner de coûts de transaction élevés ou de concessions sur le prix. Selon la Belgique, l'illiquidité est un paramètre important pour les investisseurs, car ils exigent des rendements plus élevés pour les actifs moins liquides que pour les actifs similaires plus liquides. En d'autres termes, des rendements plus élevés sont exigés pour compenser le coût d'opportunité lié au fait de ne pas investir dans un actif négociable et pour supporter le risque de perte sur l'investissement non liquide.

([55]) Des études universitaires montrent que les investisseurs exigent des rendements proportionnels au niveau d'illiquidité d'un investissement. L'État belge a fourni de nombreuses références universitaires à ce sujet, parmi lesquelles Nair et Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio et Surata (2014), Ilmanen, Chandra et McQuinn (2020) et BNP Paribas (2023).

([56]) Une prime d'illiquidité a été ajoutée par les régulateurs belges dans le calcul du rendement des actifs gaziers réglementés. Plus récemment, en raison de l'illiquidité et de la non-cotation en bourse de l'opérateur de l'installation de GNL, la CREG a appliqué un facteur de 1,2 au taux sans risque et à la prime de risque pour la période réglementaire 2020-2023.

Graphique 1

Courbes du prix de base initial dans le modèle financier de signature (EUR/MWh) (aux prix de 2022)



Source: Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA, Compass Lexecon, 11 décembre 2024.

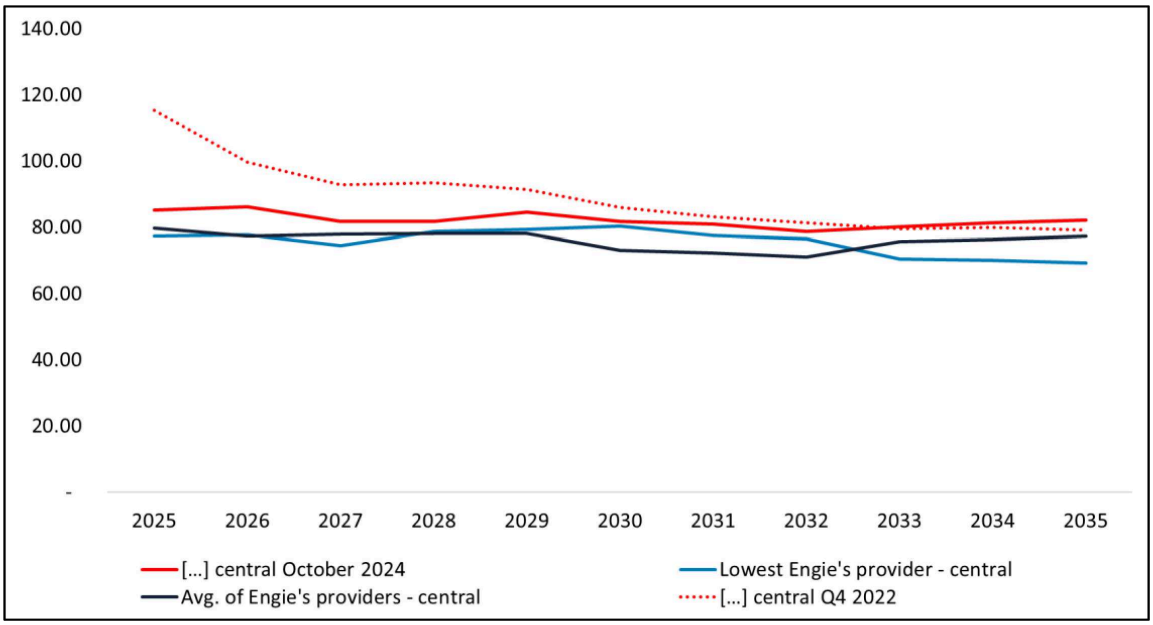
Remarque: le nom des différents prestataires de services ne peut être affiché pour des raisons de confidentialité. Les lignes pleines représentent les projections de prix de divers prestataires dans le cadre du scénario de référence et les lignes pointillées correspondent au scénario haussier. La zone grise [expurgée pour des raisons de confidentialité] représente la fourchette de prix pour les ajustements du prix d'exercice au titre des risques liés au prix du marché, c'est-à-dire la fourchette de prix de marché à l'intérieur de laquelle le prix d'exercice est ajusté, comme prévu initialement dans l'accord de rémunération, sans tenir compte de la mise à jour mentionnée à la section 3.3.1.3.2. Au-dessus (en dessous) de cette fourchette, le prix d'exercice est ajusté à la limite supérieure (inférieure).

(93) Le graphique 2 montre que les projections actuelles des prix de l'électricité dans le scénario de référence ([57]), représentées par des lignes pleines, ont diminué par rapport à celles utilisées au moment du modèle financier de signature. […] La projection des prix dans le scénario de référence au quatrième trimestre 2022, utilisée entre autres comme courbe de référence dans le modèle financier de signature, est par exemple représentée par une ligne pointillée rouge dans ce graphique. Alors qu'à la fin de 2022, les prix étaient estimés à 120 EUR par MWh en 2025, ils sont actuellement estimés à 85 EUR par MWh, voire à un niveau encore plus bas en 2025. Les évolutions du marché depuis 2022 ont réduit les projections des prix de gros de l'électricité au cours de la prochaine décennie, notamment en raison de la baisse des projections relatives aux prix des matières premières (gaz et CO_2), entre autres. Le graphique 2 montre également que les projections actuelles du scénario de référence prévoyaient des prix relativement stables entre 2025 et 2035, allant de 69 EUR/MWh à 86 EUR/MWh.

([57]) Datés du troisième et du quatrième trimestre de 2022 en fonction du prestataire.

Graphique 2

Courbes des prix de base mises à jour à l'automne 2024 (EUR/MWh) (aux prix de 2022)



Source: Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA, Compass Lexecon, 11 décembre 2024.

Remarque: les lignes complètes représentent les projections de prix dans le scénario de référence à l'automne 2024. À titre de comparaison, la ligne en pointillés correspond à la projection de prix de […] au quatrième trimestre de 2022, utilisée dans le modèle financier de signature. La zone grise [expurgée pour des raisons de confidentialité] représente la fourchette de prix pour les ajustements du prix d'exercice au titre des risques liés au prix du marché, c'est-à-dire la fourchette de prix de marché à l'intérieur de laquelle le prix d'exercice est ajusté, comme prévu initialement dans l'accord de rémunération, sans tenir compte de la mise à jour mentionnée à la section 3.3.1.3.2. Au-dessus (en dessous) de cette fourchette, le prix d'exercice est ajusté à la limite supérieure (inférieure).

(94) La Belgique conclut, sur la base des chiffres ci-dessus, que les anticipations de prix du marché ont été revues à la baisse.

(95) La Belgique fait valoir que la zone grise indiquée dans les graphiques ci-dessus représente la fourchette de prix (telle que prévue initialement dans l'accord de rémunération) pour les ajustements du TRI cible au titre des risques liés au prix du marché, c'est-à-dire la fourchette de prix du marché dans laquelle le TRI cible est ajusté ([58]). La revue à la baisse des anticipations de prix du marché suggère dès lors une baisse du TRI attendu ajusté au titre des risques liés au prix du marché. Selon les paramètres d'ajustement initial au titre des risques liés au prix du marché initialement prévus dans l'accord, le TRI attendu du projet d'exploitation à long terme serait de 6,7 % au troisième trimestre de 2024 (si toutes les hypothèses du modèle financier de signature sont remplies). Avec l'actualisation des paramètres d'ajustement au titre des risques liés au prix du marché (voir section 3.3.1.3.2), qui rend les revenus et le TRI de BE-NUC plus sensibles aux conditions des prix du marché, le TRI attendu serait ramené à 6,5 % (si toutes les hypothèses du modèle financier de signature sont remplies) en tenant compte des mêmes projections de prix (voir tableau 9).

([58]) Les prix situés à l'extérieur de la fourchette impliquent le même ajustement que la limite extérieure de la fourchette qui s'en approche le plus. Cet ajustement correspond à un TRI cible, la limite supérieure de la fourchette étant fixée à 8 % et la limite inférieure à 6 %.

Tableau 9

TRI attendu (avec ajustement au titre des risques liés au prix du marché initial et mis à jour) par rapport au TRI cible (T3 2024)

TRI cible avant ajustement au titre des risques liés au prix du marché	Perspectives	Prix moyen du marché (EUR/MWh) (aux prix de 2022)	Prix d'exercice préliminaire (EUR/MWh) (aux prix de 2022)	TRI attendu avec les paramètres de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché initial (+/- 30 %)	TRI attendu avec les paramètres de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché actualisé (+/- 20 %)
7 %	Moyenne des fournisseurs; scénario de référence; T3 2024	[70-80]	[80-90]	6,7 %	6,5 %

Source: Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA, Compass Lexecon, 11 décembre 2024.

3.3.1.3.2. Contrat d'écart compensatoire bidirectionnel («CEC»)

(96) Le CEC s'appliquera entre l'État belge et BE-NUC, ainsi qu'entre l'État belge et Luminus, l'autre copropriétaire des deux réacteurs nucléaires. Cela signifie que l'État belge garantira un prix cible prédéfini (le «prix d'exercice»), qui sera indexé tout au long de la période de l'accord de rémunération, pour la production électrique totale mesurée des unités LTO. Si le prix de référence du marché est supérieur au prix d'exercice, BE-NUC et Luminus verseront la différence positive multipliée par la production réelle mesurée à l'État belge. Si le prix de référence du marché est inférieur, l'État belge versera la différence négative multipliée par la production réelle mesurée à BE-NUC et Luminus. Les paiements compensatoires deviennent exigibles à la première date d'injection (la date à laquelle l'unité concernée par l'exploitation à long terme injecte de l'électricité dans le réseau à haute tension pour la première fois après sa date légale initiale de fin de vie) et seront effectués proportionnellement à la part de BE-NUC et de Luminus dans l'électricité produite par les unités LTO.

(97) Les principaux paramètres du CEC sont les suivants:

a) le prix de référence du marché, qui fait référence au prix au comptant du marché journalier dans la zone de dépôt des offres belge;

b) le prix d'exercice, fixé par BE-NUC sur la base d'un modèle financier qui doit être approuvé par la contrepartie à l'accord de rémunération afin de refléter les coûts d'exploitation, d'investissement et de financement réels de BE-NUC liés à la prolongation de l'exploitation à long terme à compter du 21 juillet 2022 (qui sont donc estimés en tant que représentant les «coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite»). Le prix d'exercice sera initialement fixé de manière à atteindre un taux de rendement interne («TRI») moyen cible de 7 % (nominal et après impôts) (voir section 3.3.1.3.1).

(98) Selon la Belgique, sur la base d'une analyse indépendante réalisée par Compass Lexecon ([59]), le choix initial du marché journalier comme prix de référence du marché dans le CEC est approprié dans le contexte du projet d'exploitation à long terme, en particulier pendant la période des travaux relatifs à l'exploitation à long terme (la phase de redémarrage qui se termine le 31 décembre 2028). En outre, la Belgique fait valoir que la flexibilité intégrée dans l'accord de rémunération ouvre la voie à d'autres choix de prix de référence du marché pendant la durée du contrat, en fonction de l'évolution du contexte et des besoins du marché belge, tout en maintenant l'équilibre risque-rendement de la conception initiale du CEC. La Belgique justifie en outre l'utilisation du marché journalier par les éléments suivants:

a) le marché journalier est une référence appropriée en Belgique, car il est transparent, robuste et relativement liquide par rapport aux autres marchés belges. La Belgique note en outre que le marché journalier ne confère aucun pouvoir discrétionnaire quant au choix des acheteurs, car le volume est proposé dans le cadre d'une enchère anonyme. En outre, l'enchère sur le marché journalier concentre l'offre et la demande sur une seule période, ce qui maximise la profondeur du marché;

([59]) Compass Lexecon, note du 28 mai 2024, «*Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice*».

b) le prix de référence du marché choisi, combiné à certaines dispositions spécifiques du CEC, tels que l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché et les incitations à la modulation, préserve les incitations à mener des activités et à participer efficacement au marché de l'électricité en encourageant la production lorsque les prix du marché sont élevés et la modulation lorsque les prix sont bas, dans la mesure du possible;

c) le choix initial du marché journalier comme prix de référence du marché, associé aux dispositions commerciales prévues dans la SED (voir section 3.3.1.5), permet une gestion appropriée du risque de marché pour BE-NUC, car il est détaillé et permet de faire correspondre le prix de référence du marché aux prix relevés sur le marché journalier. À cet égard, le prix sur le marché journalier est particulièrement adapté en tant que prix de référence du marché pendant la période initiale des travaux d'exploitation à long terme, notamment par rapport aux produits à long terme. Selon la Belgique, la vente sur le marché journalier réduit le risque de marché pour BE-NUC par rapport à l'utilisation de contrats à terme, car elle permet une meilleure adaptation aux tendances spécifiques de la disponibilité pendant la période initiale des travaux d'exploitation à long terme. L'utilisation de contrats à terme pourrait entraîner des risques de marché supplémentaires pour BE-NUC, en raison du risque plus élevé d'indisponibilités imprévues pendant la période initiale des travaux d'exploitation à long terme (si l'électricité vendue à l'avance ne peut être livrée et doit être rachetée, éventuellement à un prix de marché plus élevé, par exemple sur le marché journalier).

(99) Une étude sur la stratégie de gestion des risques de marché de BE-WATT (la contrepartie du CEC) a été commandée par le Service public fédéral («SPF») Économie. Cette étude en cours vise à prendre des mesures préparatoires en vue de la mise en œuvre opérationnelle de BE-WATT, en particulier en ce qui concerne la mission de cette entité en matière de gestion des risques. En particulier:

a) l'étude recensera et analysera les principaux risques de marché auxquels BE-WATT est confrontée dans le cadre de ses futurs CEC nucléaires et éoliens offshore, en mettant l'accent sur les risques liés au volume et aux prix;

b) l'étude recensera et analysera une série de stratégies potentielles de gestion des risques pour BE-WATT (portefeuille d'instruments/produits de couverture, part, durée, calendrier de couverture, options de conception), en tenant compte notamment i) de leur rôle potentiel dans la gestion des risques de marché résultant de la position ouverte de BE-WATT due aux CEC; et ii) de leur contribution potentielle à la liquidité et à l'évolution du marché. L'étude examine principalement deux types de produits de couverture: i) les accords d'achat d'électricité (AAE); et ii) les contrats à terme, ces derniers prenant principalement la forme d'instruments standardisés négociés sur des marchés organisés. Dans les deux cas, les contrats financiers sont pris en considération;

c) les stratégies de couverture reposant sur des contrats à terme contribueront à la liquidité du marché à terme belge pour toute une série d'échéances de contrats (semaines, mois, années), compte tenu des volumes importants en jeu (plusieurs GW de capacité nucléaire et éolienne offshore dans le cadre de CEC). L'incidence exacte sur la liquidité du marché à terme dépendra du volume des contrats vendus par BE-WATT pour les différentes échéances.

(100) Le gouvernement belge, en tant que contrepartie à l'accord de rémunération, pourra revoir le choix initial du prix de référence du marché jusqu'à trois fois au cours de la durée du contrat, sous réserve de l'accord de BE-NUC et de Luminus, à compter de la fin de la période initiale des travaux d'exploitation à long terme, par exemple en fonction de l'évolution du contexte et des besoins du marché belge, tout en maintenant l'équilibre risque-rendement de la conception initiale du CEC.

(101) Le prix d'exercice sera indexé annuellement sur la base d'un calcul d'indexation pondéré et pourra être révisé à certains moments:

a) «prix d'exercice préliminaire»: dans le scénario de référence, la Belgique estime que les coûts de modernisation des unités LTO s'élèvent à environ [2-2,5] milliards d'EUR, ce qui, ajouté aux autres coûts liés au projet d'exploitation à long terme (par exemple, les coûts d'exploitation et de maintenance pendant la période d'exploitation à long terme), donne un prix d'exercice préliminaire de [80-90] EUR/MWh;

b) «prix d'exercice initial»: la valeur réelle du prix d'exercice sera fixée par BE-NUC sur la base d'un modèle financier approuvé par la contrepartie à l'accord de rémunération au cours de l'année 2025, avant la date de redémarrage de l'exploitation à long terme, sur la base du coût de la prolongation de l'exploitation dans le respect des exigences de sûreté nucléaire (dont la portée est définie par l'Agence belge de sûreté nucléaire) et des coûts non liés à la sûreté, tous estimés sur la base des devis soumis par les contractants ou évalués par les équipes techniques de l'exploitant nucléaire;

c) «prix d'exercice révisé»: le prix d'exercice initial sera recalculé dès que possible après le 31 décembre 2028 (ci-après la «date d'ajustement») afin de tenir compte de la date réelle de redémarrage, des indisponibilités liées à l'exploitation à long terme, des coûts d'exploitation, d'investissement et de financement jusqu'à cette date (sur la base des factures réelles) et des projections révisées de ces coûts pour le reste de la période de prolongation de 10 ans, au moyen d'un accord écrit conclu entre BE-NUC et la contrepartie à l'accord de rémunération;

d) «événements de réouverture»: après la date d'ajustement, le prix d'exercice sera en principe fixé et ne sera pas recalculé, sauf en cas d'événements spécifiques, appelés «événements de réouverture».

(102) Le prix d'exercice sera calculé à partir des informations issues du modèle financier détaillé qui sera élaboré et mis à jour par BE-NUC, dans le respect des paramètres notifiés par la Belgique. Le modèle financier (et toute mise à jour de celui-ci) est soumis à l'approbation de la contrepartie à l'accord de rémunération. En cas de refus de cette approbation, BE-NUC et la contrepartie à l'accord de rémunération peuvent soumettre la détermination d'un tel modèle financier à un expert indépendant, conformément à une procédure spécifique de détermination par un expert.

(103) La Belgique fait valoir que le CEC réduit l'exposition de BE-NUC au risque de marché et aux variations des prix du marché.

a) Les paiements de la contrepartie à l'accord de rémunération à BE-NUC sont effectués lorsque le prix de référence du marché est inférieur au prix d'exercice et BE-NUC sera redevable de paiements à la contrepartie à l'accord de rémunération lorsque le prix de référence du marché sera supérieur au prix d'exercice.

b) Le modèle d'accord de rémunération prévoit un taux de rendement cible raisonnable pour le projet d'exploitation à long terme: le prix d'exercice est dimensionné de manière à atteindre un TRI cible compris entre 6 % et 8 %, ce qui correspond aux valeurs de référence du secteur (voir tableau 3) ainsi qu'aux estimations du CMPC du projet d'exploitation à long terme (voir tableau 6) et du CEC (voir tableau 7).

(104) La Belgique fait valoir que, si le CEC réduit l'exposition de BE-NUC au risque de marché et aux variations des prix du marché, il comprend des mécanismes de partage des risques qui devraient garantir que BE-NUC demeure exposée à certains risques et certaines incitations liés au marché. En particulier, l'accord de rémunération prévoit un mécanisme de partage des pertes/gains (l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché) lorsque les prix du marché s'avèrent inférieurs ou supérieurs au prix d'exercice.

a) Lorsque le prix de référence du marché se situe entre le prix d'exercice et un seuil défini, le rendement cible (sous la forme d'un prix d'exercice inférieur) passe d'un TRI de 7 % à un TRI minimal de 6 % TRI.

b) Lorsque le prix de référence du marché se situe entre le prix d'exercice et un plafond défini, le rendement cible (sous la forme d'un prix d'exercice supérieur) augmente pour atteindre un TRI maximal de 8 %.

(105) L'objectif de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché est d'inciter BE-NUC à optimiser sa structure de coûts avant de fixer et de réviser le prix d'exercice (2025/2029), à maximiser la production des réacteurs lorsque des prix élevés sont attendus et que le système électrique est proche de la pénurie et à réduire les profits exceptionnels.

(106) L'ajustement au titre des risques liés au prix du marché est dérivé et calculé comme suit:

a) Tout d'abord, le prix d'exercice est calculé avec un taux de rendement interne (TRI) nominal cible après impôt de 7 %, un prix d'exercice hypothétique inférieur est calculé avec un TRI cible de 6 % (seuil inférieur) et un prix d'exercice hypothétique supérieur est calculé avec un TRI cible de 8 % (seuil supérieur).

b) Ensuite, la fourchette entre le prix d'exercice et le seuil supérieur (ou inférieur) est divisée en 20 valeurs positives (ou négatives) (ci-après les «valeurs de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché»). Ces valeurs sont utilisées pour ajuster le prix d'exercice aux fins du règlement du paiement compensatoire dans le cadre du CEC.

c) L'ajustement du prix d'exercice dépend du rapport entre le prix de référence du marché et le prix d'exercice (le ratio du prix de référence du marché):

— si le ratio est supérieur ou égal à 1,20, le prix d'exercice ajusté au titre des risques liés au prix du marché est relevé au seuil supérieur en ajoutant au prix d'exercice les 20 valeurs positives de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché,

— si le ratio est inférieur ou égal à 0,80, il est abaissé au seuil inférieur,

— entre ces seuils, le prix d'exercice ajusté au titre des risques liés au prix du marché est ajusté dans la fourchette calculée. Par exemple, un ratio de 1,19 entraîne un ajustement à la hausse de 19 valeurs de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché, tandis qu'un ratio de 1,10 entraîne un ajustement de 10 valeurs de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché;

d) en conséquence, lorsque le prix de référence du marché est supérieur au prix d'exercice, le prix d'exercice ajusté au titre des risques liés au prix du marché conduit à une augmentation du TRI du projet, qui peut atteindre 8 % dans le même scénario de référence;

e) à l'inverse, lorsque le prix de référence du marché est inférieur au prix d'exercice, le prix d'exercice ajusté au titre des risques liés au prix du marché conduit à une diminution du TRI du projet, qui recule à 6 %.

(107) Dans la conception initiale de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché (ci-après l'«ajustement initial au titre des risques liés au prix du marché»), la fourchette entre le prix d'exercice et le seuil supérieur (ou inférieur) a été divisée en 30 «valeurs de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché» positives (ou négatives). Par rapport à l'«ajustement initial au titre des risques liés au prix du marché», l'«ajustement actualisé au titre des risques liés au prix du marché» est déclenché plus rapidement, c'est-à-dire que le mécanisme de partage des pertes/gains correspond à une fourchette de prix du marché comprise entre +/- 20 % au lieu de +/- 30 %.

(108) En conséquence, la Belgique estime que l'ajustement (actualisé) au titre des risques liés au prix du marché incite (davantage) BE-NUC à:

a) optimiser sa structure de coûts avant de fixer et de réviser le prix d'exercice. Le prix d'exercice sera révisé avant la date de redémarrage de l'exploitation à long terme (en 2025) et après la date d'ajustement (en 2028). Selon la Belgique, un coût inférieur entraîne un prix d'exercice inférieur et une probabilité plus élevée que le prix du marché soit supérieur au prix d'exercice, ce qui se traduit par un TRI plus élevé (et réduit le montant que l'État belge pourrait devoir payer au titre des paiements compensatoires);

b) programmer la maintenance pendant les périodes où les prix devraient être les plus bas;

c) réduire les bénéfices exceptionnels potentiels. Comme l'explique la Belgique, l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché est fixé dans une fourchette prédéterminée (ratio de prix de référence du marché compris entre 0,80 et 1,20). Tout prix de référence du marché situé en dehors de cette fourchette n'entraîne pas d'ajustement du prix d'exercice et est donc intégralement pris en considération dans le paiement compensatoire. Ainsi, les prix élevés du marché ne peuvent pas générer de bénéfices exceptionnels.

(109) En outre, la Belgique fait valoir que, dans la conception modifiée du CEC, le pouvoir décisionnel quant au moment où une décision de modulation économique doit être prise est transféré au partenaire signataire de l'ASGE (voir section 3.3.1.5). La rémunération au titre de l'ASGE ne sera pas seulement fixe comme prévu initialement, mais comprendra une partie fixe et une partie variable, ce qui incitera à utiliser au mieux le quota de 30 modulations par cycle de combustible (voir considérant 13). Par rapport à la conception initiale du CEC, dans laquelle les décisions de modulation étaient prises sur la base d'un seuil de modulation fixe, la conception modifiée du CEC ne repose plus sur un seuil de modulation fixe, mais encourage à effectuer les modulations aux moments où elles sont les plus rentables (c'est-à-dire lorsqu'il est prévu que les prix soient fortement négatifs pendant une période suffisamment longue). La rémunération de l'ASGE est détaillée à la section 3.3.1.5.2.

(110) Enfin, la Belgique fait valoir que, pour les raisons exposées au considérant 80 de la décision d'ouvrir la procédure, le CEC est un instrument approprié et proportionné pour remédier aux défaillances du marché et aux risques nucléaires spécifiques recensés, ce qui permet ainsi d'atteindre les objectifs de la mesure tout en préservant l'efficacité des signaux du marché. La Belgique précise que les recettes provenant du CEC seront versées au budget général de l'État, mais feront l'objet d'une comptabilité séparée. Elles seront principalement utilisées pour financer les paiements de la contrepartie à l'accord de rémunération dans le cadre du CEC. Si les recettes du CEC dépassaient les montants nécessaires pour financer ses coûts, elles pourraient alors être utilisées pour financer les coûts d'un autre CEC. La Belgique s'engage à ce que les recettes restantes du CEC soient utilisées à des fins de distribution aux entreprises. Elle s'engage en outre à informer la Commission dans le cas où les recettes du CEC seraient distribuées aux entreprises et, si nécessaire, à notifier une telle mesure. La Belgique confirme également avoir inclus des clauses de pénalité en cas de résiliation unilatérale anticipée injustifiée du CEC.

3.3.1.3.3. Paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et facilité de financement du fonds de roulement

(111) Si les recettes de BE-NUC ne suffisent pas à couvrir les coûts payables au cours d'un mois donné au titre de l'accord d'exploitation et de maintenance, ainsi que toutes les autres dépenses d'investissement liées aux coûts d'exploitation, de combustible et de maintenance nécessaires au fonctionnement des unités LTO, la contrepartie à l'accord de rémunération doit verser un complément de paiement à BE-NUC afin de garantir un flux de liquidités suffisant pour couvrir ces coûts, afin d'assurer la viabilité économique à long terme de l'entreprise commune ([60]).

([60]) BE-NUC soumettra à cet égard un rapport de rapprochement annuel. Si le montant indiqué dans ce rapport est inférieur au montant total des coûts d'exploitation minimaux, la contrepartie à l'accord de rémunération versera à BE-NUC un montant égal à la valeur absolue du montant manquant. Un paiement équivalent sera versé à Luminus.

(112) Le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital comprend deux éléments: montant minimal de coûts d'exploitation (OPEX): i) un paiement compensatoire afin de garantir des flux de liquidités suffisants pour couvrir les coûts nécessaires au fonctionnement des unités LTO et préserver la viabilité économique à long terme de l'entreprise commune; et ii) une protection des coûts à hauteur de 50 % sur le capital investi par rapport aux coûts d'investissement amortis de la prolongation de l'exploitation à long terme (tous les trois ans).

(113) La Belgique indique que tout événement susceptible de réduire la disponibilité des unités LTO pendant une période significative au cours de l'année et/ou des pannes répétées sur plusieurs années pourraient entraîner des pertes importantes pour BE-NUC.

(114) La Belgique a demandé à Electrabel d'évaluer le risque d'événements majeurs imprévus tout au long de la durée de vie des unités LTO sur la base de données historiques. Electrabel fait valoir qu'il existe une forte probabilité d'occurrence d'un événement imprévu majeur ([61]) au cours de la période de 10 ans de prolongation de la durée de vie des unités LTO. Pour étayer cette affirmation, Electrabel a recensé les cas historiques d'indisponibilité pour chacun des sept réacteurs nucléaires au cours de la période de 11 ans comprise entre 2012 et 2022 (voir tableau 10). Electrabel affirme que cette approche historique fournit des informations utiles pour les raisons suivantes:

a) il n'existe pas de définition/méthode commune pour estimer ou calculer la probabilité d'un événement imprévu entraînant une indisponibilité, ni pour estimer la durée de la période d'indisponibilité associée à un tel événement;

b) des données homogènes ne sont disponibles que pour la période 2012-2022; toutefois, le parc nucléaire belge a toujours été confronté à d'importants événements/d'importantes périodes d'indisponibilité depuis le début de ses activités;

c) la législation belge stipule qu'une évaluation de la sûreté doit être effectuée tous les 10 ans à compter de la date à laquelle la centrale nucléaire reçoit l'autorisation de fonctionner à pleine puissance. Cette évaluation est connue sous le nom de «révision périodique de sûreté» ou «révision décennale» (RD) ([62]). Les dernières RD réalisées à Tihange 3 et Doel 4 datent de 2015, soit pendant la période prise en considération (2012-2022) pour l'analyse des risques. Étant donné que la période de 11 ans comprise entre 2012 et 2022, au cours de laquelle une RD a été réalisée pour chaque réacteur, correspond plus ou moins à la durée de prolongation de la durée de vie des unités LTO, cette période est jugée être un point de comparaison approprié.

Tableau 10

Événements entraînant une indisponibilité imprévue dans les sept unités nucléaires belges (2012-2022)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D1	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[10-15] %	[0-5] %	[60-70] %	[0-5] %	[5-10] %	[0-5] %	[0-5] %
D2	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[10-15] %	[0-5] %	[0-5] %
D3	[40-50] %	[40-50] %	[60-70] %	[90-100] %	[0-5] %	[10-20] %	[50-60] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %
D4	[0-5] %	[5-10] %	[30-40] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[30-40] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %
T1	[10-20] %	[0-5] %	[0-5] %	[5-10] %	[40-50] %	[50-60] %	[0-5] %	[0-5] %	[40-50] %	[0-5] %	[30-40] %
T2	[20-30] %	[40-50] %	[60-70] %	[90-100] %	[0-5] %	[5-10] %	[10-20] %	[60-70] %	[0-5] %	[10-20] %	[0-5] %
T3	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[60-70] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %

Source: SA.106107 — Technical meeting with the European Commission Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP, 8 octobre 2024.

([61]) Un «événement imprévu majeur entraînant une indisponibilité» est défini comme tout événement imprévu qui entraîne une indisponibilité de la centrale supérieure pendant une période correspondant à plus de 30 % d'une année, soit l'équivalent de 3,6 mois.

([62]) Des informations détaillées sur la révision périodique de sûreté complète qui est effectuée tous les 10 ans sont disponibles sur le site web de l'AFCN: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Les données présentées dans le tableau 10 montrent que des événements imprévus majeurs indépendants de la volonté de l'exploitant nucléaire et ayant entraîné une indisponibilité se sont produits dans les sept unités nucléaires au cours de la période 2012-2022, ce qui a entraîné une indisponibilité moyenne de 59 % par unité (en plus des indisponibilités planifiées), soit une indisponibilité moyenne de 7 mois par événement. Pour l'ensemble des sept centrales nucléaires belges, il y a eu 11 événements imprévus majeurs ayant entraîné une indisponibilité au cours de la période 2012-2022. Parmi les causes de ces événements figuraient la présence de flocons d'hydrogène dans la cuve sous pression du réacteur, la dégradation du béton (nécessitant des réparations importantes), des pannes d'équipement, des fuites et un sabotage. La Belgique estime donc qu'il y a eu en moyenne environ 1,6 (11/7) événement imprévu majeur ayant entraîné une indisponibilité par réacteur et par décennie.

(116) La Belgique soutient que, lorsqu'il existe plusieurs unités nucléaires (ou un parc nucléaire) en cours d'exploitation, la perte de revenus pendant la période d'indisponibilité d'une ou de plusieurs unités peut être partiellement compensée par les revenus générés par les autres unités. Dans le cas du projet d'exploitation à long terme, toutefois, ces risques systémiques (d'événements entraînant une indisponibilité qui affecteraient la plupart des unités en même temps) devraient s'intensifier à mesure que le parc nucléaire belge diminuera à partir de 2025 et deviendra moins diversifié, d'autant plus que les deux unités LTO sont de même technologie. Un événement majeur affectant les deux unités LTO pendant une partie importante de l'année n'est donc pas considéré comme improbable.

(117) La probabilité de 59 % d'indisponibilité des unités, qui équivaut à environ sept mois, correspond à la durée moyenne d'un événement imprévu majeur entraînant une indisponibilité. Electrabel considère que cette durée est une estimation réaliste, sur la base de sa propre expérience de l'exploitation des unités LTO en Belgique, car les événements majeurs nécessitent d'importants travaux d'ingénierie, l'achat de pièces de rechange, une analyse d'impact sur la sécurité et de longues discussions avec l'autorité de sûreté nucléaire avant de pouvoir redémarrer les réacteurs nucléaires.

(118) La Belgique explique en outre que les RD régulières, fondées sur la ligne directrice SSG-25 de l'AIEA ([63]), qui ont été effectués tous les 10 ans depuis le début de l'exploitation, ont donné lieu à d'importantes améliorations de la conception ainsi qu'à des investissements destinés à faire face au vieillissement et à l'obsolescence des unités nucléaires et à contribuer à maintenir leur sécurité et leur fiabilité. Néanmoins, malgré ces révisions périodiques, l'exploitant nucléaire ne peut exclure la possibilité que de nouveaux problèmes surviennent, qui entraîneraient des périodes d'indisponibilité importantes pour les unités nucléaires.

(119) Afin d'estimer l'incidence sur BE-NUC de la survenue d'un événement imprévu majeur entraînant une indisponibilité pendant la période de prolongation de la durée de vie des unités LTO, ainsi que l'effet du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, la Belgique a examiné des scénarios plausibles d'événements majeurs entraînant une indisponibilité (voir tableau 11) sur la base des données du tableau 10. Comme pour les autres évaluations, pour les calculs présentés à titre d'illustration, la Belgique s'est appuyée sur le modèle financier de signature daté du 13 décembre 2023.

a) Le scénario 1 table sur une indisponibilité moyenne de 59 %, en plus des indisponibilités programmées, séparément à Doel 4 et Tihange 3 au cours d'années différentes (2030 et 2033). Dans ce scénario, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital ne serait pas déclenché. Le projet d'exploitation à long terme générerait toujours un excédent de recettes annuel (par rapport aux coûts) de [0-200] millions d'EUR pour Doel 4 et de [0-200] millions d'EUR pour Tihange 3, mais le TRI du projet ne dépasserait pas [0-5] %.

b) Le scénario 2 concerne un scénario dans lequel les deux unités LTO sont simultanément indisponibles pendant une année entière au cours de la période 2029-2035 (c'est-à-dire pendant la période de production à plein régime après les travaux liés à l'exploitation à long terme). Dans ce cas, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est déclenché et consisterait à verser à BE-NUC des montants allant de [700-1 000] millions d'EUR à [1 000-1 300] millions d'EUR par an, en fonction de l'année d'indisponibilité. La Belgique a fourni deux exemples concrets (scénario plus ou moins négatif) pour simuler l'impact sur le projet d'exploitation à long terme:

— En 2029 (scénario plus défavorable), le projet d'exploitation à long terme générerait une valeur actuelle nette («VAN») négative de [0-200] millions d'EUR, ce qui se traduirait par un TRI de [0-5] %.

— En 2034 (scénario moins défavorable), l'incidence d'un événement imprévu majeur entraînant une indisponibilité sur les actionnaires de l'entreprise commune et sur BE-NUC serait relativement moindre, car le projet d'exploitation à long terme aura atteint la fin de sa période de 10 ans. Le projet d'exploitation à long terme générerait une VAN négative de [0-200] millions d'EUR, ce qui se traduirait par un TRI de [5-10] %.

([63]) Normes de sûreté de l'AIEA, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants*, STI/PUB/1588.

c) Le scénario 3 concerne un scénario dans lequel les deux unités LTO sont simultanément indisponibles à longueur d'année pendant la phase de redémarrage, soit la période 2026-2028, caractérisée par une production limitée pendant les travaux liés à l'exploitation à long terme. Au cours de cette période, les unités LTO devraient fonctionner à moins de 50 % de leur capacité et il est plus probable (que pendant la phase d'exploitation) qu'un événement imprévu majeur entraînant une indisponibilité rende les unités LTO indisponibles pendant toute l'année, auquel cas les pertes sont d'abord couvertes par le prêt lié au coût de la période d'arrêt. Dans ce cas, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est déclenché, mais ni BE-NUC ni Luminus ne devraient générer de bénéfices au cours de la phase de redémarrage; aucun événement imprévu n'aurait d'incidence supplémentaire sur leur rentabilité.

Tableau 11

Incidence, à titre illustratif, de trois scénarios plausibles d'événements imprévus majeurs entraînant une indisponibilité sur BE-NUC et la contrepartie à l'accord de rémunération, sur la base du modèle financier de signature

	Incidence sur BE-NUC		Incidence sur le versement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital par la contrepartie à l'accord de rémunération
	Résultats de l'exploitation à long terme	TRI	
Scénario 1 59 % d'indisponibilité pour T3 en 2030 et D4 en 2033	2030: excédent des recettes par rapport aux coûts chiffré à [0-200] millions d'EUR 2033: excédent des recettes par rapport aux coûts chiffré à [0-200] millions d'EUR (VAN de moins [100-300] millions d'EUR)	[0-5] %	Non déclenché
Scénario 2 Contagion affectant les deux unités simultanément pendant une année entière de la phase d'exploitation	**2029**		
	Aucun revenu commercial généré en 2029 (VAN de moins [0-200] millions d'EUR)	[0-5] %	Déclenché: [700-1 000] millions d'EUR En l'absence du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital: faillite de BE-NUC
	2034		
	Aucun revenu commercial généré en 2034 (VAN de moins [0-200] millions d'EUR)	[5-10] %	Déclenché: [1 000-1 300] millions d'EUR En l'absence du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital: faillite de BE-NUC
Scénario 3 Contagion affectant les deux unités simultanément pendant une année entière (2028) de la période de démarrage	Revenus commerciaux générés en 2028 (VAN de 0 million d'EUR)	[5-10] %	Déclenché: [600-800] millions d'EUR En l'absence du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital: faillite de BE-NUC

Source: SA.106107 — Technical meeting with the European Commission Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP, 8 octobre 2024 SA.106107 — Belgium's Response to RFI of 1 October 2024,1er novembre 2024 (version actualisée).

(120) La Belgique indique que l'analyse ci-dessus montre que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est conçu pour couvrir les effets d'événements majeurs potentiels menaçant la viabilité économique de l'entreprise commune et laisse à celle-ci le soin de supporter de nombreux risques d'indisponibilité: dans le scénario 1, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital n'est pas déclenché en cas d'événement majeur moyen et ne garantit pas les rendements aux actionnaires qui continuent de supporter le risque de ne pas récupérer leurs investissements.

(121) Dans certains scénarios, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital pourrait entraîner un coût relativement important pour l'État belge, car il sera déclenché afin de faire face aux événements d'indisponibilité à forte incidence, comme illustré ci-dessus. Afin de répondre à cette préoccupation, la Belgique a introduit un plafond pour les versements du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital. En conséquence, la contrepartie à l'accord de rémunération (l'État belge) exercera son droit de résiliation en vertu de l'accord de rémunération ([64]) si le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital atteint un montant versé de 2 milliards d'EUR (ci-après le «déclenchement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital»), à condition que cela semble approprié à la lumière, notamment:

— les causes du déclenchement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital,

— son impact potentiel à court et à long terme,

— les perspectives applicables en ce qui concerne les versements du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital conformément à l'accord de rémunération (en l'absence de résiliation),

— le montant (prévu) des indemnités de résiliation dues, et

— les implications sur la sécurité de l'approvisionnement.

(122) La Belgique fait valoir qu'il existe des circonstances dans lesquelles une résiliation ne serait pas appropriée:

— lorsque, en fonction du droit de résiliation applicable, l'indemnité de résiliation correspondante (le cas échéant) est supérieure aux futurs versements prévus du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital,

— lorsque la charge et les coûts, notamment pour l'État belge, liés aux capacités de remplacement dépassent les versements attendus du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, et

— lorsque les capacités de remplacement ne sont pas disponibles.

(123) Si la contrepartie à l'accord de rémunération décide de ne pas exercer son ou ses droits de résiliation, la Belgique soumettra son raisonnement à la Commission pour évaluation.

(124) Le montant du seuil de déclenchement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital correspond à la limite supérieure des versements du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital dans un scénario où les deux unités LTO sont simultanément indisponibles pendant deux années consécutives. En effet, les versements attendus du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital pour des fermetures de deux ans dépendront de l'année au cours de laquelle ces fermetures auront lieu. La Belgique a fourni des calculs annuels pour les versements annuels du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital ainsi que les totaux sur deux années consécutives (voir tableau 12) calculés sur la base des prévisions préliminaires du modèle financier de signature daté du 13 décembre 2023.

Tableau 12

Simulation des versements du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital

Période d'indisponibilité de 100 %	Coût du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital pendant l'année 1 (en millions d'EUR)	Coût du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital pendant l'année 2 (en millions d'EUR)	Coût total du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital (en millions d'EUR)
2026-2027	[600-800]	[600-800]	[1 100-1 300]
2027-2028	[600-800]	[600-800]	[1 200-1 400]
2028-2029	[600-800]	[800-1 000]	[1 400-1 600]
2029-2030	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 600-1 800]
2030-2031	[800-1 000]	[1 000-1 100]	[1 800-2 000]
2031-2032	[900-1 100]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2032-2033	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2033-2034	[800-1 000]	[1 000-1 200]	[1 900-2 100]
2034-2035	[1 000-1 200]	[600-800]	[1 700-1 900]

Source: autorités belges.

([64]) La Belgique a fourni un aperçu détaillé des droits de résiliation prévus par l'accord de rémunération et a déclaré que celui-ci comprend également, outre les droits de résiliation, un «protocole relatif à une seule unité concernée par l'exploitation à long terme» qui correspond à bien des égards au régime des droits de résiliation, mais s'applique uniquement au retrait d'une seule unité concernée par l'exploitation à long terme du champ d'application de l'accord de rémunération avant la date de redémarrage de l'exploitation à long terme.

(125) Afin d'estimer la période de référence de deux ans utilisée pour calculer le plafond proposé pour le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, fixé à 2 milliards d'EUR, la Belgique fournit quelques exemples de réacteurs nucléaires qui ont été définitivement arrêtés pour des raisons techniques aux États-Unis (étant donné que cela ne s'est jamais produit en Europe jusqu'à présent) ([65]). Selon la Belgique, ces exemples montrent que la période de référence de deux ans est conforme à la réalité industrielle, car une période de deux ans après la détection d'un problème nécessitant l'arrêt des deux unités LTO peut généralement être considérée comme un délai raisonnable pour réfléchir à la poursuite des réparations ou envisager un arrêt définitif.

(126) Afin de rendre opérationnel le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, BE-NUC obtiendra, soit auprès de ses actionnaires, soit auprès d'une partie externe, une facilité de financement du fonds de roulement au plus tard à la date du premier redémarrage de l'exploitation à long terme. Cette facilité sert à financer les besoins en fonds de roulement découlant de l'exploitation des unités LTO. BE-NUC sera autorisée à utiliser la facilité de financement du fonds de roulement si la différence entre ses entrées et ses sorties de liquidités est inférieure aux dépenses d'exploitation estimées pour la période de dépenses à venir prévue dans l'accord de rémunération. Le montant de la facilité de financement du fonds de roulement sera au moins égal à la moyenne du total des dépenses opérationnelles estimées pour une période de trois mois. La facilité de financement du fonds de roulement sert en réalité de passerelle intra-annuelle vers le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital annuel, en agissant comme une facilité de crédit renouvelable qui serait remboursée chaque année, si elle était utilisée, par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital fourni par la Belgique.

(127) Les conditions de la facilité de financement du fonds de roulement, qui sera négociée aux conditions du marché au plus tard à la première date de redémarrage de l'exploitation à long terme, ne sont pas encore connues. Toutefois, la Belgique a précisé que le taux d'intérêt de la facilité de financement du fonds de roulement sera déterminé selon la même méthode que celle convenue pour les prêts des actionnaires (voir considérant 63).

3.3.1.3.4. Prêts liés au coût de la période d'arrêt

(128) Outre le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, qui assure la stabilité financière pendant toute la période de prolongation de 10 ans, le gouvernement belge accordera, pendant les trois premières années du projet d'exploitation à long terme (phase de redémarrage), un prêt à BE-NUC et Luminus à des conditions identiques. Ces prêts seront dimensionnés en fonction de leur part proportionnelle dans les unités LTO et, par conséquent, de leur part respective dans les coûts d'arrêt et d'exploitation à compter du 1er juillet 2025. Comme indiqué par la Belgique, les prêts liés au coût de la période d'arrêt sont fournis afin de garantir la liquidité jusqu'en 2028, étant donné que les coûts d'exploitation ne peuvent pas être financés par des flux de liquidités en raison des travaux liés à l'exploitation à long terme.

(129) Les prêts liés au coût de la période d'arrêt, qui sont accordés à un taux d'intérêt plafonné et remboursables selon un calendrier de remboursement précis, se composent de deux facilités différentes (une par unité concernée par l'exploitation à long terme), chacune constituée de deux tranches:

a) une tranche relative aux coûts de fermeture de l'unité concernée supportés par BE-NUC et Luminus entre la date légale d'arrêt et la date de redémarrage de l'unité concernée: cette tranche servira à financer et à payer les coûts nécessaires au maintien des unités LTO jusqu'à la date de redémarrage. Si les coûts de la période d'arrêt sont supérieurs aux prévisions, la contrepartie à l'accord de rémunération doit veiller à ce que la tranche soit redimensionnée;

b) une tranche relative à la couverture des coûts d'exploitation et d'une partie des dépenses d'investissement engagées pour l'unité concernée jusqu'à la date d'ajustement du 31 décembre 2028: cette tranche sera utilisée pour couvrir les déficits de trésorerie d'exploitation survenus avant le 31 décembre 2028. Toutefois, toute autre perte causée par des indisponibilités non programmées doit être couverte par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital.

(130) Les conditions des prêts liés au coût de la période d'arrêt sont énoncées au considérant 96 de la décision d'ouvrir la procédure et n'ont pas été modifiées. Les prêts liés au coût de la période d'arrêt sont remboursables à un taux d'intérêt maximal de 6 % et sont d'un rang égal aux rendements des actionnaires. En ce qui concerne la méthode utilisée pour déterminer le taux d'intérêt, la Belgique explique qu'elle résulte d'une négociation entre les parties à l'accord de rémunération et que le taux maximal de 6 % correspond à la limite inférieure de la fourchette du TRI cible comprise entre 6 % et 8 % (compte tenu de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché).

([65]) Par exemple, Crystal River 3 a été définitivement fermée en 2013, trois ans et demi après la détection d'un problème grave. De même, les unités San Onofre 2 et 3 ont été fermées en 2013, un an et demi après la détection d'un problème grave.

(131) Comme indiqué au considérant 97 de la décision d'ouvrir la procédure, les prêts liés au coût de la période d'arrêt devraient être utilisés pour un montant total de [500-700] millions d'EUR en […] versements effectués entre […] et […], d'un montant compris entre […] et […], y compris les intérêts capitalisés. Ces calculs et montants seront mis à jour dans le modèle financier approuvé par la contrepartie à l'accord de rémunération au cours de l'année 2025, avant la date de redémarrage de l'exploitation à long terme, sur la base du coût de la prolongation de l'exploitation conformément aux exigences de sûreté nucléaire fixées par l'Agence belge de sûreté nucléaire, estimé sur la base des devis soumis par les contractants.

(132) La Belgique fait valoir que les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne profitent pas de manière disproportionnée aux actionnaires: les risques de ne pas réaliser les rendements escomptés sont partagés proportionnellement entre les actionnaires de l'entreprise commune et la contrepartie à l'accord de rémunération, car en cas de baisse des bénéfices, tant le TRI du projet d'exploitation à long terme que les prêts liés au coût de la période d'arrêt diminueront. En réalité, les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne seront pas (du tout) remboursés uniquement si le projet d'exploitation à long terme ne génère pas suffisamment de bénéfices pour payer les rendements sur l'investissement des actionnaires ([66]). Par conséquent, la Belgique fait valoir que les prêts liés au coût de la période d'arrêt n'entraînent aucun risque supplémentaire pour le fournisseur au titre de l'accord de rémunération au-delà des risques liés à la performance et à la rentabilité du projet d'exploitation à long terme, car la facilité n'est pas utilisée pour financer les dépenses en capital (mais uniquement les coûts d'investissement amortis de la prolongation de l'exploitation à long terme pendant la phase de redémarrage).

3.3.1.4 Accord d'exploitation et de maintenance

(133) En vertu de l'accord d'exploitation et de maintenance, Electrabel doit fournir les services suivants à BE-NUC:

a) des «services d'exploitation à long terme»: à compter de la date de clôture de la transaction, les travaux et services nécessaires pour prolonger de 10 ans la durée de vie opérationnelle de chaque unité concernée par l'exploitation à long terme; et

b) «services d'exploitation et de maintenance»: à compter de la fin de la durée de vie légale initiale de chaque unité concernée par l'exploitation à long terme, les services d'exploitation et de maintenance des unités LTO, des systèmes communs et des actifs communs dans la mesure où ils sont utilisés en relation avec lesdites unités (y compris les services de traitement des déchets).

(134) Certains services sont explicitement exclus de l'accord d'exploitation et de maintenance, notamment les services, travaux ou activités liés au déclassement et au déclassement des unités LTO, qui restent sous la responsabilité d'Electrabel (voir section 3.3.2.4).

(135) Conformément à l'article 12.1 de l'accord d'exploitation et de maintenance et sous réserve de certains ajustements et certaines exceptions, BE-NUC paiera à Electrabel 89,807 % (un chiffre tenant compte de la participation de Luminus de 10,193 % dans les unités LTO) de tous les coûts engagés pour la fourniture des services d'exploitation à long terme et des services d'exploitation et de maintenance, plus la marge correspondante, soit:

— [0-5] % pour les frais d'assurance et les taxes,

— [0-5] % pour les biens et services fournis par les membres du groupe Engie, et

— [10-20] % pour tous les autres coûts.

(136) La Belgique fait valoir que les niveaux de marge sont alignés sur ceux appliqués dans le cadre de l'accord de partenariat pour l'exploitation à long terme conclu avec Luminus (qui couvre lui-même un large éventail de services, y compris, mais sans s'y limiter, l'exploitation et la maintenance). L'accord initial qui couvrait des services similaires fournis à un tiers, Luminus, conclu le 26 juin 2003 et reconfirmé le 13 décembre 2023, constitue une référence pertinente pour étayer la position selon laquelle l'accord d'exploitation et de maintenance reflète les coûts de pleine concurrence d'opérations nucléaires. En outre, la Belgique fait valoir que les risques financiers supportés par Electrabel sont plus importants que dans le cadre de l'accord de partenariat avec Luminus, car, en vertu de l'accord d'exploitation et de maintenance, la marge d'Electrabel sera réduite en cas de dépassements de coûts (non excusables) (c'est-à-dire des coûts non inclus dans le budget proposé par Electrabel et validé par les parties) et en cas d'indisponibilité de la centrale au-delà d'un délai cible.

(137) En outre, la Belgique fait valoir que l'accord d'exploitation et de maintenance prévoit certains contrôles des coûts, notamment le droit pour BE-NUC de vérifier le calcul des commissions et l'exécution des services par Electrabel et de demander un examen comparatif des prix pratiqués par Electrabel pour les services techniques affiliés.

([66]) Ce ne serait le cas que s'il y avait plusieurs années d'indisponibilité importante, par exemple moins de 60 % de disponibilité chaque année de 2029 à 2035.

(138) Enfin, en tant que (seul) exploitant des unités LTO et prestataire de services à BE-NUC dans le cadre de l'accord d'exploitation et de maintenance, Electrabel sera incitée à faire en sorte que les unités LTO atteignent les performances techniques et économiques requises. En particulier, dans le cadre de l'accord d'exploitation et de maintenance:

a) Electrabel sera tenue de payer des dommages-intérêts forfaitaires si la disponibilité des unités LTO au cours d'une année contractuelle est inférieure à [90-100] % (à l'exclusion des indisponibilités liées à l'exploitation à long terme, des indisponibilités normales et des événements excusables). Lorsqu'elle paie de tels dommages-intérêts forfaitaires, Electrabel voit sa marge obtenue pour cette année contractuelle diminuer selon un barème dégressif de [10-20] % à [0-5] %;

b) en cas de dépassement des coûts, Electrabel n'aura pas le droit de percevoir la marge correspondant à ce dépassement de coûts et à hauteur dudit dépassement, excepté pour les dépassements de coûts excusés; et

c) en cas de dépassement de coûts uniquement pendant la phase de redémarrage, des pénalités seront appliquées à la marge d'Electrabel (jusqu'à [50-60] % de la marge sur les services d'exploitation et de maintenance et jusqu'à [70-80] % de la marge sur les services d'exploitation à long terme).

(139) En conséquence, la Belgique conclut que l'accord d'exploitation et de maintenance se limite à couvrir les coûts encourus et que les conditions financières de cet accord sont fixées de manière à refléter les conditions du marché.

3.3.1.5 Accord sur les services de gestion de l'énergie (ASGE)

(140) Bien que BE-NUC soit le propriétaire technique de 89,807 % de l'électricité produite par les unités LTO (les 10,193 % restants appartenant à Luminus), elle transfère la propriété de cette électricité au gestionnaire de l'énergie, qui se chargera de sa vente ([67]). À cette fin, BE-NUC conclura un ASGE avec un partenaire qui lui achètera l'électricité à BE-NUC et se chargera de la vendre.

(141) L'ASGE définira les principales conditions et la répartition des risques et élaborera ainsi de manière détaillée une SED tout en décrivant le rôle joué par le gestionnaire des ventes d'énergie (ci-après le «partenaire de l'ASGE») à cet égard, dans le cadre des paramètres fixés. Le partenaire de l'ASGE désigné dans le cadre de l'ASGE sera l'acheteur et le propriétaire de la part détenue par BE-NUC dans l'électricité produite par les unités LTO et sera soumis à une SED prédéfinie. Cette SED pourra être révisée et modifiée de temps à autre à la suite d'une procédure détaillée dans l'accord de rémunération. Le gouvernement belge (BE-WATT), en sa qualité de contrepartie à l'accord de rémunération, peut imposer la SED dans la mesure où il respecte ses conditions telles que définies dans l'accord de rémunération. Le partenaire de l'ASGE a un rôle consultatif en la matière.

(142) Afin d'introduire l'électricité produite sur le marché de gros de l'électricité de manière concurrentielle et transparente, Electrabel et l'État belge ont convenu de lancer un appel d'offres public pour ces services, en garantissant ainsi la transparence et la concurrence (voir section 3.3.1.5.1). Le droit relatif aux marchés publics et toutes les garanties nécessaires s'y rapportant s'appliquent à cette procédure d'appel d'offres.

3.3.1.5.1. Procédure d'appel d'offres

(143) La Belgique indique que la procédure d'appel d'offres est volontairement menée conformément à la loi belge du 17 juin 2016 relative aux marchés publics et à l'arrêté royal du 18 juin 2017 relatif à la passation des marchés publics dans les secteurs des services publics ([68]).

([67]) Luminus est propriétaire de sa part (10,193 %) de l'électricité produite par les unités LTO. Luminus gère la vente de l'électricité de manière indépendante et n'est pas liée à l'ASGE, dont le but est de vendre la part de BE-NUC dans la production des unités LTO.

([68]) Loi relative aux marches publics. Disponible à l'adresse suivante: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. La loi belge du 17 juin 2016 relative aux marchés publics transpose la directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil, du 26 février 2014, relative à la passation de marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux et abrogeant la directive 2004/17/CE.

(144) L'ASGE sera attribué dans le cadre d'une procédure négociée avec mise en concurrence préalable ([69]), qui est une procédure standard dans le secteur des services publics. L'appel d'offres a été publié sur les plateformes belges ([70]) et européennes ([71]), permettant ainsi à tous les candidats potentiels d'y participer.

(145) Compte tenu de l'importance du service faisant l'objet de l'appel d'offres et de sa sensibilité du point de vue de la concurrence, la Belgique a mis en œuvre des dispositions et des garanties supplémentaires afin de garantir la réalisation des objectifs de l'ASGE et la bonne exécution des services attendus:

a) avant la rédaction des documents d'appel d'offres, une demande de renseignements sur l'ASGE a été lancée le 3 septembre 2024 (jusqu'au 2 octobre 2024) afin de recueillir les avis du marché sur plusieurs sujets liés à l'ASGE ([72]). Cette demande de renseignements poursuivait deux objectifs principaux: i) informer à l'avance le marché de la procédure d'appel d'offres à venir, en laissant ainsi suffisamment de temps aux candidats intéressés pour préparer leur participation ([73]) et en assurant une transparence accrue; ii) tenir compte, le cas échéant, des résultats de la demande de renseignements lors de la rédaction des documents d'appel d'offres, en aidant ainsi BE-NUC à proposer une offre affinée et testée par le marché, tout en améliorant la clarté des critères et en veillant à ce que les conditions ou critères imposés soient non discriminatoires. La demande de renseignements a par exemple révélé qu'il n'était pas nécessaire d'organiser des appels d'offres distincts pour chaque unité concernée par l'exploitation à long terme, mais que les unités pouvaient être soumises à un appel sous forme de lot;

b) une demande d'expression de candidatures a été émise le 11 décembre 2024, invitant les parties intéressées à manifester leur intérêt à participer à l'appel d'offres au plus tard le 13 janvier 2025. À la demande de plusieurs parties, le délai de soumission a été reporté au 3 février 2025, afin de garantir une concurrence suffisante dans la procédure d'appel d'offres. Les parties intéressées seront ensuite invitées à soumettre leurs offres sur la base des futurs documents contractuels (y compris la structure de rémunération modifiée telle qu'expliquée au graphique 3). La Belgique fait valoir que la description détaillée des services faisant l'objet de l'appel d'offres lui permet de disposer d'un critère d'attribution unique fondé sur le prix. Étant donné que le marché sera attribué dans le cadre d'une procédure négociée, le pouvoir adjudicateur peut, une fois que les candidats ont soumis leurs offres en réponse à l'appel à propositions (y compris le projet d'ASGE et tout document accessoire), inviter les candidats à soumettre une meilleure offre, ce qui garantit le résultat le plus compétitif.

(146) En outre, la Belgique indique que l'appel d'offres comprend un ensemble de critères de sélection visant à garantir que tous les soumissionnaires remplissent les conditions de professionnalisme et disposent de l'infrastructure nécessaire à la bonne exécution de l'ASGE. Ces critères de qualification sont toutefois limités au minimum possible, chacun d'entre eux renvoyant à une exigence requise pour les services envisagés, afin de garantir une concurrence maximale pendant l'appel d'offres.

(147) Par rapport aux informations dont disposait la Commission au moment de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique a fourni davantage de détails sur les critères de qualification. Le soumissionnaire doit (le cas échéant, pour les quatre premiers critères décrits ci-dessous, en s'appuyant sur les capacités d'une autre entité):

a) présenter au moins deux références attestant d'une expérience (d'au moins un an) dans la gestion énergétique d'un portefeuille d'actifs de production thermique ou nucléaire d'au moins 1 000 MW au total (en tenant compte de toutes les références), dans des pays de l'Union européenne, au Royaume-Uni ou dans les pays de l'AELE ([74]);

([69]) Conformément à l'article 120 de la loi belge du 17 juin 2016 relative aux marchés publics.
([70]) Bulletin des adjudications.
([71]) Supplément au *Journal officiel de l'Union européenne*.
([72]) Ces sujets comprennent notamment le profil de risque, les garanties relatives à la contrepartie et au risque de crédit de contrepartie, le mécanisme de prix, les conditions de paiement, la fréquence de facturation et les intérêts de retard, la SED, les réserves internes d'équilibrage du portefeuille, la division de l'appel d'offres en deux lots (un par actif énergétique), la structure de crédit et la structure de garantie associée et la mise en commun des responsables d'équilibre.
([73]) L'État belge a activement identifié les acteurs du marché pertinents qu'il souhaitait contacter et encourager à participer à la demande de renseignements, ainsi qu'à la procédure d'appel d'offres qui suivra.
([74]) Le critère des 1 000 MW garantit que les participants qualifiés/sélectionnés sont financièrement en mesure de traiter les demandes qui leur seront attribuées, lesquelles varieront entre 1 000 et 2 000 MW.

b) présenter au moins deux références attestant d'une expérience (d'au moins un an) dans la gestion énergétique d'actifs de production thermique ou nucléaire. Chaque référence concerne un actif d'au moins 350 MW, situé dans un pays de l'Union européenne, au Royaume-Uni ou dans un pays de l'AELE ([75]);

c) présenter au moins une référence attestant d'une expérience (d'au moins un an) dans la gestion énergétique, pour le compte d'un tiers, d'une capacité de production d'au moins 350 MW pour un actif de production situé dans un pays de l'Union européenne, au Royaume-Uni ou dans un pays de l'AELE ([76]);

d) bénéficier d'une notation de crédit «Investissement Grade», c'est-à-dire l'une des notations de crédit ci-après auprès de l'une des agences de notation suivantes (ou équivalentes): i) Fitch: minimum BBB-; ii) S&P: minimum BBB-; iii) Moody's: minimum Baa3 ([77]); et

e) être membre actif d'au moins un opérateur désigné du marché de l'électricité («Nemo)» actif en Belgique dans le domaine du négoce d'électricité ([78]).

(148) Pendant la durée de l'ASGE, les conditions suivantes s'appliquent entre autres au partenaire de l'ASGE:

a) avoir conclu un contrat de responsable d'équilibre («BRP») en Belgique avec Elia;

b) bénéficier d'une notation de crédit «Investissement Grade», c'est-à-dire l'une des notations de crédit ci-après auprès de l'une des agences de notation suivantes (ou équivalentes): i) Fitch: minimum BBB-; ii) S&P: minimum BBB-; iii) Moody's: minimum Baa3;

c) être membre actif d'au moins un Nemo actif en Belgique dans le domaine du négoce d'électricité.

(149) En ce qui concerne le calendrier de l'appel d'offres, la Belgique indique qu'elle entend clôturer l'appel d'offres en temps utile, au plus tard le 15 mai 2025, afin que le partenaire de l'ASGE dispose de suffisamment de temps pour effectuer les préparatifs nécessaires avant le redémarrage des unités LTO.

(150) Les services faisant l'objet de l'appel d'offres comprennent notamment, en ce qui concerne les actifs énergétiques, i) les «services de représentation des actifs énergétiques à terme et réalisés», ii) les «services d'optimisation et d'exploitation journaliers et intrajournaliers; iii) les services liés aux obligations réglementaires du marché, iv) les services de contractualisation des GRT belges; et v) la négociation, l'accès au marché et l'analyse du marché. En raison de l'interdépendance entre les différentes tâches énumérées et de la pratique courante sur le marché consistant à regrouper ces services dans un seul contrat commercial afin de garantir l'efficacité opérationnelle, ces services seront intégrés dans une seule définition de service de l'ASGE.

3.3.1.5.2. Ventes de l'électricité provenant de l'exploitation à long terme et rémunération du partenaire de l'ASGE

(151) La Belgique a précisé que le partenaire de l'ASGE n'agissait pas en tant qu'agent ou pour le compte de BE-NUC, mais vendait l'électricité achetée puisqu'il en était le propriétaire. En outre, dans la conception modifiée du CEC, le partenaire de l'ASGE se voit conférer le pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations économiques afin d'encourager une utilisation efficace du quota limité de modulations et de mieux répondre aux signaux du marché (voir considérants 153 et suivants).

([75]) La gestion de points uniques de défaillance majeurs sur le marché nécessite une configuration opérationnelle spécifique avec une formation spécifique du personnel. Alors que, dans le cadre d'une approche standard utilisée pour les actifs décentralisés de plus petite taille, lorsqu'un problème survient, un distributeur est simplement chargé de se procurer le volume manquant dès que possible sur le marché intrajournalier, une telle approche n'est pas adaptée aux actifs de plus grande taille.

([76]) Ce critère garantit que la contrepartie est en mesure de mener des activités pour le compte d'un tiers et dispose d'un cadre contractuel robuste.

([77]) Ce critère est introduit afin de garantir une capacité raisonnablement forte du partenaire de l'ASGE à honorer ses engagements financiers.

([78]) L'adhésion à un Nemo (Epex Spot et Nord Pool en Belgique), c'est-à-dire une organisation chargée de gérer les marchés de l'électricité intégrés journaliers ou intrajournaliers, garantit l'accès aux marchés de l'électricité. Ce critère permet de s'assurer que le candidat peut accéder aux marchés de négociation en temps utile et qu'il dispose d'une expérience suffisante et actuelle du fonctionnement du marché européen.

(152) La Belgique indique que le règlement entre le partenaire de l'ASGE et BE-NUC est fondé sur le marché journalier, afin de limiter le risque de base pour BE-NUC; en effet, cela signifie que, en combinaison avec le paiement compensatoire effectué par BE-NUC au moyen d'un CEC dans lequel le prix de référence du marché est le prix du marché journalier, BE-NUC reçoit le prix d'exercice (voir section 3.3.1.3.2) ([79]). La Belgique confirme que le partenaire de l'ASGE sera libre de négocier sur le marché de son choix et n'est pas tenu d'enchérir sur le marché journalier.

(153) Comme expliqué à la section 2.1 et au considérant 109, étant donné que les unités LTO sont limitées à 30 modulations par cycle et n'ont donc pas la possibilité technique et réglementaire de modifier leur production à tout moment, la rémunération du partenaire de l'ASGE a été modifiée afin d'inciter à utiliser au mieux le nombre limité de modulations autorisées. Au lieu d'une simple commission fixe (déterminée par l'appel d'offres), la formule de rémunération modifiée comprend également une commission variable (fondée sur une formule prédéterminée et dépendant du paiement de règlement de la modulation et de la correction). Cette rémunération expose le partenaire de l'ASGE à une partie des gains potentiels liés aux modulations en cas de prix négatifs (ainsi qu'à une partie des pertes potentielles liées aux modulations en cas de prix positifs, le cas échéant), tout en l'exposant directement aux coûts des déséquilibres et aux coûts intrajournaliers indiqués ci-dessous. Par conséquent, la commission variable sera composée d'un pourcentage fixe («alpha») des gains déclenchant une modulation sur le marché journalier et d'un pourcentage différencié («bêta») des coûts et revenus des déséquilibres et coûts et revenus sur le marché intrajournalier, c'est-à-dire les paiements de règlement correctifs (qui peuvent comprendre les gains résultant du déclenchement d'une modulation sur le marché intrajournalier), où:

a) l'alpha est fixé ex ante à 20 %. L'alpha est fixé à un niveau suffisamment élevé pour inciter à prendre des décisions de modulation optimales, mais pas suffisamment élevé pour décourager les participants à l'appel d'offres peu enclins à prendre des risques;

b) les gains résultant de la modulation sont calculés ex post comme étant le produit du volume racheté sur le marché journalier pour la modulation et de la différence entre zéro et le prix sur le marché journalier;

c) le bêta est différencié, mais également déterminé ex ante et reflète la responsabilité financière du partenaire de l'ASGE en tant que BRP en cas de déséquilibres. À cet égard, la Belgique fait valoir que les réacteurs sont relativement anciens et que les travaux nécessaires au projet d'exploitation à long terme ainsi que les modulations augmentent potentiellement les risques d'arrêts imprévus, qui génèrent des déséquilibres. En outre, les centrales sont soumises à des exigences de sécurité particulièrement élevées, ce qui accroît encore les risques d'arrêts. Dans le même temps, bien que les marchés intrajournaliers et d'équilibrage belges soient de plus en plus intégrés aux marchés voisins, ils restent relativement modestes par rapport à la taille des deux réacteurs. Par conséquent, tout arrêt réduira les chances du BRP de trouver des contreparties pour atténuer l'impact de l'arrêt et augmentera de manière disproportionnée le risque de flambée des prix à la suite de l'arrêt. La Belgique fait donc valoir que le bêta devrait avoir des valeurs différentes en fonction de la nature et de l'impact de l'événement qui entraîne un déséquilibre, tout en maintenant des incitations appropriées pour que le partenaire de l'ASGE (en tant que BRP) atténue les déséquilibres ([80]). Toutefois, le partenaire de l'ASGE reste pleinement exposé financièrement à tous les déséquilibres qui résultent principalement d'écarts de production par rapport à la production prévue ou d'erreurs de négociation;

d) le règlement correctif est la somme des paiements intrajournaliers et des paiements de l'énergie d'ajustement et le bêta s'applique aux deux. Pour une heure donnée, il peut être positif et/ou négatif.

([79]) Les gestionnaires d'énergie utilisent des systèmes de saisie des transactions et de gestion des positions pour rationaliser les flux de travail, qui englobent les prévisions, l'optimisation, les enchères, l'appel en temps réel et le règlement des transactions. Plus précisément, ces systèmes enregistrent toutes les transactions effectuées entre BE-NUC et le partenaire de l'ASGE, ainsi que les ventes et les échanges avec le GRT liés au marché. Les données enregistrées sont traitées par un module de règlement qui convertit les volumes de transactions en règlements financiers à l'aide de formules contractuelles prédéfinies. Les relevés générés par le système sont soumis par voie électronique à BE-NUC pour examen. BE-NUC peut les vérifier et, si nécessaire, demander des ajustements.

([80]) En particulier, le bêta s'élèvera à 100 % dans les situations de «production de base», à 20 % dans les situations de «modulation économique», c'est-à-dire jusqu'à 30 fois par an, et à 8 % en cas d'événement imprévu entraînant un arrêt, c'est-à-dire en cas d'événements exceptionnels à fort impact, qui se produisent généralement moins d'une fois par an et par unité.

Graphique 3

Formule de rémunération au titre de l'ASGE modifiée

Rémunération du partenaire de l'ASGE = commission fixe + commission variable

Commission variable = alpha*+ gains* bêta*règlement correctif
Gains = volume racheté * (0 – prix sur le marché journalier)
Règlement correctif = coûts ou revenus intrajournaliers et des déséquilibres

(154) La formule définie dans le graphique 3 s'applique à l'ensemble du volume pendant les modulations, y compris si la modulation se produit lorsque les prix sont positifs (par exemple pendant les périodes d'intensification ou de réduction de la production) et pas seulement pendant les périodes de prix négatifs ([81]). La commission variable est payée par BE-NUC dans le cadre de l'ASGE, mais ces coûts et/ou revenus seront répercutés sur BE-WATT dans le cadre de l'accord de rémunération.

(155) Selon la Belgique, grâce à la formule de rémunération modifiée, le partenaire de l'ASGE est incité, entre autres, à utiliser les modulations économiques de manière optimale aux échéances journalières et intrajournalières et à réduire les coûts intrajournaliers et les coûts liés aux déséquilibres. La Belgique soutient que les paramètres alpha et bêta sont choisis afin de préserver le bon fonctionnement du marché, tout en évitant de dissuader les participants à l'appel d'offres peu enclins à prendre des risques.

(156) La formule de rémunération modifiée aura une incidence sur le comportement des participants à l'appel d'offres en ce qui concerne la commission fixe. Les soumissionnaires tiendront compte, dans leurs offres, des gains qu'ils prévoient de tirer des modulations (valeur de l'option), ainsi que des coûts et des recettes potentielles liés aux paiements intrajournaliers et aux paiements de l'énergie d'ajustement. La Belgique fait valoir que les documents d'appel d'offres expliqueront la structure de rémunération (incitation) afin que les soumissionnaires comprennent clairement les pertes/gains que la formule de rémunération modifiée est susceptible de générer. La Belgique évaluera la pertinence de la formule de rémunération (modifiée) du partenaire de l'ASGE ainsi que la conformité au marché et l'efficacité des incitations qu'elle offre sur les différents marchés. Cette évaluation sera effectuée au plus tard deux ans après le début des activités, afin de permettre une révision en temps utile du contrat ou l'organisation d'un nouvel appel d'offres, ce qui est possible après 3,5 ans ([82]). Toutefois, afin de maintenir les incitations appropriées pour le partenaire de l'ASGE, les paramètres alpha et bêta ne peuvent être révisés qu'à la hausse ([83]).

(157) La Belgique soutient que l'adaptation de la rémunération au titre de l'ASGE aligne les incitations du partenaire de l'ASGE, qui dispose du pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations économiques (sous réserve de la décision finale de l'opérateur, par exemple en cas de problèmes de sécurité ou de réglementation), sur les signaux du marché, en répondant ainsi aux préoccupations de la Commission à cet égard. Dans le même temps, le partenaire de l'ASGE dispose des incitations appropriées pour remplir sa mission de BRP sans être entièrement exposé à des déséquilibres qui échappent à son contrôle. La Belgique indique par ailleurs qu'il y aura un partage continu d'informations précises (y compris des mises à jour régulières sur la disponibilité, les capacités techniques, etc., des unités LTO) entre BE-NUC, l'exploitant nucléaire et le partenaire de l'ASGE, afin de permettre à ce dernier de prendre des décisions éclairées en matière de modulation économique, celui-ci étant ainsi équipé pour prendre des décisions efficaces.

([81]) Cela est dû aux contraintes techniques liées aux modulations (voir considérant 13).
([82]) BE-NUC peut résilier unilatéralement l'ASGE après trois ans et demi (42 mois) à compter de la date de redémarrage de la première unité nucléaire. BE-NUC peut ensuite conclure un nouvel accord à l'issue d'un nouvel appel d'offres assorti de conditions différentes.
([83]) L'évaluation des paramètres alpha et bêta sera fondée sur: i) une analyse de la participation à l'appel d'offres et de ses résultats (les indicateurs peuvent être: le nombre et le type de soumissionnaires, les résultats de l'appel d'offres en termes de prix/coûts, etc.); ii) une évaluation des décisions de (non-)modulation, y compris de leurs conséquences (financières) pour les parties concernées, compte tenu des conditions de marché (prévues et réelles) et des contraintes opérationnelles/de modulation; et iii) une évaluation des décisions commerciales sur le marché journalier et le marché intrajournalier, ainsi que des déséquilibres qui en résultent au niveau du BRP. Les informations sous-jacentes à cette évaluation seront fondées sur les données collectées auprès du partenaire de l'ASGE pendant la durée de l'ASGE, ainsi que sur les données fournies par l'opérateur Electrabel par l'intermédiaire de BE-NUC et de l'accord d'exploitation et de maintenance, et sur toute information publique/de marché pertinente en rapport avec ce qui précède.

(158) La Belgique confirme également que la contrepartie du CEC (BE-WATT) élaborera une stratégie de gestion des risques pour sa position ouverte, comme le prévoit la loi, et que sa mise en œuvre contribuera à la liquidité des marchés à terme de l'électricité (voir considérant 99). L'adoption de la stratégie est soumise à l'avis de l'autorité de régulation, qui procède à cette occasion à une évaluation de l'incidence de la stratégie sur les marchés de l'électricité concernés.

3.3.1.5.3. Garanties supplémentaires concernant le gestionnaire de l'énergie

(159) Le partenaire de l'ASGE sera, en principe, sélectionné dans le cadre d'un appel d'offres transparent, ouvert et concurrentiel (voir section 3.3.1.5.1). L'entité commerciale d'Engie, GEMS (Global Energy Management & Sales), une unité commerciale du groupe Engie indépendante sur le plan managérial de l'unité commerciale «Nucléaire», peut également participer à l'appel d'offres. Des dispositions et mesures spécifiques ont été prévues au cas où GEMS participerait à la procédure d'appel d'offres afin de garantir un processus équitable.

(160) La Belgique affirme que des mesures suffisantes sont et seront prises et mises en œuvre afin de détecter et de prévenir efficacement tout conflit d'intérêts potentiel. Ces mesures peuvent être résumées comme suit:

a) La demande de renseignements a permis de tester le marché et toutes les parties intéressées ont ainsi pu proposer dans ce contexte différentes conditions et propositions, en veillant à ce que l'appel d'offres ne comporte pas d'obstacles désavantageux pour les participants intéressés par rapport à GEMS (ou toute autre société du groupe Engie). Electrabel (ou toute autre société du groupe Engie) n'est pas et ne sera pas impliquée dans le processus d'élaboration des documents d'appel d'offres (ci-après les «documents détaillés de l'appel d'offres») à la suite (des résultats) de la demande de renseignements.

b) Au cours de la procédure d'appel d'offres, si GEMS devait y participer, même en tant que sous-traitant ou à tout autre titre, Electrabel (ou toute autre société du groupe Engie) et ses administrateurs ou agents ne seraient pas autorisés à participer à toute décision et/ou délibération de BE-NUC concernant l'appel d'offres (par exemple, à la décision de sélection et à la décision d'attribution).

c) Dans l'ensemble, au sein de l'organisation Electrabel, des barrières strictes en matière d'information et des barrières éthiques ont été et continueront d'être établies entre les personnes chargées de soumettre les offres chez GEMS et celles impliquées dans la gestion de BE-NUC. Les mêmes garanties seront mises en place si GEMS est finalement choisie comme partenaire de l'ASGE à l'issue d'un processus d'appel d'offres couronné de succès.

d) Si GEMS est sélectionnée comme partenaire de l'ASGE, elle sera soumise aux mêmes obligations qu'un BRP et qu'un partenaire contractuel de l'ASGE, ainsi qu'aux mêmes incitations commerciales que tout autre candidat. En particulier, en tant que partenaire de l'ASGE, elle recevra une rémunération fixe et variable, ce qui l'incitera à optimiser son quota de modulations ainsi que les revenus provenant de la vente d'électricité conformément aux principes du marché. En outre, GEMS agira en tant que partie dans le cadre d'un mandat précis défini par la SED, auquel elle ne pourra déroger. Ces garanties permettent de s'assurer que GEMS, si elle remporte l'appel d'offres relatif à l'ASGE, agira comme tout autre participant à cet appel d'offres et sera incitée, grâce à la mise en place de l'ASGE et à la formule de rémunération modifiée, à agir en fonction des signaux du marché.

(161) Si la procédure d'appel d'offres ne permet pas de désigner un candidat approprié, à titre de solution de repli ultime, si aucun ASGE n'a été conclu en temps utile au plus tard le 15 mai 2025, GEMS assurera temporairement la fourniture des services au titre de l'ASGE. Ces services seront fournis conformément aux conditions à convenir entre les parties pendant une période limitée, afin que BE-NUC puisse attribuer l'ASGE au moyen d'une autre procédure d'appel d'offres. En cas de réussite de la procédure d'appel d'offres, le candidat retenu reprendra la fourniture des services au titre de l'ASGE assurée par GEMS une fois l'expiration de la période d'exécution de ces services par GEMS. Le nombre de renouvellements de la procédure d'appel d'offres n'est pas limité.

(162) La Belgique fait valoir que cet arrangement est nécessaire et adéquat pour assurer la continuité du service public (à savoir la vente de l'électricité produite par les unités nucléaires), mais que cette solution est strictement limitée dans le temps et réduite au minimum nécessaire.

(163) En conclusion, la Belgique affirme qu'elle veillera à ce que BE-NUC respecte rigoureusement la législation et les principes en matière de marchés publics. Le processus de consultation approfondi offre des garanties supplémentaires assurant que l'achat de services est effectué dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle, transparente, non discriminatoire et inconditionnelle. La Belgique estime par conséquent que tout risque de verrouillage du marché et d'autres pratiques anticoncurrentielles potentielles de la part d'Engie est évité et que toutes les mesures et garanties ont été adoptées afin d'assurer la désignation d'un partenaire de l'ASGE indépendant. À titre de solution de repli uniquement, GEMS fournirait temporairement ces services, ce qui est nécessaire et adéquat pour garantir la continuité du service public.

3.3.1.6 Autres sous-mesures

(164) La transaction comporte deux autres sous-mesures, à savoir l'accord de services administratifs conclu entre Electrabel et BE-NUC et un accord prévoyant des dispositions d'indemnisation des pertes liées à la couverture des coûts en cas de non-conclusion de l'accord. Ces sous-mesures ont été expliquées aux sections 3.3.10 et 3.3.11 de la décision d'ouvrir la procédure.

3.3.2. *Composante 2: plafonnement du passif de l'exploitant nucléaire pour le stockage à long terme et l'élimination définitive des déchets nucléaires et du combustible usé*

3.3.2.1 Principes généraux de la gestion des déchets nucléaires

(165) Comme expliqué au considérant 121 de la décision d'ouvrir la procédure, le cadre législatif applicable aux déchets radioactifs et au combustible usé dans l'Union repose sur les deux principes fondamentaux suivants: i) le principe du pollueur-payeur ([84]); et ii) la responsabilité ultime des États membres (y compris au niveau financier) en ce qui concerne la gestion responsable et sûre (y compris l'élimination) du combustible usé et des déchets radioactifs ([85]).

(166) Comme expliqué à la section 3.4.2 de la décision d'ouverture, en vertu de la réglementation en vigueur en Belgique, l'exploitant nucléaire est financièrement [par l'intermédiaire de la société de provisionnement nucléaire, Synatom, et conjointement avec EDF Belgium et Luminus (ci-après les «sociétés contributrices»)] et opérationnellement responsable du déclassement des sept centrales nucléaires, ainsi que du conditionnement et de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé, ainsi que de leur stockage à long terme après leur acceptation par l'ONDRAF jusqu'à leur élimination définitive. Les provisions nucléaires pour le combustible usé et les déchets de déclassement sont financées par Electrabel et les sociétés contributrices, gérées par Synatom, et soumises au contrôle prudentiel d'une autorité publique indépendante, la commission des provisions nucléaires («CPN»). Comme indiqué aux considérants 123 à 125 de la décision d'ouverture, la Belgique fait valoir qu'Electrabel conservera certaines responsabilités en tant que seul exploitant des unités concernées par l'exploitation à long terme, découlant i) de la législation européenne et belge; et ii) des obligations contractuelles de l'accord de mise en œuvre, en respectant dès lors le principe du «pollueur-payeur».

(167) La CPN et l'ONDRAF sont les autorités de contrôle en Belgique:

a) L'ONDRAF établit (tous les cinq ans) un rapport d'inventaire complet pour tous les producteurs de déchets radioactifs en Belgique et évalue les fonds destinés à la gestion des passifs nucléaires correspondants.

b) La CPN examine (tous les trois ans) les méthodes utilisées pour calculer les provisions nucléaires ainsi que leur adéquation et la VAN des passifs futurs dans les comptes de Synatom (audit de la méthode, du scénario de référence, etc.)

([84]) Article 4, paragraphe 3, point e), de la directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (JO L 199 du 2.8.2011, p. 48), qui exige que «*les coûts de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs* [soient] *supportés par ceux qui ont produit ces substances*».

([85]) Article 4, paragraphe 1, et article 9 de la directive 2011/70/Euratom.

(168) Comme mentionné au considérant 129 et au tableau 4 de la décision d'ouvrir la procédure, sur la base de la dernière révision triennale de la CPN de juillet 2023, le montant total actuel des provisions liées aux passifs nucléaires s'élève à 18 225 millions d'EUR, ce qui comprend les provisions pour les activités de démantèlement (8 122 millions d'EUR), la gestion du combustible usé (9 070 millions d'EUR) et les déchets d'exploitation (1 033 millions d'EUR) ([86]).

3.3.2.2 Accord relatif à un «plafond de déchets»

(169) Dans le cadre des négociations relatives au projet d'exploitation à long terme, Engie et l'État belge ont convenu de plafonner le passif à long terme des producteurs de déchets radioactifs résultant de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire (ci-après l'«accord relatif à un plafond de déchets»), afin de réduire l'incertitude à cet égard (voir section 3.4.3 de la décision d'ouvrir la procédure). Cet accord relatif à un plafond de déchets prévoit le transfert des responsabilités financières liées à la production, à la détention ou à la propriété des déchets radioactifs conditionnés et du combustible usé des sept unités nucléaires belges, sous réserve des critères contractuels applicables au transfert de l'exploitant nucléaire (Electrabel) à l'État belge et après la mise en conformité avec ces critères, moyennant le paiement d'une somme forfaitaire ([87]).

(170) Ce montant forfaitaire a été établi pour chaque catégorie de déchets nucléaires. Comme expliqué au considérant 131 de la décision d'ouvrir la procédure, les déchets nucléaires radioactifs peuvent être divisés en trois catégories, conformément à la classification radiologique historique de l'ONDRAF et à la classification de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA): déchets de catégorie A (déchets à vie courte dont la radioactivité est faible ou moyenne); déchets de catégorie B (déchets à vie longue dont la radioactivité est faible ou moyenne); et déchets de catégorie C (déchets à vie courte et longue dont la radioactivité est élevée) et le combustible usé.

(171) Le tableau 13 ci-dessous présente la répartition des provisions existantes, d'un montant de 18 225 millions d'EUR, entre Electrabel (8 410 millions d'EUR) et le gouvernement belge (9 815 millions d'EUR), conformément à l'accord relatif à un plafond de déchets, et inclut la répartition par catégorie de déchets.

Tableau 13

Ventilation de l'accord relatif à un plafond de déchets

Montant (en millions d'EUR)	Passif de l'État belge (après transfert)				Passif d'Engie	Provisions (exercice 2022)
	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Total		
Estimation des coûts de base (*sans provision pour imprévus*)	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Provision pour imprévus	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Montant de base	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Prime de risque	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Montant plafonné	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Source: réponse des autorités belges à la demande de renseignements de la Commission du 1er octobre 2024.

([86]) Les provisions relatives aux déchets opérationnels sont vérifiées par les auditeurs externes d'Engie (Deloitte) dans le cadre de leur audit annuel.

([87]) Dans la présente décision, le terme «accord relatif à un plafond de déchets» désigne le plafonnement du passif à long terme des producteurs de déchets radioactifs résultant de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, tandis que l'expression «accord sur les déchets» désigne l'ensemble des sous-mesures relevant de la composante 2, y compris l'accord sur le démantèlement et le déclassement, etc.

(172) Les principes de l'accord relatif à un plafond applicable aux déchets n'ont pas été modifiés et sont décrits au considérant 133 de la décision d'ouvrir la procédure. Ils peuvent être résumés comme suit:

a) «montants plafonnés»: un paiement forfaitaire, comprenant une prime de risque et indexé à 3 % par an à partir du 31 décembre 2022, a été fixé pour chaque catégorie de déchets radioactifs répondant aux critères contractuels relatifs au transfert, pour un montant total de 15 milliards d'EUR (3,5 milliards d'EUR pour la catégorie A, 1 milliard d'EUR pour la catégorie B et 10,5 milliards d'EUR pour la catégorie C — voir tableau 13). Comme indiqué aux considérants 134 et 135 de la décision d'ouvrir la procédure et dans le tableau 13, la Belgique fait valoir que:

— les volumes sous-jacents aux montants plafonnés ont été calculés sur la base de l'inventaire des déchets utilisé pour la révision des provisions nucléaires effectuée en 2022 par la CPN et sur la base du scénario de référence industriel de l'ONDRAF et de l'exploitant nucléaire (qui constituent actuellement la meilleure estimation du volume de déchets nucléaires conditionnés et de combustible usé produit (et à produire) par les sept centrales nucléaires dans un scénario sans exploitation à long terme), et que

— la valeur des montants plafonnés résulte de l'application d'une prime de risque aux provisions nucléaires existantes;

b) «crédits de volume»: le montant plafonné (forfaitaire) par catégorie de déchets correspond à un crédit de volume pour des volumes prédéterminés, qui encourage l'exploitant nucléaire à minimiser la production de déchets nucléaires;

c) «redevance d'ajustement du volume»: lorsque le crédit de volume d'une catégorie de déchets a été entièrement utilisé, un montant supplémentaire doit être payé pour chaque crédit de volume supplémentaire nécessaire. Les montants sont établis en calculant la moyenne arithmétique entre i) le «montant plafonné» de la catégorie de déchets divisé par le nombre de «crédits de volume» de cette catégorie et ii) le coût marginal d'un crédit de volume supplémentaire;

d) «critères de transfert contractuels»: pour chaque type de lot de déchets nucléaires, des critères de transfert contractuels ont été établis, qui définissent les critères que chaque lot de déchets et chaque combustible usé doit respecter pour que la responsabilité financière soit transférée à l'entité publique Hedera (voir considérant 178 ci-dessous). La responsabilité de la mise en conformité des déchets radioactifs avec les critères de transfert contractuels (ainsi que les coûts qui s'y rapportent) incombe à l'exploitant nucléaire.

(173) Comme indiqué au considérant 107 a) et expliqué en détail aux sections 3.4.5.1 et 3.4.5.2 de la décision d'ouvrir la procédure, les montants plafonnés à 15 milliards d'EUR ont été fixés sur la base du montant actuel des provisions nucléaires de l'exploitant nucléaire (le montant de base) et d'une prime de risque. La Belgique a indiqué que le montant de base comprend déjà des marges pour les imprévus, les incertitudes et autres risques pouvant survenir dans le cadre du déclassement, la gestion des déchets radioactifs et la gestion du combustible usé. Les dispositions relatives au paiement des montants plafonnés sont expliquées à la section 3.4.5.3 de la décision d'ouvrir la procédure et n'ont pas été modifiées.

(174) La Belgique a expliqué que les montants plafonnés à transférer à l'État belge comprennent déjà tous les passifs historiques Un tiers fait valoir que l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité (jusqu'à la date légale initiale de fin de vie de toutes les centrales nucléaires belges en 2025). Par conséquent, tous les déchets nucléaires et tout le combustible usé qui ont été produits ou que produiront les centrales belges au cours de leur durée de vie légale sont déjà pris en considération dans les montants plafonnés.

(175) La Belgique précise également que le volume réel des déchets ne sera connu qu'une fois que ceux-ci auront été conditionnés et physiquement transférés à l'État belge. Le montant forfaitaire de 15 milliards d'EUR ne couvre donc que les volumes prédéterminés de déchets concernés (les crédits de volume) convenus dans l'accord de mise en œuvre. Si le volume réel des déchets produits en question est supérieur aux crédits de volume, Engie paiera une redevance d'ajustement du volume pour chaque crédit de volume supplémentaire (voir considérant 133 de la décision d'ouvrir la procédure).

(176) De même, tous les déchets opérationnels (ci-après les «déchets liés à l'exploitation à long terme») et l'ensemble du combustible usé (ci-après le «combustible usé lié à l'exploitation à long terme») résultant de la prolongation de la durée de vie des unités LTO seront financés par BE-NUC et Luminus pour chaque volume de déchets supplémentaire. Pour chaque quantité supplémentaire de déchets liés à l'exploitation à long terme et de combustible usé lié à l'exploitation à long terme, deux séries de paiements seront exigées:

a) déchets liés à l'exploitation à long terme: les coûts des déchets d'exploitation liés à l'exploitation à long terme tels que définis dans l'accord d'exploitation et de maintenance comprennent deux types de coûts:

— le paiement à Electrabel des coûts de traitement des déchets liés à l'exploitation à long terme relatifs à la manipulation, au traitement et au conditionnement des déchets d'exploitation (ci-après les «services de traitement des déchets liés à l'exploitation à long terme») en vue de la préparation d'un lot de déchets liés à l'exploitation à long terme, et

— les redevances d'ajustement du volume des déchets liés à l'exploitation à long terme, qui couvrent le paiement des coûts engagés après le transfert des passifs en matière de déchets nucléaires à Hedera ([88]);

b) services de gestion du combustible usé lié à l'exploitation à long terme: les coûts de l'aval du cycle concernant le combustible usé seront acquittés sur la base d'une redevance indexée facturée pour tout combustible usé excédentaire résultant du projet d'exploitation à long terme ([89]).

(177) La Belgique explique en outre que le modèle financier de signature tient compte des coûts de gestion ou des coûts de l'aval du cycle concernant les déchets et le combustible usé liés à l'exploitation à long terme, estimés à environ 0,9 million d'EUR par assemblage (aux prix de 2022), dont environ 0,3 million d'EUR par assemblage pour le stockage sur site et environ 0,6 million d'EUR par assemblage pour la redevance d'ajustement du volume relative aux déchets liés à l'exploitation à long terme pour le combustible usé.

(178) Comme expliqué à la section 3.4.4 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique a créé une nouvelle institution publique sui generis, Hedera, dont le rôle est double:

a) gérer et sécuriser les actifs destinés au financement des engagements à long terme de l'État belge en matière de déchets nucléaires et de combustible usé; et

b) assurer le suivi et le contrôle des coûts liés à la gestion des passifs transférés en matière de déchets nucléaires et de combustible usé, sous le contrôle d'une autorité publique indépendante (la CPN).

(179) Les montants du plafond de déchets reçus par Hedera doivent être sécurisés et investis, afin de générer le rendement nécessaire pour payer les coûts de gestion des déchets transférés lorsqu'ils sont dus. Hedera est un fonds séparé qui a été placé sous le contrôle de la CPN, l'organisme national spécialisé qui joue un rôle clé dans la garantie d'une gestion, d'un contrôle et d'une l'utilisation adéquats des fonds ([90]). Cela se reflète dans le double rôle attribué à Hedera, qui consiste à garantir que: i) les montants reçus sont sécurisés et génèrent les rendements nécessaires ([91]);

([88]) Ces redevances indexées d'ajustement du volume des déchets liés à l'exploitation à long terme sont payables à Electrabel dès qu'un lot de déchets liés à l'exploitation à long terme est produit ou lorsque sa production est certaine. Ces redevances couvrent le stockage des déchets liés à l'exploitation à long terme. La redevance d'ajustement du volume des déchets liés à l'exploitation à long terme applicable à chaque catégorie de déchets est déjà prévue aux articles 16 à 18 de la loi Phœnix.

([89]) Cette redevance comprend: i) l'ensemble des coûts de stockage sur site supportés par Electrabel jusqu'en 2050 avant le transfert du site à l'État belge; et ii) tous les coûts liés à l'ONDRAF après le transfert, à payer à Hedera. Les coûts de stockage sur site ont déjà été estimés par assemblage et la redevance d'ajustement du volume pour le combustible usé a été fixée et est indiquée aux articles 16 à 18 de la loi Phœnix.

([90]) Application de la recommandation 2006/851/Euratom de la Commission du 24 octobre 2006 concernant la gestion des ressources financières destinées au démantèlement d'installations nucléaires, de combustibles usés et de déchets radioactifs et de la convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs.

([91]) Afin de garantir que le montant forfaitaire augmente suffisamment au fil du temps, un comité d'investissement (composé de trois experts financiers indépendants, du président du comité de direction du SPF Économie, du responsable des investissements de Hedera, d'un représentant de l'Agence fédérale de la dette et d'un représentant de la SFPIM) est créé au sein de Hedera afin de conseiller le comité de direction de Hedera, notamment sur la stratégie d'investissement et la gestion des risques.

et que ii) les coûts de gestion des déchets et du combustible usé ainsi que des passifs transférés sont suffisamment contrôlés ([92]). En outre, les ressources financières devront être suffisamment isolées du budget général de l'État belge (comme le prévoit la loi Hedera) pour s'assurer qu'elles ne soient utilisées que pour payer les coûts du stockage à long terme et du stockage définitif et qu'elles ne puissent être utilisées à d'autres fins ou pour absorber d'éventuels déficits budgétaires futurs.

(180) La Belgique indique que l'accord relatif à un plafond de déchets comprend et s'accompagne d'autres mesures d'atténuation des risques, notamment:

a) l'inclusion de critères de transfert contractuels stricts: le transfert des passifs en matière de déchets nucléaires est subordonné au respect des critères de transfert contractuels. Le paiement forfaitaire du plafond de déchets intervient avant le transfert effectif des futurs lots de déchets nucléaires à l'État belge et est subordonné au respect des critères de transfert contractuels par l'exploitant nucléaire. L'exploitant nucléaire reste donc responsable de tous les coûts liés aux déchets nucléaires en cas de non-respect des critères de transfert contractuels;

b) la fixation des critères de transfert contractuels au niveau du flux de déchets pour les déchets de catégorie A, B et C: bien que les crédits de volume soient fixés par catégorie de déchets, le respect des critères de transfert contractuels est prévu au niveau des flux de déchets. Cela limite le risque pour l'État belge de devoir gérer à l'avenir des flux de déchets imprévus, tout en offrant une certitude à l'exploitant nucléaire pour les décennies à venir;

c) les déchets de catégorie X: comme mentionné à la note de bas de page n° 69 de la décision d'ouvrir la procédure, afin de protéger davantage l'État belge contre les flux de déchets imprévus pouvant résulter du déclassement des réacteurs nucléaires, l'accord sur les déchets prévoit également un mécanisme permettant de traiter tous les déchets nucléaires qui n'auraient pas été recensés au 31 décembre 2022. Ces déchets sont dénommés «déchets de catégorie X». Un mécanisme est prévu pour permettre le transfert des déchets de catégorie X après accord sur les conditions financières et techniques du transfert;

d) la préservation des connaissances et le renforcement des capacités des acteurs nationaux: le transfert des connaissances de l'exploitant nucléaire à l'agence belge de gestion des déchets nucléaires (l'ONDRAF) a constitué un élément important de l'accord sur les déchets. Le recueil et la préservation des connaissances de l'exploitant nucléaire avant l'arrêt définitif de sa production d'électricité en 2035 et des opérations de SF 2 en 2050 ont constitué une priorité pour l'État belge ([93]). Le transfert des déchets historiques s'accompagne du transfert de toutes les informations disponibles sur les lots de déchets déjà produits et de toutes les informations relatives à leur production, y compris, mais sans s'y limiter, les rapports techniques, les dessins techniques et les modèles utilisés pour les calculs par ordinateur. Il est convenu qu'un cadre devra déjà avoir été convenu entre l'ONDRAF pour ce transfert au moment de la fermeture. Le partage du savoir-faire et la formation du personnel de l'ONDRAF sont considérés comme un objectif commun pour assurer la gestion sûre à long terme des déchets nucléaires et du combustible usé par l'exploitant nucléaire et l'État belge. La préservation à long terme des connaissances nucléaires et le renforcement des capacités des acteurs nationaux seront essentiels pour faire en sorte que les coûts liés à la gestion à long terme des déchets nucléaires et du combustible usé restent conformes aux hypothèses formulées dans l'accord sur les déchets;

([92]) Tous les cinq ans, l'ONDRAF doit soumettre à Hedera, pour approbation, un plan précisant les services dont Hedera a assumé la responsabilité financière, les ressources et les investissements nécessaires à la mise en œuvre de ce plan, ainsi que les calculs de coûts s'y rapportant. Hedera analyse ce plan, demande l'avis de la CPN et approuve (ou non) le plan quinquennal. Chaque année (pendant la durée de ce plan quinquennal), l'ONDRAF soumet à Hedera, pour approbation, un plan annuel détaillé pour l'année civile suivante. Hedera approuve le plan, ici encore après avoir reçu l'avis de la CPN. En outre, Hedera ne paie les factures qui lui sont adressées par l'ONDRAF que dans les conditions suivantes: i) les montants réclamés sont conformes au plan quinquennal applicable et au plan annuel détaillé; ii) les montants réclamés sont justifiés par les performances réelles; et iii) les montants réclamés correspondent aux coûts réels des activités réalisées.

([93]) Conformément à la directive 2011/70/Euratom. Cette directive impose aux États membres de prendre des dispositions en matière de formation et d'entreprendre des activités de recherche et de développement afin de couvrir les besoins du programme national de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs, en vue d'acquérir, de maintenir et de développer davantage les compétences et qualifications nécessaires et de permettre ainsi une gestion sûre et sécurisée à long terme des déchets nucléaires et du combustible usé.

e) le contrôle prudentiel des fonds transférés: le paiement des montants plafonnés est un paiement unique qui est censé couvrir tous les passifs nucléaires transférés jusqu'à la fermeture du dernier dépôt de déchets nucléaires en Belgique au-delà de l'an 2100. Le contrôle des dépenses et des retours sur investissement du montant transféré est donc important pour garantir l'existence, la disponibilité et la suffisance des ressources financières nécessaires pour couvrir toutes les obligations financières concernées. À cet égard, l'État belge a suivi l'avis de la CPN fondé sur la recommandation 2006/851/Euratom de la Commission (voir note de bas de page n° 93):

— le fonds public qui gère les provisions pour les déchets nucléaires, Hedera, est un organisme public indépendant qui rend directement compte au Parlement belge, ce qui garantit sa transparence et son indépendance,

— les ressources financières d'Hedera sont cantonnées: elles ne peuvent être utilisées qu'aux fins pour lesquelles elles ont été créées et gérées (voir considérant 179),

— la planification budgétaire d'Hedera est soumise au contrôle et à la supervision de la CPN,

— Hedera mène une politique d'investissement diversifiée et prudente qui garantit un rendement positif à long terme, et

— Hedera soumet ses coûts à la CPN afin de garantir que des ressources financières adéquates puissent être mises à la disposition de l'ONDRAF en temps utile;

f) un ensemble de mesures de sécurité pour les passifs nucléaires non plafonnés: voir section 3.3.2.4.

(181) Comme indiqué au considérant 172 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique reconnaît que l'accord concernant les déchets nucléaires a une incidence positive sur le profil de risque de l'exploitant nucléaire, étant donné qu'une partie importante de ses passifs nucléaires seront couverts par les montants plafonnés et que ce profil de risque différent justifie et nécessite une révision de l'ensemble des mesures visant à garantir la sécurité et la surveillance de la situation financière de l'exploitant nucléaire: le paiement forfaitaire de 15 milliards d'EUR à Hedera justifie la sortie des actifs non européens d'Electrabel du périmètre d'Electrabel (ainsi que le contrôle effectué dans ce cadre par la CPN). Engie, en tant que société mère française d'Electrabel, veillera à ce qu'au moment de la conclusion de l'accord entre l'État belge et Electrabel, au moins 4 milliards d'EUR d'actifs (valeur des fonds propres au 30 juin 2023) demeurent aux mains d'Electrabel. En outre, Engie accorde une garantie de société mère illimitée et irrévocable à première demande pour i) les obligations de déclassement d'Electrabel (qui comprennent également le risque que la valeur des provisions soit insuffisante); ii) le risque lié au volume dans le cadre du plafond; et iii) le remboursement des prêts (actuels ou futurs) contractés auprès de Synatom.

(182) La Belgique considère que les passifs transférés concernant les déchets nucléaires et les passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme ne confèrent aucun avantage économique à Electrabel et aux sociétés contributrices, étant donné qu'ils reflètent de manière adéquate le risque de fluctuations ultérieures des coûts pris en charge par l'État et que la structure du transfert des risques est telle qu'un investisseur privé aurait accepté de supporter ces risques.

3.3.2.3 Justifications supplémentaires concernant le coefficient d'actualisation et la prime de risque

3.3.2.3.1. Coefficient d'actualisation

(183) La Belgique fait valoir que les provisions nucléaires qui ont été collectées par l'exploitant nucléaire/Synatom avant l'accord relatif à un plafond de déchets ont été calculées en utilisant un coefficient d'actualisation de 2,5 % pour les activités de démantèlement (y compris les déchets de démantèlement) et un coefficient d'actualisation de 3 % pour toutes les activités relatives au combustible usé (comme décidé par la CPN lors de la révision triennale de fin 2022).

(184) La Belgique précise que l'utilisation de deux coefficients d'actualisation différents pour calculer les provisions (pour les passifs liés au démantèlement et pour ceux liés au combustible usé) se justifie par la différence de durée et reflète la valeur temporelle de l'argent ([94]).

([94]) Les provisions liées au démantèlement sont actualisées à un taux de 2,5 % en raison de leur horizon temporel plus court (durée de 11,4 ans). À l'inverse, les provisions relatives au combustible usé sont soumises à un coefficient d'actualisation plus élevé de 3 % afin de tenir compte d'un horizon temporel plus long (durée de 30 ans).

(185) Comme indiqué au considérant 198, l'accord relatif à un plafond de déchets n'implique qu'un transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé à l'État belge, tandis que les passifs de déclassement et au démantèlement restent à la charge de l'exploitant nucléaire (à l'exception des dyssynergies causées par le projet d'exploitation à long terme; voir considérant 199). Par conséquent, la Belgique soutient que, pour le calcul de la valeur actuelle des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé transférés, un coefficient d'actualisation unique de 3 % (1 % de taux réel + 2 % d'inflation) a été retenu afin de tenir compte du fait que les passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé ont une durée plus longue que ceux liés au déclassement (voir considérant 148 de la décision d'ouvrir la procédure).

(186) La Belgique a demandé l'avis de la CPN concernant le coefficient d'actualisation le plus approprié à utiliser pour calculer le plafond de déchets ([95]). Comme mentionné au considérant 149 de la décision d'ouvrir la procédure, la CPN a proposé d'ajuster le coefficient d'actualisation pour les passifs liés aux déchets nucléaires/au déclassement et au combustible usé en appliquant une approche en deux étapes, consistant à appliquer un coefficient d'actualisation fondé sur le taux OLO réel à 30 ans (3,17 %) pour les 30 premières années, puis à appliquer un coefficient d'actualisation de 2,17 % basé sur une estimation fondée sur le taux OLO sans risque pour les 30 années suivantes.

(187) La Belgique rappelle que la période de négociation a été longue (1,5 an) et que le choix d'un coefficient d'actualisation unique de 3 % a été motivé par la nécessité de disposer d'un certain degré de prévisibilité en ce qui concerne le coefficient d'actualisation utilisé dans le cadre des négociations avec Engie. En effet, le coefficient d'actualisation a une incidence directe sur le calcul de la somme forfaitaire à transférer. La Belgique explique que la méthode appliquée par la CPN dans son avis de 2023 a ensuite été utilisée, conjointement avec le taux à terme ultime de l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (AEAPP) ([96]), pour confirmer a posteriori que le coefficient d'actualisation de 3 % était un taux à long terme prudent.

(188) La Belgique a d'abord demandé à un consultant indépendant de calculer le coefficient d'actualisation «unique» équivalent à l'approche en deux étapes de la CPN, en utilisant les taux sans risque suggérés par la CPN, ainsi que d'autres données relatives aux taux OLO ([97]). L'analyse montre que l'approche suggérée par la CPN est particulièrement sensible à la période retenue pour le calcul. Par exemple, l'approche en deux étapes aboutit à un coefficient d'actualisation équivalent de 2,8 % en utilisant les taux sans risque suggérés par la CPN, à un taux équivalent de 3,1 % en appliquant la méthode de la CPN sur la base des données relatives aux taux OLO disponibles au moment de la décision d'ouvrir la procédure et à un taux équivalent de 3,2 % au moment de la signature de l'accord de mise en œuvre. Comme le montre le tableau 14, l'approche en deux étapes suggérée par la CPN donne deux coefficients d'actualisation équivalents avec une différence de 40 points de base lorsque l'on considère deux périodes différentes séparées de neuf mois uniquement.

(189) Deuxièmement, le tableau 14 montre également la comparaison avec le taux à terme ultime de l'AEAPP, puisque la référence de l'AEAPP a également été utilisée dans la précédente affaire concernant l'Allemagne (SA.45296 ([98])), où un coefficient d'actualisation de 4,58 % avait été jugé proportionné.

([95]) Avis de la CPN au ministre de l'énergie du 7 mars 2023, p. 4-6 («*Advies van de Commissie voor Nucleaire Voorzieningen aan de Minister van Energie betreffende de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid van ENGIE aan de Belgische staat van het beheer van het radioactief afval en de verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales*»).

([96]) L'AEAPP publie chaque mois la courbe des taux d'intérêt sans risque. Cette courbe est utilisée par les compagnies d'assurance de l'EEE pour évaluer leurs passifs dans le cadre réglementaire «solvabilité II». La courbe de l'AEAPP est la courbe de rendement des taux d'intérêt sans risque pour les échéances allant jusqu'à 150 ans pour les pays de l'EEE. Les taux relatifs aux échéances allant jusqu'à 20 ans sont calculés sur la base des taux de swap (c'est-à-dire les taux fixes auxquels les acteurs du marché sont prêts à échanger des obligations à taux d'intérêt variable). Les taux pour les échéances plus longues sont extrapolés et convergent, à très long terme, vers le taux à terme ultime.

([97]) Voir la note élaborée par Compass Lexecon le 28 novembre 2024 — «*Response to the EC concerns on discount rate — 281124*».

([98]) Décision de la Commission du 16 juin 2017, SA.45296 (2017/N), Allemagne, Transfert des passifs liés aux déchets radioactifs et au combustible nucléaire usé en Allemagne (JO C 254 du 4.8.2017, p. 1).

Tableau 14

Évolution du taux équivalent de la CPN et du taux de l'AEAPP depuis l'avis de la CPN de mars 2023

	Avis de la CPN 7 mars 2023	Signature 13 décembre 2023	Notification 21 juin 2024	La décision d'ouvrir la procédure 22 juillet 2024
Taux équivalent de la CPN	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
Taux à terme ultime	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Source: analyse de Compass Lexecon fondée sur les données d'investing.com.

(190) Comme le montre clairement le tableau 14, le coefficient d'actualisation de 3 % retenu se situe entre

a) la suggestion formulée par la CPN au moment de l'avis de la CPN au ministre de l'énergie (7 mars 2023), considérée comme la limite inférieure; et

b) le taux à terme ultime, considéré comme une référence plus optimiste ([99]).

(191) De plus, le taux de 3 % semble plus prudent que la suggestion de la CPN et que le taux à terme ultime au moment de la signature de l'accord et par la suite.

(192) La Belgique soutient également qu'un coefficient d'actualisation de 1 % en chiffres réels semble prudent par rapport au taux de rendement que Hedera peut espérer obtenir en appliquant une approche prudente et appropriée de sa gestion actif-passif. À titre de comparaison, la Belgique renvoie au portefeuille d'actifs spécifique d'EDF destiné à garantir le financement sûr de ses passifs nucléaires à long terme, décrit dans le document d'enregistrement universel d'EDF de 2023 ([100]). Ce portefeuille est géré selon une approche actif-passif et se compose d'un ensemble d'actifs diversifiés comparables à la description du portefeuille hypothétique géré par Hedera, pour lequel un rendement comparable peut donc raisonnablement être supposé.

(193) Enfin, la Belgique suppose, dans son calcul du plafond de déchets, un taux d'inflation constant de 2 %, qui correspond à l'objectif explicite d'inflation à long terme de la Banque centrale européenne (ci-après la «BCE»). La BCE considère que l'indice des prix à la consommation (ci-après l'«IPC») est l'indicateur approprié de l'inflation. Comme mentionné au considérant 150 b) de la décision d'ouvrir la procédure, la CPN a exprimé ses préoccupations quant au fait que l'inflation réelle des coûts de construction nucléaire (calculée sur la base de l'indice ABEX) pourrait être supérieure à l'inflation mesurée par l'IPC. La Belgique affirme que l'objectif d'inflation de 2 % de la BCE est le bon indicateur de l'inflation pour le calcul du plafond de déchets, pour les raisons suivantes:

a) premièrement, la Belgique indique que l'indice ABEX couvre le coût de la construction de maisons et d'immeubles résidentiels en Belgique et qu'il ne constitue donc qu'un indicateur peu fiable des coûts de construction nucléaire, compte tenu des différences importantes entre la construction d'un projet nucléaire et celle de maisons. La Belgique ajoute en outre que les risques d'augmentation des coûts de gestion des déchets nucléaires des futures installations nucléaires sont inclus dans la provision pour imprévus du scénario industriel de l'ONDRAF et sont donc inclus dans le montant de base;

b) deuxièmement, la Belgique soutient que l'évolution historique de l'indice ABEX ne diffère pas sensiblement de l'inflation mesurée par l'indice IPC et que les différences entre les deux taux sont dues à un certain nombre de facteurs, tels que le coût de l'énergie et des matières premières, le coût de la main-d'œuvre et la demande dans le secteur de la construction. La Belgique soutient que ces différences sont conjoncturelles et non structurelles.

(194) Pour les raisons exposées ci-dessus, la Belgique considère que le coefficient d'actualisation de 3 % est un taux approprié et prudent pour l'actualisation des passifs à long terme.

([99]) L'approche de l'AEAPP ne fournit des conditions de marché que pour les échéances courtes (jusqu'à 20 ans). Au-delà de cette échéance, la méthode ne repose pas sur les taux de swap, mais sur des moyennes historiques qui ne reflètent pas nécessairement la réalité économique actuelle, ce qui peut conduire à une sous-estimation significative des engagements à long terme. Le taux à terme ultime est donc un indicateur du taux sans risque à très long terme en chiffres nominaux qui est adapté aux fonds de pension. Toutefois, compte tenu de la durée des passifs nucléaires et du fait qu'une prime initiale est versée afin de couvrir ces passifs sans qu'aucune contribution supplémentaire ne soit prévue (contrairement aux fonds de pension), il n'est pas nécessairement pertinent dans le cas présent.

([100]) Dans son document d'enregistrement universel de 2023 (p. 354), EDF observe que le taux de rendement attendu de ce portefeuille pour les 20 prochaines années est supérieur au taux de 4,5 % utilisé par EDF pour l'actualisation de ses passifs nucléaires, soit 1,5 point de pourcentage de plus que le coefficient d'actualisation retenu par la Belgique.

3.3.2.3.2. Prime de risque

(195) Comme indiqué au considérant 153 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique fait valoir qu'une importante prime de risque supplémentaire de 5 185 millions d'EUR a été ajoutée au montant de base de 9 815 millions d'EUR afin de couvrir les incertitudes restantes. Comme indiqué au considérant 154 de la décision d'ouvrir la procédure, la prime de risque est fondée sur une note technique de l'ONDRAF ([101]), qui analyse les incertitudes et les risques liés au transfert de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des sept centrales nucléaires belges à l'État belge (voir note de bas de page n° 80 de la décision d'ouvrir la procédure). Comme indiqué au considérant 156 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique soutient que la prime de risque de 52,83 % est adéquate et dépasse la prime de risque de 35,47 % appliquée dans l'affaire relative à l'Allemagne [SA.45296 (voir note de bas de page n° 101)].

(196) Outre les précisions concernant la prime de risque exposées au considérant 154 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique a précisé plus en détail, au cours de la procédure formelle d'examen, comment la prime de risque avait été calculée sur la base de la note technique de l'ONDRAF. Le tableau 15 fournit les précisions détaillées et la composition de la prime de risque, qui a donné lieu à des montants de 5 033 millions d'EUR (limite inférieure) et de 5 133 millions d'EUR (limite supérieure). Dans le cadre des négociations sur l'accord relatif au plafond pour les déchets, la prime de risque a été fixée à un montant légèrement supérieur, à savoir 5 185 millions d'EUR, afin d'aboutir à un paiement forfaitaire de 15 milliards d'EUR (voir tableau 13).

Tableau 15

Composition détaillée et calcul de la prime de risque

Composantes de la prime de risque (Montants en Mio d'EUR)	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Description
Cat. A Acceptabilité des déchets	900			Tous les déchets conformes aux CTC de la cat. A peuvent être transférés à l'État belge en tant que déchets de cat. A et seront probablement entreposés dans l'installation de stockage de cat. A. Toutefois, pour couvrir le risque qu'une partie de ces déchets ne puisse pas être mise en conformité avec les critères d'acceptation dans la cat. A, l'État belge a suivi la recommandation de l'ONDRAF, qui est de tenir dûment compte de ce risque, non initialement inclus dans les provisions nucléaires de 2022, ce qui implique un certain nombre d'étapes telles que le post-traitement des déchets, de la R&D supplémentaire, la modification des barrières techniques pour le stockage en surface afin d'adapter le stockage aux caractéristiques spécifiques des déchets problématiques, ainsi que la modification des déchets pour les adapter au stockage. Cette partie de la prime de risque va de pair avec le montant prévu pour la composante «Transfert du risque réglementaire de la cat. A vers la cat. B» de la prime de risque.
Risques liés aux installations de stockage	500			Différence entre le scénario de référence et le montant tenant compte des risques et incertitudes résiduels
Risque réglementaire - transfert cat. A -> cat. B	500	-500		Les déchets conformes aux CTC de la cat. A peuvent être transférés au StateBeGoV belge en tant que déchets de cat. A, afin d'être éliminés dans l'installation de stockage de cat. A. Toutefois, pour couvrir le risque qu'une partie de ces déchets ne soient pas conformes aux critères d'acceptation de la cat. A et doivent être éliminés dans l'installation de stockage géologique, la prime de risque de cat. A contient une composante destinée à couvrir ce risque. Cette composante va de pair avec le montant de la prime de risque pour l'«acceptabilité des déchets de cat. A».
Installation de stockage du combustible usé (scénario sec au lieu du bâtiment DE)			-367	Afin de réduire le risque lié au transfert à l'État belge du combustible usé dans des installations de fin de vie, Electrabel doit remplacer le «bâtiment DE» (c'est-à-dire l'installation de stockage du combustible usé à Tihange) et transférer les déchets sous une forme stable. La disposition correspondante pour le remplacement du bâtiment DE, y compris les dispositions relatives à son exploitation jusqu'en 2050 et à son démantèlement ultérieur, peut donc être exclue du transfert à l'État belge.
Bâtiment de stockage des déchets de cat. B		-100		Le bâtiment de stockage TSC a été exclu du plafond de déchets en raison d'incertitudes quant à ses exigences de conception. Les coûts de ce bâtiment n'étaient pas encore inclus dans les provisions nucléaires de 2022.
Dépassements de coûts combinés et scénario subsidiaire à 600 m (déchets. de cat. B et C)				L'estimation par l'ONDRAF des risques liés à un autre scénario prévoyant une profondeur de 600 m était fondée sur l'avis d'experts [x1.21] et ne reposait pas sur un modèle probabiliste. L'État belge s'est donc appuyé sur cet avis pour tenir compte à la fois de la probabilité du 70e percentile (ci-après la «P70») et des dépassements de coûts associés à cet autre scénario relatif à une profondeur de 600 m pour lequel aucun calcul de la P70 n'était disponible, afin de déterminer un scénario de coûts P70 qu'il a actualisé à 3 % (en reconnaissant que le scénario à 400 m a été approuvé par l'ONDRAF et la CPN, que les distributions des probabilités de coûts de l'autre scénario à 600 m sont inconnues et que ce scénario a été jugé «plus vraisemblable que son absence» par les deux organismes). Cela a conduit à une estimation des limites supérieure et inférieure de la prime de risque. Ce montant comprend une provision de 10 % pour la R&D.
limite inférieure		4100		
limite supérieure		4200		
Prime de risque totale				
limite inférieure		**5033**		
limite supérieure		**5133**		

Source: réponse des autorités belges à la demande de renseignements de la Commission du 1er octobre 2024.

([101]) ONDRAF, Note technique (confidentielle) de mars 2023, «*Note technique documentant une analyse des incertitudes et des risques associés au transfert de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des sept centrales nucléaires belges d'Engie à l'État belge*».

(197) La Belgique indique que l'avis rendu par l'ONDRAF dans sa note technique fournit un catalogue des risques liés au transfert des passifs nucléaires à l'État belge, qui ont été ajoutés, avec l'aide des experts de l'ONDRAF, au dossier de provision 2022 afin d'estimer la prime de risque minimale nécessaire pour couvrir tous les risques connus. La Belgique soutient par conséquent que la prime de risque prévue dans l'accord relatif à un plafond de déchets est destinée à couvrir tous les risques «plus vraisemblables que leur absence» recensés dans la note de l'ONDRAF ainsi que les risques supplémentaires décelés au cours de la négociation sur la base des interactions avec Electrabel et des avis des experts. Enfin, la Belgique rappelle que des experts de l'ONDRAF ont participé aux négociations de l'accord relatif à un plafond de déchets afin d'aider le gouvernement belge à tenir compte des recommandations qu'ils ont formulées dans leur note technique de mars 2023.

3.3.2.4 Passifs liés au déclassement et au démantèlement

(198) Comme mentionné au considérant 163 de la décision d'ouvrir la procédure, contrairement aux passifs transférés en ce qui concerne les déchets nucléaires et le combustible nucléaire usé, l'exploitant nucléaire demeure seul responsable du déclassement et du démantèlement de l'ensemble du parc nucléaire (tandis que les sociétés contributrices contribuent financièrement aux coûts de déclassement et de démantèlement). Les passifs de déclassement et de démantèlement ne sont donc pas plafonnés.

(199) Toutefois, dans le cadre de la transaction, l'État belge a assumé la responsabilité financière des «passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme» ou «dyssynergies de déclassement». Les deux principales catégories prises en considération sont les augmentations des coûts de la phase post-exploitation (coûts d'exploitation et de projet) et les augmentations des coûts de déclassement et de démantèlement causées par le projet d'exploitation à long terme (coûts opérationnels, coûts du projet et coûts d'investissement). Des exemples concrets de ces dyssynergies de déclassement sont fournis aux notes de bas de page n° 85 et 86 de la décision d'ouvrir la procédure. Le montant final des «dyssynergies de déclassement» découle de l'évaluation de l'incidence du projet d'exploitation à long terme et ne couvre pas les coûts d'exploitation liés à la gestion quotidienne ou aux activités habituelles. Le montant final des «dyssynergies de déclassement» résulte de l'évaluation de l'incidence du projet d'exploitation à long terme sur différentes sous-catégories de coûts, étant donné que le report du déclassement de deux réacteurs a une incidence sur la planification, l'organisation, le calendrier et la nécessité de certains investissements à un moment donné ([102]). Ni BE-NUC ni l'État belge n'assument d'autres passifs en matière de déclassement.

(200) Comme expliqué au considérant 168 de la décision d'ouvrir la procédure, étant donné qu'il existait un désaccord entre Electrabel et l'État belge concernant l'ampleur du montant des dyssynergies liées au déclassement, la CPN a été chargée de prendre la décision, et le montant final n'était pas encore connu au moment de l'adoption de la décision d'ouvrir la procédure. Le 24 juin 2024, la CPN a approuvé le montant de [100-500] millions d'EUR (en valeur nominale) et, le 16 octobre 2024, elle a informé la Belgique et Engie que le montant final à payer s'élevait à [100-500] millions d'EUR à la fin de 2024 ([103]). Le montant des dyssynergies de déclassement à payer par le gouvernement belge est un montant forfaitaire fixe qui ne peut être augmenté si les coûts supplémentaires sont plus élevés que prévu; toutefois, si le projet d'exploitation à long terme ne se déroule pas comme prévu, l'État belge sera remboursé.

(201) La Belgique indique que l'accord sur les déchets prévoit également un ensemble complet de mesures de sécurité visant à assurer que les «passifs nucléaires non plafonnés» sont supportés par un exploitant nucléaire économiquement viable:

a) l'augmentation des passifs de déclassement (tant pour les unités LTO que pour les autres unités) résultant du projet d'exploitation à long terme, dont la responsabilité incombe à l'État belge, consiste en un paiement forfaitaire final, ce qui garantit que tous les risques liés au déclassement et au démantèlement restent à la charge de l'exploitant nucléaire (voir considérant 200);

b) les passifs nucléaires non plafonnés restent soumis au contrôle prudentiel de la CPN, comme avant l'accord sur les déchets (c'est-à-dire révision triennale des coûts de déclassement, des investissements, etc.);

([102]) La Belgique soutient que l'incidence du projet d'exploitation à long terme sur le programme de déclassement existant peut être négative (dyssynergie) ou positive (synergie). Le montant global a été calculé comme étant négatif (dyssynergies), bien que des incidences positives aient également été prises en considération.

([103]) Si la clôture de la transaction a lieu après le 31 décembre 2024, le montant sera majoré de [0-0,500] million d'EUR par mois afin de tenir compte de l'augmentation correspondante de [0-5] % sur une base annuelle.

c) les mesures suivantes, parmi d'autres, sont prises afin de garantir la viabilité économique de l'exploitant nucléaire:

— sécurisation du périmètre des actifs restant au sein d'Electrabel (voir considérant 181),

— abaissement des seuils pour les décisions capitalistiques soumises à l'approbation de la CPN (voir considérant 175 de la décision d'ouvrir la procédure),

— conditions applicables aux prêts intragroupe,

— Garantie de société mère (voir considérants 57 et 174 de la décision d'ouvrir la procédure), et

— obligations d'information renforcées.

3.3.2.5 Incidence de l'accord sur les déchets sur les mesures financières de la composante 1

(202) La Belgique fait valoir que l'accord sur les déchets peut être évalué séparément des autres parties de la mesure.

(203) Premièrement, la Belgique indique que l'accord sur les déchets ne porte pas uniquement sur les unités LTO, mais sur l'ensemble des sept réacteurs nucléaires belges. Les provisions nucléaires sur lesquelles se fondent les montants plafonnés tiennent compte de toutes les provisions nucléaires à constituer jusqu'à la date légale initiale de fin de vie des sept réacteurs nucléaires (voir tableau 1).

(204) Deuxièmement, comme mentionné au considérant 170 de la décision d'ouvrir la procédure, les coûts liés aux déchets d'exploitation et au combustible usé produits par les unités LTO pendant la période d'exploitation à long terme, soit les coûts liés à la mise en conformité des déchets d'exploitation avec les critères de transfert contractuels et une redevance d'ajustement du volume pour ces volumes supplémentaires, seront pris en charge par les copropriétaires de ces unités (BE-NUC et Luminus). Electrabel et les sociétés contributrices constitueront des provisions pour les déchets radioactifs d'exploitation conformément aux règles comptables applicables. Ces coûts supplémentaires sont pris en considération dans le modèle financier de signature sur lequel reposent les mesures de soutien financier de la composante 1 du projet d'exploitation à long terme et sont donc pris en considération dans le calibrage des sous-mesures de la composante 1.

(205) Troisièmement, l'exploitant nucléaire demeure responsable du déclassement et du démantèlement de chacun des sept réacteurs nucléaires en Belgique. Ces coûts ne sont pris en considération ni dans l'accord sur les déchets, ni dans le modèle financier de signature. Il existe une exception liée à l'augmentation des passifs de déclassement (pour les unités LTO ainsi que pour les autres unités) résultant du projet d'exploitation à long terme, pour laquelle un montant forfaitaire fixe a été établi et approuvé par la CPN et sera versé en une seule fois par les autorités belges. Le montant de ces dyssynergies a été pris en considération dans le modèle financier de signature.

3.3.3. *Composante 3: Protections juridiques*

(206) Comme indiqué à la section 3.5 de la décision d'ouvrir la procédure, l'accord entre l'État belge et Engie comprend également des dispositions relatives aux protections juridiques et définit le partage des risques dans l'hypothèse de certaines futures modifications législatives. Le chapitre 4 de la loi Phœnix fournit la base juridique permettant de protéger Engie contre certaines modifications de cette nature. Toutefois, les relations entre les parties en ce qui concerne les indemnisations à effectuer si de telles modifications sont apportées seront exclusivement régies par les dispositions de l'accord de mise en œuvre.

(207) Ces dispositions conclues avec Engie et Electrabel prévoient que, si le gouvernement fédéral belge ou le Parlement fédéral belge adopte de nouvelles réglementations concernant spécifiquement les exploitants nucléaires en Belgique ou les activités nucléaires d'Electrabel qui ont une incidence négative sur les conditions matérielles de la transaction, l'État belge indemnisera Engie (ou l'une des sociétés du groupe Engie concernées) pour les pertes directes qu'elle subit effectivement en conséquence de ces réglementations. Cela inclut également les paiements qu'Engie doit verser à Luminus dans le cadre de cette indemnisation. Conformément au droit belge, le demandeur doit prouver le bien-fondé de sa demande et le montant de l'indemnisation sera déterminé par un tribunal ou au moyen d'une procédure d'arbitrage. Les tribunaux belges sont compétents, mais il existe une possibilité d'arbitrage réciproque pour l'arbitrage de la CNUDCI.

(208) Cette disposition ne s'applique pas si la modification législative résulte de la transposition du droit européen ou international, à moins que le gouvernement fédéral belge ou le Parlement fédéral belge n'ait induit ou activement encouragé l'existence et le contenu d'une telle législation à un autre échelon (international, supranational, régional européen, municipal, etc.) ou n'ait induit ou activement encouragé une décision judiciaire.

(209) Comme indiqué au considérant 180 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique fait valoir que la pratique décisionnelle de la Commission suggère que les protections contre les changements législatifs peuvent constituer des aides d'État. À cet égard, la Belgique renvoie à la décision de la Commission relative à la prolongation de la durée de vie de trois autres réacteurs nucléaires en Belgique, dans laquelle la Commission avait examiné les clauses d'indemnisation figurant dans les accords conclus entre l'État belge et les propriétaires de centrales nucléaires. En conséquence, la Belgique conclut que l'accord sur les protections juridiques conclu entre l'État belge et Engie pourrait impliquer l'octroi d'un avantage économique sélectif à Engie.

3.3.4. *Autres options de financement*

(210) La Belgique fait valoir que la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires nécessite un dispositif de soutien spécifique, en raison de la situation économique particulière et du profil de risque spécifique de l'énergie nucléaire.

(211) Comme indiqué au considérant 22 de la décision d'ouvrir la procédure, Electrabel n'avait prévu aucune disposition pour l'exploitation à long terme, car, jusqu'en mars 2022, il était prévu que tous les actifs nucléaires belges ferment au plus tard en 2025, conformément à la loi sur la sortie du nucléaire. À la suite de la décision de prolonger la durée de vie de Doel 4 et de Tihange 3, il est devenu urgent de rénover les unités LTO. Compte tenu du calendrier serré et de l'augmentation des coûts du combustible et des autres pièces nécessaires ces dernières années, les incertitudes quant aux coûts d'investissement du projet d'exploitation à long terme sont considérables.

(212) Les autorités belges ont examiné d'autres mécanismes de soutien, tels que la participation de la technologie nucléaire au mécanisme de capacité belge, une prime de rachat fixe, un CEC unidirectionnel ou un modèle fondé sur une BAR.

(213) Selon les autorités belges, compte tenu des défaillances du marché mentionnées à la section 3.1, ces autres solutions ont été jugées moins appropriées pour soutenir le projet d'exploitation à long terme, pour les raisons suivantes:

a) le déficit de financement potentiel et le profil de risque spécifique des unités LTO ne peuvent être traités de manière adéquate par une participation au mécanisme de capacité, car: i) le mécanisme de capacité consiste en un processus concurrentiel avec des enchères annuelles, dont le résultat est, par définition, incertain pour les participants, ce qui est incompatible avec le choix de la Belgique d'intégrer l'énergie nucléaire dans son bouquet énergétique; ii) la rémunération par le biais des enchères du mécanisme de capacité est incompatible avec le calendrier de la prolongation de la durée de vie, qui prévoit que les investissements doivent commencer au plus tôt possible afin que les unités LTO soient à nouveau disponibles d'ici novembre 2025; et iii) le mécanisme de capacité résout seulement le déficit de financement du projet d'investissement, sans traiter les risques spécifiques auxquels l'exploitant nucléaire est exposé;

b) une prime de rachat fixe garantirait le même montant pour chaque unité d'électricité (quel que soit le niveau du prix de gros), ce qui pourrait entraîner une surcompensation ou une sous-compensation et imposer un risque de marché résiduel excessif à l'opérateur;

c) un CEC unidirectionnel n'obligerait pas les producteurs à rembourser les revenus du marché au-delà du prix d'exercice, ce qui pourrait entraîner une surcompensation;

d) un modèle fondé sur une BAR pour les unités nucléaires est mieux adapté aux nouveaux investissements dans les capacités nucléaires afin de réduire les risques liés à la période de construction et aux dépenses d'investissement importantes.

(214) La Belgique fait valoir que le CEC bidirectionnel, combiné aux autres sous-mesures du dispositif de soutien, fournit le soutien nécessaire à un coût moindre pour les consommateurs en comparaison avec d'autres mécanismes de soutien à la rémunération.

3.4. **Bénéficiaires**

(215) Comme indiqué au considérant 181 de la décision d'ouvrir la procédure, les bénéficiaires finaux de la mesure notifiée sont i) Engie, en tant que société mère d'Electrabel, qui est l'unique exploitant et le copropriétaire des unités LTO (89,807 %), et en tant que partie directe à l'accord de mise en œuvre conclu avec le gouvernement belge; et ii) EDF S.A. (ci-après «EDF»), en tant que société mère ultime de Luminus, qui est copropriétaire des unités LTO (10,193 %) et fait partie des sociétés contributrices, et en tant que société mère d'EDF Belgium, qui fait partie des sociétés contributrices. La Commission n'a trouvé aucun motif de modifier son appréciation des principaux bénéficiaires pendant la procédure d'enquête formelle.

(216) Toutefois, la Commission partage le point de vue de la Belgique concernant l'identification des bénéficiaires de la composante 1 de la mesure. En particulier, la Belgique a fait valoir dans ses observations sur la décision d'ouvrir la procédure que BE-NUC (l'entreprise commune entre l'État belge et Electrabel) et Luminus, et non Electrabel et Luminus, étaient les bénéficiaires directs du CEC, des prêts liés au coût de la période d'arrêt, du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et de la facilité de financement du fonds de roulement. Electrabel, en tant qu'actionnaire de BE-NUC et copropriétaire actuel des unités LTO, peut toutefois également être considérée comme un bénéficiaire important de ces sous-mesures de la composante 1. En ce qui concerne les autres sous-mesures relevant de la composante 1, qui soutiennent l'exploitation et la maintenance des unités LTO, Electrabel, en tant qu'exploitant nucléaire et actionnaire de BE-NUC avec l'État belge, est un bénéficiaire direct tandis que Luminus, en tant que copropriétaire des unités LTO, est un bénéficiaire indirect. En vertu des points 115 et 116 de la communication de la Commission relative à la notion d'«aide d'État», un avantage peut également être procuré à d'autres entreprises que celles auxquelles des ressources d'État sont directement transférées (avantage indirect). Luminus bénéficie de la combinaison des sous-mesures relevant de la composante 1 grâce à la réduction des risques d'exploitation et d'insolvabilité qu'elles apportent au projet d'exploitation à long terme, sans être elle-même directement impliquée dans ces sous-mesures. On peut donc considérer que Luminus tire un avantage indirect de ces sous-mesures. Cet avantage indirect ne s'applique pas à l'ASGE, puisque Luminus est propriétaire de sa part de l'électricité produite par les unités LTO et gérera la vente de l'électricité de manière indépendante, pas plus qu'à l'accord de services administratifs devant être conclu entre Electrabel et BE-NUC.

(217) En ce qui concerne la composante 2 de la mesure notifiée, le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé et l'accord sur les passifs de déclassement profitent à l'exploitant nucléaire, Electrabel, ainsi qu'à Luminus et EDF Belgium en leur qualité de sociétés contributrices, qui sont, avec l'exploitant nucléaire, financièrement responsables des passifs liés aux déchets nucléaires et au déclassement.

(218) En ce qui concerne la composante 3 de la mesure notifiée, les protections juridiques prévoient que les mesures unilatérales adoptées par l'État belge qui affectent ou s'appliquent spécifiquement aux exploitants des unités nucléaires en Belgique et qui modifient de manière défavorable les conditions matérielles de la transaction donneraient lieu à un droit à indemnisation. Par conséquent, les bénéficiaires directs sont Engie, en tant que société mère d'Electrabel, l'exploitant (et copropriétaire) des réacteurs nucléaires en Belgique, et BE-NUC. Comme pour certaines des sous-mesures relevant de la composante 1, bien que Luminus ne soit pas directement concernée par les mesures de protection juridique de la composante 3, un avantage indirect lui est conféré, puisqu'elle sera également indemnisée en cas de changements juridiques affectant le projet d'exploitation à long terme (voir section 3.3.3). Par conséquent, Luminus est un bénéficiaire indirect de la composante 3 de la mesure.

3.5. **Base juridique et transparence**

(219) Comme expliqué à la section 3.7 de la décision d'ouvrir la procédure, le projet d'exploitation à long terme nécessite un certain nombre de modifications législatives, qui sont résumées dans la présente section.

3.5.1. *Modification de la loi sur la sortie du nucléaire*

(220) La loi sur la sortie du nucléaire organise, depuis 2003, l'abandon progressif de la production d'électricité d'origine nucléaire en Belgique et a déjà été modifiée à trois reprises afin de permettre la prolongation de la durée de vie des centrales de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2.

(221) La prolongation de 10 ans de la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3 nécessite une nouvelle modification de la loi sur la sortie du nucléaire. Les modifications ont été mises en œuvre par la «loi modifiant la loi sur la sortie du nucléaire», approuvée par le Parlement en séance plénière le 18 avril 2024, signée par le Roi le 26 avril 2024 et publiée au Moniteur belge le 5 juin 2024.

(222) Conformément à la directive 2011/92/UE du Parlement européen et du Conseil ([104]), à la directive 92/43/CEE du Conseil ([105]) et à la directive 2009/147/CE du Parlement européen et du Conseil ([106]), la Belgique indique qu'une évaluation des incidences sur l'environnement assortie de consultations transfrontières ([107]) est requise et a été réalisée.

3.5.2. *«Loi Phœnix»*

(223) Les différents éléments du projet d'exploitation à long terme sont mis en œuvre au moyen d'une «loi portant la garantie de la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'énergie et la réforme du secteur de l'énergie nucléaire», également appelée «loi Phœnix». La description détaillée des différents chapitres de la loi Phœnix figure au considérant 191 de la décision d'ouvrir la procédure. La loi Phœnix a été approuvée par le Parlement en séance plénière le 18 avril 2024 et signée par le Roi le 26 avril 2024. Elle a été publiée au Moniteur belge du 5 juin 2024.

3.5.3. *Lois sur la structure du gouvernement belge*

(224) Comme indiqué au considérant 193 de la décision d'ouvrir la procédure, l'État belge a créé deux nouvelles entités publiques qui assumeront certaines responsabilités dans le cadre du projet d'exploitation à long terme:

a) «BE-WATT»: un service autonome jouissant d'une indépendance comptable, constitué en vertu de la «loi BE-WATT», qui deviendra l'actionnaire du gouvernement belge dans BE-NUC et la contrepartie de l'accord de rémunération; et

b) «Hedera»: une nouvelle institution publique sui generis dotée de la personnalité juridique, constituée en vertu de la «loi Hedera», qui assumera la responsabilité financière des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé transférés et gérera les montants plafonnés.

(225) La loi BE-WATT et la loi Hedera ont été approuvées par le Parlement en séance plénière le 18 avril 2024 et signées par le Roi le 26 avril 2024. Elles ont été publiées au Moniteur belge du 5 juin 2024.

3.5.4. *Arrêtés royaux*

(226) Tout d'abord, l'arrêté royal d'agrément réglemente l'agrément des installations qui servent au conditionnement des déchets nucléaires. Cet arrêté royal a été modifié afin de permettre l'agrément des installations de conditionnement qui conditionnent les déchets nucléaires conformément aux critères de transfert contractuels. Une catégorie distincte sera introduite pour les agréments des installations de conditionnement qui conditionnent conformément aux critères de transfert contractuels. L'arrêté royal a été adopté le 11 juillet 2024 et publié au Moniteur belge le 15 juillet 2024.

(227) Deuxièmement, l'arrêté royal relatif aux critères de transfert contractuels détermine les critères de transfert contractuels et la catégorisation des lots de déchets, ainsi que la manière dont ils consomment le crédit de volume. Cet arrêté royal a été adopté le 11 juillet 2024 et publié au Moniteur belge le 15 juillet 2024.

3.6. **Budget et finances**

(228) La Belgique financera la totalité des besoins de financement du projet d'exploitation à long terme sur le budget général de l'État, y compris les éventuels remboursements provenant du CEC bidirectionnel.

([104]) Directive 2011/92/UE du Parlement européen et du Conseil du 13 décembre 2011 concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement (JO L 26 du 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Directive 92/43/CEE du Conseil du 21 mai 1992 concernant la conservation des habitats naturels ainsi que de la faune et de la flore sauvages (JO L 206 du 22.7.1992, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Directive 2009/147/CE du Parlement européen et du Conseil du 30 novembre 2009 concernant la conservation des oiseaux sauvages (JO L 20 du 26.1.2010, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) De plus amples informations sur ces notifications transfrontières adressées à d'autres États membres de l'Union conformément à l'article 7 de la directive relative à l'EIE (y compris toutes les réactions reçues) sont disponibles sur la page dédiée du SPF Économie.

(229) Comme indiqué au considérant 200 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique estime que les coûts d'investissement du projet d'exploitation à long terme s'élèvent à [2-2,5] milliards d'EUR et que les coûts d'exploitation totaux sur l'ensemble de la durée de vie du projet s'élèvent à [7 000-8 000] millions d'EUR.

(230) L'incidence nette sur le budget de l'État belge est double: elle est due, d'une part, à l'apport en fonds propres de 24,7 millions d'EUR en faveur de l'entreprise commune et, d'autre part, au coût net des mesures à la charge de la contrepartie à l'accord de rémunération. La Belgique fait valoir que les dépenses budgétaires prévues dépendent non seulement des projections de coûts, mais aussi des projections des prix/recettes du marché de l'énergie, car le projet d'exploitation à long terme sera financé par une combinaison de recettes du marché, de paiements compensatoires au titre du CEC, de paiements minimaux des charges d'exploitation et des charges de capital et de prêts liés au coût de la période d'arrêt.

(231) Selon les projections du scénario de référence du modèle financier de signature, la contrepartie à l'accord de rémunération recevra un montant nominal net total de [0-500] millions d'EUR sur la durée de vie du projet.

(232) Toutefois, si les prix de l'électricité évoluaient selon une projection à la baisse, le coût de la mesure pour le gouvernement belge augmenterait de [4 000-4 500] millions d'EUR en raison de l'augmentation des paiements au titre du CEC. En cas d'événement imprévu rendant les deux centrales nucléaires indisponibles, la contrepartie à l'accord de rémunération serait également amenée à fournir un soutien supplémentaire de [500-1 000] millions d'EUR par année d'indisponibilité. Dans un scénario défavorable caractérisé par des prix de l'électricité bas et une indisponibilité de 12 mois, la contrepartie à l'accord de rémunération devrait fournir un montant (nominal) net total de [4 000-4 500] millions d'EUR sur la durée de vie du projet, c'est-à-dire que le budget de la mesure serait proche de [40-50] % du total des coûts d'investissement et d'exploitation.

3.7. **Cumul**

(233) La Belgique confirme que la mesure ne peut être cumulée avec d'autres aides reçues afin de couvrir les mêmes coûts que ceux supportés dans le cadre du projet d'exploitation à long terme. Elle indique qu'aucun autre financement que le budget de l'État n'est prévu pour le financement du projet d'exploitation à long terme et confirme qu'aucun financement de l'Union ne sera mobilisé.

3.8. **Raisons ayant conduit à l'ouverture de la procédure formelle d'examen**

(234) La Commission a adopté la décision d'ouvrir la procédure le 22 juillet 2024. Elle a estimé, à titre préliminaire, que la mesure constituait une aide d'État et a émis des doutes quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE. Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a émis des doutes quant à la nécessité, le caractère approprié et la proportionnalité de l'aide, au respect du droit de l'Union et à d'éventuelles distorsions indues de la concurrence et des échanges.

(235) Premièrement, en ce qui concerne la nécessité de l'aide, la Commission a émis des doutes quant aux mesures de soutien financier relevant de la composante 1. Bien que la Commission reconnaisse qu'il pourrait être nécessaire que l'exploitant nucléaire et les propriétaires des réacteurs nucléaires disposent d'une source de revenus stable compte tenu des incertitudes liées au futur prix du marché de l'électricité, elle s'est demandé si les mesures de soutien financier supplémentaires prises en plus du CEC bidirectionnel étaient toutes nécessaires. En particulier, elle a émis des doutes quant à la création d'une entreprise commune dont le gouvernement belge serait actionnaire, au paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et aux prêts liés au coût de la période d'arrêt.

(236) Deuxièmement, en ce qui concerne le caractère approprié de l'aide, la Commission a de nouveau émis des doutes quant aux mesures de soutien financier relevant de la composante 1. La Commission souhaitait examiner davantage la conception du CEC bidirectionnel proposée par la Belgique, étant donné qu'elle semblait dépourvue d'incitations suffisantes à réagir aux conditions du marché et à programmer la maintenance de la manière la plus efficace possible (y compris l'utilisation du prix du marché journalier comme prix de référence sur le marché dans la conception du CEC). La Commission s'est également demandé si la combinaison de mesures de rémunération ne soulagerait pas les bénéficiaires d'une part trop importante des risques opérationnels et de marché.

(237) Troisièmement, en ce qui concerne la proportionnalité de l'aide, la Commission a émis des doutes quant à la proportionnalité de plusieurs des mesures de rémunération financière (dont les prêts liés aux coûts de fermeture et le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital). Elle a considéré que ces mesures étaient combinées à un contrat sur différence et qu'elles devraient atteindre, d'après leur conception, le taux de rendement cible de 7 %, qui ne peut être évalué qu'au regard des mesures elles-mêmes et de la réduction des risques qu'elles apportent. Par conséquent, la Commission a estimé qu'elle ne pouvait pas évaluer *in abstracto* — au moment de la décision d'ouvrir la procédure — la proportionnalité de ce taux de rendement cible, et elle a conclu que l'évaluation de la proportionnalité ne pouvait que suivre l'appréciation du caractère approprié des mesures. En outre, la Commission avait des doutes quant à l'établissement du montant du paiement forfaitaire de 15 milliards d'EUR pour le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé (en particulier sur le coefficient d'actualisation utilisé et le montant de la prime de risque) et quant au montant des passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme (qui n'était pas encore connu au moment de la décision d'ouvrir la procédure).

(238) Enfin, la Commission s'est demandé si une conception inappropriée du CEC et le cumul de toutes les mesures de soutien financier ne risquaient pas d'entraîner des distorsions indues du marché. La Commission avait également besoin d'assurances supplémentaires concernant l'identité et l'indépendance de l'entité chargée de la vente de la production des unités LTO en application de l'ASGE.

4. **LA POSITION DE LA BELGIQUE**

(239) La Belgique a envoyé sa réponse à la décision d'ouvrir la procédure le 22 août 2024. Dans cette réponse, elle a fourni des analyses indépendantes supplémentaires préparées par Compass Lexecon sur la conception du CEC, sur les prêts liés au coût de la période d'arrêt et sur le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital (le 22 août), ainsi que sur le plafond de déchets (le 30 août 2024), en réponse aux doutes exprimés par la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure quant à la nécessité, au caractère approprié et à la proportionnalité de l'ensemble de mesures de soutien financier (composante 1 de la mesure d'aide), quant à la proportionnalité de l'accord sur les déchets (composante 2 de la mesure d'aide), quant à la conformité de la conception du CEC avec le droit de l'Union et quant aux éventuelles distorsions indues de la concurrence et des échanges.

(240) Dans sa réponse à la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique examine la mesure initiale (projet d'exploitation à long terme) telle que décrite dans la décision d'ouvrir la procédure. La mesure actuelle comprend des modifications (introduites pour répondre aux doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouvrir la procédure) par rapport à la mesure initiale et est exposée en détail à la section 3 de la présente décision.

(241) Les arguments avancés par la Belgique sont décrits plus en détail ci-après.

4.1. **Position de la Belgique sur l'ensemble de mesures financières (composante 1)**

4.1.1. *Caractère approprié de la conception du CEC*

(242) La Belgique a convenu avec la Commission que la promotion d'incitations conformes au marché et la réduction au minimum des distorsions indues potentielles étaient fondamentales pour la conception des mécanismes de soutien.

(243) Selon la Belgique, qui s'appuie sur une analyse économique indépendante supplémentaire réalisée par Compass Lexecon ([108]), les contraintes techniques, réglementaires et économiques des unités LTO (voir également la section 2.1) déterminent la faisabilité et le caractère approprié de la conception du CEC. La Belgique a notamment fait valoir que le fait d'offrir des incitations économiques à l'exploitant nucléaire afin qu'il réagisse aux circonstances du marché dans des situations où sa capacité de réaction est limitée peut entraîner une répartition sous-optimale des risques et accroître l'incertitude quant aux revenus futurs sans aucune possibilité d'atténuation. Par conséquent, des risques plus élevés pour le bénéficiaire, qui ne peuvent être compensés par des prélèvements opérationnels, peuvent se traduire par une détérioration du profil de risque et de rémunération de l'investissement et par un déséquilibre économique du régime (nécessitant, par exemple, un TRI cible plus élevé). L'incidence attendue sur les coûts de soutien doit donc être mise en balance avec les coûts pour la contrepartie à l'accord de rémunération qui supporte directement ce risque.

([108]) Compass Lexecon, Memo CfD Design, 22 août 2024.

(244) La Belgique fait également valoir que l'exploitation commerciale des unités LTO et les décisions d'enchères correspondantes constituent la référence économique à prendre en considération pour une conception de CEC garantissant un comportement conforme au marché.

(245) En l'espèce, la Belgique rappelle que diverses contraintes techniques et opérationnelles limitent fortement la marge de manœuvre disponible pour modifier le calendrier de maintenance et effectuer des modulations, et, partant, le potentiel de création de valeur associé à des incitations économiques accrues:

a) les unités LTO sont soumises à des contraintes opérationnelles visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement pendant les périodes hivernales, ainsi qu'à des exigences techniques et juridiques en matière de (re)programmation des indisponibilités;

b) la conception technique des unités LTO est optimisée de manière à pouvoir les exploiter comme des centrales de base, ce qui a des implications importantes en matière de réglementation de la sécurité et limite les capacités de modulation (par exemple, 30 modulations maximum par cycle de combustible, avec un risque potentiel d'arrêt automatique);

c) les contraintes d'exploitation et de modulation ainsi que les risques associés se traduisent par des coûts d'opportunité pour l'exploitant nucléaire (par exemple, risque de perte de revenus en cas d'arrêt automatique ou opportunités de modulation manquées en raison de l'atteinte du plafond de modulation avant la fin du cycle).

(246) La Belgique a fait valoir que, compte tenu des contraintes d'exploitation et de sécurité des unités LTO, certaines des autres caractéristiques alternatives des contrats pour différence (CEC) décrites ci-dessous ne permettraient pas de répartir les risques et d'encourager un comportement conforme au marché de manière plus efficace que la conception proposée. En particulier, la Belgique a indiqué que, dans certains cas, l'utilisation de prix de référence à long terme et de quantités de référence pouvait favoriser la prise de décisions efficaces en matière d'appel/d'exploitation, car elle découple les paiements au titre du CEC du prix capturé du marché. Toutefois, cela pourrait ne pas être approprié en l'espèce, compte tenu des contraintes opérationnelles des unités LTO et du modèle de disponibilité unique pendant la période des travaux liés à l'exploitation à long terme, comme expliqué ci-dessous:

a) premièrement, l'utilisation du prix des produits à long terme comme prix de référence du marché alternatif (par exemple, les contrats à terme ou les moyennes annuelles sur le marché journalier) en lieu et place du prix du marché journalier ne tient pas compte du fait qu'il n'y a qu'un seul modèle de disponibilité pendant la période des travaux liés à l'exploitation à long terme, ce qui peut impliquer un risque important d'inadéquation entre le prix de référence et les prix capturés qui ne serait pas efficacement couvert ou géré par BE-NUC au moyen de prélèvements opérationnels (voir considérant 98). Toutefois, différents contextes et diverses contraintes opérationnelles peuvent justifier d'adopter un autre prix de référence du marché;

b) deuxièmement, calculer le montant de la rémunération sur la base d'une quantité de référence plutôt que sur la base de la production réelle peut introduire des risques de marché supplémentaires qui ne seraient pas couverts ou gérés efficacement par BE-NUC. Ici encore, l'utilisation de quantités de référence peut être appropriée dans différents contextes et en fonction de différentes contraintes technologiques et opérationnelles;

c) en parallèle, comme expliqué précédemment aux considérants 11 et 12, en raison des contraintes opérationnelles et de modulation strictes qui s'appliquent aux unités LTO, le potentiel de création de valeur supplémentaire associé à des incitations commerciales accrues résultant d'autres caractéristiques de conception du CEC serait limité par rapport à la conception du CEC choisie (voir ci-dessous).

(247) Selon la Belgique, la conception choisie pour le CEC, combinée à ses dispositions spécifiques (l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché et le dispositif de modulation), visait à trouver un équilibre entre l'exposition au risque de marché et les incitations à l'exploitation afin de soutenir à la fois l'investissement et l'efficacité du marché à court terme. Elle encourage à répondre rapidement aux signaux du marché sans entraîner de complexité inutile et est compatible avec les contraintes techniques et réglementaires des unités LTO. La Belgique a renvoyé, à cet égard:

a) à l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché, qui incite de manière appropriée à produire lorsque les prix du marché sont élevés, compte tenu de la marge de manœuvre (limitée) disponible pour ajuster les calendriers de maintenance; et

b) au dispositif de modulation qui a été conçu de manière à s'adapter concrètement aux contraintes techniques et réglementaires des unités LTO et aux opérations fondées sur le marché. Le seuil de modulation fixe visait à trouver un équilibre entre les avantages potentiels de la modulation et les coûts d'opportunité associés, sur la base d'un mécanisme simple.

(248) Pour les raisons exposées ci-dessus, la Belgique a conclu que les préoccupations de la Commission concernant la pertinence de la conception du CEC dans la décision d'ouvrir la procédure étaient infondées.

(249) Toutefois, au cours de l'enquête formelle, la Belgique a décidé de modifier la conception du CEC et le mécanisme d'ajustement au titre des risques liés au prix du marché afin de renforcer les incitations conformes au marché et de tenir compte des évolutions du marché.

a) Tout d'abord, la Belgique a décidé de modifier la conception du CEC en conférant le pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations économiques au partenaire de l'ASGE (en supprimant ainsi le dispositif de modulation prévu dans la conception initiale) et en remplaçant la rémunération fixe du partenaire de l'ASGE par une combinaison de rémunération fixe et variable, ce qui incite à moduler de manière dynamique en tenant compte des évolutions du marché, tout en tenant compte des contraintes techniques (et des risques potentiels d'arrêt automatique) des unités LTO. Pour une description détaillée de la formule de rémunération modifiée, voir la section 3.3.1.5.2.

b) Deuxièmement, la Belgique a renforcé le mécanisme d'ajustement au titre des risques liés au prix du marché afin que le TRI attendu et réalisé suive de plus près l'évolution des conditions du marché. Pour une description détaillée de cette modification, voir la section 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Structure de l'entreprise commune*

(250) Electrabel et l'État belge envisagent la création d'une entreprise commune à parts égales, qui détiendra les actifs nécessaires à la poursuite de l'exploitation des unités LTO.

(251) La Belgique a indiqué que cette approche permettait à l'État belge de contrôler conjointement la société chargée du projet, étant donné que les deux actionnaires entrent dans l'entreprise commune à des conditions égales et, en tant qu'actionnaires, en assumant le même niveau de risque (correspondant au risque et au financement habituels d'un actionnaire) et de récompense (notamment des dividendes). Elle permet également à l'État belge de conserver un certain degré de propriété sur les infrastructures critiques.

4.1.3. *Paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et prêts liés au coût de la période d'arrêt*

(252) La Belgique a expliqué que si les recettes de BE-NUC ne suffisent pas à couvrir les coûts nécessaires au fonctionnement des unités LTO (à savoir les coûts afférents à l'accord d'exploitation et de maintenance et les autres dépenses d'investissement liées aux coûts d'exploitation, de combustible et de maintenance), l'État belge, en tant que contrepartie à l'accord de rémunération, est tenu de verser un complément de paiement à BE-NUC (et à Luminus). BE-NUC doit soumettre, à cet égard, un rapport de rapprochement annuel. Ce paiement minimal des charges d'exploitation vise à garantir des liquidités suffisantes pour couvrir ces coûts, afin de préserver la viabilité et la solvabilité à long terme de BE-NUC. En outre, la contrepartie à l'accord de rémunération versera un paiement de charges de capital, qui consiste en une protection à hauteur de 50 % du capital investi par rapport aux coûts d'investissement amortis liés à la prolongation de la durée de vie des unités LTO. Le paiement minimal des charges d'exploitation et le paiement de charges de capital sont désignés par «paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital» et s'appliquent à compter de la date de redémarrage en vue de l'exploitation à long terme.

(253) La Belgique a expliqué qu'elle mettrait également à la disposition de BE-NUC et de Luminus des facilités de tirage à compter du 1er juillet 2025 afin de financer les coûts d'exploitation et de maintenance encourus pendant certaines périodes d'arrêt, conformément à la clause 3.2(A) («Octroi de prêts liés au coût de la période d'arrêt») de l'accord de rémunération. Plus précisément, l'État belge accordera des prêts liés au coût de la période d'arrêt à un taux d'intérêt plafonné et remboursables selon un calendrier précis, plutôt que de fournir des fonds propres supplémentaires à BE-NUC et Luminus, afin de financer en deux tranches:

a) les coûts exposés pendant l'arrêt des centrales nucléaires (le 1er juillet 2025 pour Doel 4 et le 1er septembre 2025 pour Tihange 3) et jusqu'à la date de redémarrage en vue de l'exploitation à long terme; et

b) les coûts qu'il est prévu de supporter pendant les travaux liés à l'exploitation à long terme entre la date de redémarrage en vue de l'exploitation à long terme et le 31 décembre 2028 (pour éviter toute ambiguïté, toute perte supplémentaire causée par des indisponibilités imprévues sera couverte par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital).

(254) La Belgique a expliqué que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital couvrait les risques à fort impact entraînant des pertes pendant la phase d'exploitation. Avec les prêts liés au coût de la période d'arrêt accordés pendant la phase de pré-redémarrage, ces mesures sont essentielles pour garantir que le projet génère des flux de liquidités suffisants pour rémunérer l'exploitant nucléaire et maintenir la viabilité opérationnelle à long terme. Selon la Belgique, sans ces mesures, la centrale nucléaire pourrait faire faillite en cas d'indisponibilités prolongées ou de changements réglementaires (politiques) entraînant une indisponibilité.

(255) Afin d'étayer davantage ces affirmations, la Belgique a présenté les observations suivantes, qu'appuie une analyse indépendante réalisée par Compass Lexecon ([109]):

a) les investissements commerciaux dans les actifs nucléaires sont exposés à des risques incontrôlables et à fort impact liés à la réglementation/politique et à la technologie, qui peuvent affecter la disponibilité des centrales électriques. Les projets nucléaires ont une structure de coûts principalement fixe, ce qui rend leurs performances financières particulièrement sensibles aux périodes d'indisponibilité. Contrairement au modèle fondé sur une BAR, un dispositif de CEC ne suffit à lui seul pour faire face à ces risques d'indisponibilité à fort impact. Il est donc nécessaire de mettre en place un mécanisme supplémentaire de gestion des risques;

b) le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est nécessaire pour se prémunir en partie contre les scénarios impliquant des pertes substantielles susceptibles de compromettre la viabilité économique et financière (et la solvabilité) des unités LTO. Les prêts liés au coût de la période d'arrêt sont nécessaires pour financer les coûts d'exploitation fixes requis pour entretenir les unités LTO avant leur redémarrage et pendant les travaux prévus dans le cadre de la prolongation de l'exploitation à long terme;

c) compte tenu des performances historiques des centrales nucléaires belges et étrangères, il n'est pas improbable de voir survenir un événement majeur entraînant une indisponibilité affectant les deux unités nucléaires pendant une partie substantielle de l'année. À l'avenir, ces risques systémiques devraient s'intensifier au fur et à mesure de la diminution du parc nucléaire belge à partir de 2025. En outre, il pourrait y avoir des événements plus fréquents et moins graves qui entraîneraient tout de même des pertes pour le projet d'exploitation à long terme, ce qui justifie davantage la nécessité du mécanisme de paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital.

(256) La Belgique a donc conclu que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et les prêts liés au coût de la période d'arrêt étaient appropriés et proportionnés:

a) le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital ne protège pas le projet d'exploitation à long terme contre tous les risques opérationnels, ce qui le rend approprié dans la mesure où il sert uniquement à pouvoir faire face à des événements majeurs entraînant une indisponibilité et à empêcher la faillite de BE-NUC. Les autres risques opérationnels restent à la charge des actionnaires, ce qui conduit à de nombreux scénarios dans lesquels la rentabilité est réduite et le TRI du projet de 7 % n'est pas atteint, même avec la mesure d'aide en place;

b) le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est proportionné, car il se limite aux compléments de paiement nécessaires pour éviter les pertes (volet relatif au paiement minimal des charges d'exploitation) et, en cas de pertes d'investissement (c'est-à-dire un TRI négatif du projet), il ne couvre que 50 % des apports en fonds propres (volet relatif au paiement des charges de capital). En d'autres termes, même avec le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, les actionnaires peuvent perdre jusqu'à 50 % de leur investissement;

c) le prêt lié au coût de la période d'arrêt fournit des liquidités sous la forme d'un financement limité au manque à gagner, de sorte que l'aide est appropriée;

d) le prêt lié au coût de la période d'arrêt est proportionné, car il est minimisé de manière à réduire les pertes et il est payant, puisqu'il est remboursable avec intérêts.

(257) À l'issue de la procédure d'enquête formelle, la Belgique a décidé d'introduire un plafond pour les versements potentiels du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, fixé à 2 milliards d'EUR au maximum en cas d'exercice de son ou ses droits de résiliation en vertu de l'accord-cadre, sauf si une analyse de l'État belge démontre qu'une telle résiliation pourrait nuire à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique et/ou qu'une résiliation ne serait pas appropriée d'un point de vue financier. Pour plus de détails, voir la section 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Prêts d'actionnaires et facilité de financement du fonds de roulement*

(258) Selon la Belgique, l'État belge et Electrabel, en tant qu'actionnaires, acceptent de financer leur quote-part des besoins de financement de BE-NUC ou des déficits de financement imprévus (dans la mesure où ceux-ci concernent des coûts et des dépenses qui ne sont pas financés par d'autres mécanismes, tels que les recettes de BE-NUC, les paiements compensatoires à BE-NUC en vertu de l'accord de rémunération, le prêt lié au coût de la période d'arrêt, etc., afin de s'assurer que les coûts ne sont pas couverts deux fois).

([109]) Compass Lexecon, Memo — Supplemental note on SDC Loan and MOCP, 22 août 2024.

(259) La Belgique a expliqué qu'Electrabel et l'État belge avaient conclu des accords individuels et identiques concernant les prêts d'actionnaires avec BE-NUC. Les taux d'intérêt n'ont pas été fixés, mais les accords de prêt d'actionnaire prévoient que le taux d'intérêt de chaque prêt d'actionnaire sera un taux de pleine concurrence déterminé par le conseil d'administration de BE-NUC conformément au pacte d'actionnaires, sur la base des taux du marché en vigueur et de tout financement par emprunt comparable auprès de tiers qui pourrait être disponible au moment pertinent. Les conditions de remboursement des montants et les taux d'intérêt sont identiques.

(260) La Belgique a expliqué que la facilité de financement du fonds de roulement servait à financer les besoins en fonds de roulement découlant de l'exploitation des unités LTO. BE-NUC sera autorisée à utiliser la facilité de financement du fonds de roulement si la différence entre ses entrées et ses sorties de liquidités est inférieure aux dépenses d'exploitation estimées pour la période de dépenses à venir prévue dans l'accord de rémunération. Le montant de la facilité doit être au moins égal à la moyenne du total des dépenses opérationnelles estimées pour une période de trois mois. La Belgique a précisé que la facilité de financement du fonds de roulement servait en réalité de passerelle intra-annuelle vers le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital annuel, en agissant comme une facilité de crédit renouvelable qui serait remboursée chaque année, si elle était utilisée, par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital fourni par l'État belge.

(261) La Belgique a précisé qu'Electrabel proposera une méthode pour le prêt d'actionnaire d'Electrabel, décrite dans une liste de conditions, qui sera communiquée au conseil d'administration de BE-NUC puis reproduite pour le prêt de l'État belge, ainsi que pour la facilité de financement du fonds de roulement. Les conditions de remboursement des montants et les taux d'intérêt sont identiques. La Belgique a indiqué que la méthode était encore en cours de discussion et serait communiquée à un stade ultérieur.

4.2. **Position de la Belgique concernant l'ASGE**

4.2.1. *Attribution de l'ASGE au moyen d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle*

(262) En ce qui concerne l'achat de services de gestion de l'énergie dans le cadre de l'ASGE, la Belgique a indiqué que l'achat de ces services était effectué dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle, transparente, non discriminatoire et inconditionnelle. En particulier, l'ASGE sera attribué dans le cadre d'une procédure négociée avec appel à la concurrence préalable (article 120 de la loi belge du 17 juin 2016 relative aux marchés publics), qui est une procédure standard dans le secteur des services publics. La Belgique conclut donc que l'ASGE ne confère aucun avantage au gestionnaire de l'énergie (le partenaire de l'ASGE) et que le partenaire de l'ASGE ne bénéficie d'aucune aide d'État.

(263) La Belgique a affirmé que, bien que l'application des directives sur les marchés publics offre déjà un certain nombre de garanties, compte tenu de l'importance des services faisant l'objet de l'appel d'offres et de leur sensibilité du point de vue de la concurrence, des dispositions et des garanties supplémentaires avaient été mises en place afin de garantir une concurrence suffisante dans le cadre de l'appel d'offres.

(264) Plus précisément, la Belgique a expliqué qu'avant la rédaction des documents d'appel d'offres, une demande de renseignements sur l'ASGE avait été lancée afin de recueillir les avis du marché, notamment sur un grand nombre de sujets liés au contenu de l'ASGE. En outre, l'appel d'offres impose des critères de sélection spécifiques garantissant que les participants qualifiés/sélectionnés sont aptes à remplir leur mission compte tenu de l'importance et du caractère sensible du service faisant l'objet de l'appel d'offres. De plus amples informations sur la procédure d'appel d'offres et les critères de sélection sont fournies à la section 3.3.1.5.1.

(265) Comme indiqué à la section 3.3.1.5.2, à la suite de la procédure d'enquête formelle, la Belgique a décidé de conférer le pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations économiques au partenaire de l'ASGE et de remplacer la rémunération fixe du partenaire de l'ASGE par une combinaison de rémunération fixe et variable, ce qui incite ainsi davantage à moduler la production en fonction des signaux du marché, tout en tenant compte des contraintes techniques (et des risques potentiels d'arrêt automatique) des unités LTO.

4.2.2. *Garanties supplémentaires concernant le gestionnaire de l'énergie*

(266) La Belgique a indiqué que des mesures spécifiques étaient prévues concernant la participation potentielle de GEMS, l'entité commerciale d'Engie (une unité commerciale du groupe Engie indépendante sur le plan managérial de l'unité commerciale «Nucléaire»), à la procédure d'appel d'offres.

(267) La Belgique a en outre précisé que des mesures suffisantes étaient et seraient prises et mises en œuvre afin de détecter et de prévenir efficacement tout conflit d'intérêts potentiel. Ces mesures peuvent être résumées comme suit:

a) La demande de renseignements permet de consulter les acteurs du marché, et toutes les parties intéressées ont ainsi pu, dans ce contexte, proposer différentes conditions et formuler diverses propositions afin de garantir que l'appel d'offres ne comporte pas d'obstacles au détriment des éventuelles parties intéressées par rapport à GEMS (ou toute autre société du groupe Engie). Electrabel (ou toute autre société du groupe Engie) ne participera pas à l'élaboration des documents relatifs à l'appel d'offres à la suite de la demande de renseignements (ou de ses résultats).

b) Si GEMS devait prendre part à la procédure d'appel d'offres, même en tant que sous-traitant ou à tout autre titre, Electrabel (ou toute autre société du groupe Engie) et ses administrateurs ou agents ne seraient pas autorisés à participer à toute décision et/ou délibération de BE-NUC concernant l'appel d'offres (par exemple, à la décision de sélection et à la décision d'attribution).

c) Au sein de l'organisation Electrabel, des barrières strictes en matière d'information et des barrières éthiques ont été et continueront d'être établies entre les personnes chargées de soumettre les offres chez GEMS et celles participant à la gestion de BE-NUC. Les mêmes garanties seront mises en place si GEMS est finalement choisie comme gestionnaire de l'énergie à l'issue d'un processus d'appel d'offres couronné de succès.

(268) La Belgique a également précisé qu'à titre de solution de repli ultime, si aucun ASGE n'était conclu en temps utile, GEMS assurerait temporairement la prestation des services relevant de l'ASGE afin de garantir la continuité des activités. La Belgique a soutenu que cet arrangement était nécessaire et adéquat pour assurer la continuité du service public (à savoir la vente de l'électricité produite par les unités LTO), mais que cette solution était strictement limitée dans le temps et réduite au minimum nécessaire.

4.2.3. *Conclusion de la Belgique concernant l'ASGE*

(269) La Belgique a conclu que la procédure d'appel d'offres relative à l'ASGE excluait toute aide d'État potentielle, étant donné que i) l'État belge veillera à ce que BE-NUC respecte rigoureusement la législation et les principes en matière de marchés publics et que ii) le processus de consultation approfondi mené préalablement au lancement de l'appel d'offres à proprement parler offre des garanties supplémentaires assurant que l'achat de services est effectué dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle, transparente, non discriminatoire et inconditionnelle.

(270) En outre, la Belgique a conclu que tout risque de verrouillage du marché et d'autres pratiques anticoncurrentielles potentielles de la part d'Engie était évité et que toutes les mesures et garanties avaient été adoptées afin d'assurer la désignation d'un partenaire de l'ASGE indépendant. À titre de solution de repli uniquement, GEMS fournirait temporairement ces services, ce qui est nécessaire et adéquat pour garantir la continuité du service public.

4.3. **Position de la Belgique concernant l'accord sur les déchets**

4.3.1. *Passifs de déclassement*

(271) La Belgique a précisé que les passifs de déclassement et de démantèlement de LTO résultant du projet d'exploitation à long terme (ci-après «dyssynergies»), s'ils étaient prouvés par Electrabel, seraient pris en charge par l'État belge au moyen d'un paiement forfaitaire unique (intégral et final) à la date de clôture de la transaction. La Belgique a expliqué que l'accord de mise en œuvre prévoyait que l'État belge et Electrabel devaient s'accorder sur le montant dans un délai déterminé et que, s'ils n'y parvenaient pas, la question serait soumise à la CPN pour décision.

(272) La Belgique a rappelé que comme cette question était en cours d'examen par la CPN au moment de la décision d'ouvrir la procédure, sa proportionnalité n'avait pas été évaluée dans ladite décision.

(273) La Belgique a expliqué que l'État belge et Electrabel n'étaient pas parvenus à se mettre d'accord sur le montant dans le délai prévu, de sorte que la question a été soumise à la CPN pour décision. Plus spécifiquement, la Belgique a précisé que:

a) le 12 décembre 2023, Electrabel a envoyé sa proposition de révision à l'État belge: Electrabel a fait valoir que les passifs de déclassement et de démantèlement à long terme s'élèveraient à 689,9 millions d'EUR (aux prix de 2021) et à 580 millions d'EUR (aux prix de 2023);

b) le 25 janvier 2024, l'État belge a répondu à la proposition de révision. Dans sa réponse, il a estimé qu'Electrabel n'avait pas fourni de preuves suffisantes concernant chacune de ces incidences, que les coûts avancés par Electrabel n'avaient pas été calculés avec suffisamment de précision et que, par conséquent, les passifs de déclassement et de démantèlement à long terme étaient égaux à zéro;

c) les discussions entre Electrabel et l'État belge n'ayant pas abouti à un accord mutuel sur le montant des passifs de déclassement et de démantèlement à long terme liés à l'exploitation à long terme, la question a été soumise à la CNV/CPN;

d) la CNV/CPN a sollicité l'avis de l'ONDRAF et de l'AFCN, qui ont rendu leur avis respectivement le 25 mars 2024 et le 27 mars 2024. L'ONDRAF a transmis des observations supplémentaires par écrit le 6 juin 2024;

e) le 24 juin 2024, la CPN a rendu son avis sur les passifs de déclassement et de démantèlement liés à l'exploitation à long terme et a conclu que l'incidence du projet d'exploitation à long terme sur les coûts de déclassement se traduisait par une augmentation des coûts de déclassement (coûts à un jour) de [100-500] millions d'EUR (aux prix de 2021). Les coûts à un jour calculés doivent être actualisés à l'aide du coefficient d'actualisation et du taux d'inflation déterminés au moment de l'examen triennal en 2022. Sur cette base, l'augmentation des coûts de déclassement et de déclassement s'élève à [100-500] millions d'EUR (aux prix de 2023).

(274) La Belgique a donc conclu que le montant établi pour le transfert des passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme, tel qu'indiqué dans l'avis de la CPN du 24 juin 2024, était proportionné.

4.3.2. *Position de la Belgique concernant la proportionnalité du plafond de déchets*

(275) La Belgique a également présenté, le 30 août 2024, une analyse indépendante supplémentaire réalisée par Compass Lexecon, qui présente une analyse économique de la conception du plafond de déchets et comprend une analyse du coefficient d'actualisation de 3 % et des informations complémentaires expliquant pourquoi les risques supplémentaires identifiés par la CPN sont soit déjà couverts par la prime de risque calculée par l'État belge, soit peu susceptibles de se produire ou d'avoir une incidence considérable.

4.3.2.1 Préoccupations liées au coefficient d'actualisation

(276) La Belgique a indiqué que les préoccupations de la Commission concernant le coefficient d'actualisation provenaient d'une analyse réalisée par la CPN dans son avis du 7 mars 2023 au ministre de l'énergie ([110]), dans lequel la CPN estimait que le coefficient d'actualisation à utiliser pour les dépenses liées au combustible usé devait se rapprocher progressivement du taux de rendement sans risque à long terme (calculé à 2,17 %) et proposait d'utiliser un coefficient d'actualisation en deux étapes (3,17 % pour les 30 premières années et 2,17 % après la première période de 30 ans).

([110]) CPN, «*Advice to the Minister of Energy concerning the transfer of financial responsibility from ENGIE to the Belgian State of the management of radioactive waste and spent fuel from Belgium's seven nuclear power plants*» (avis présenté au ministère de l'énergie concernant le transfert, d'ENGIE à l'État belge, de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé provenant de sept centrales nucléaires belges), 7 mars 2023.

(277) La Belgique a fait référence à une analyse indépendante réalisée par Compass Lexecon ([111]), qui démontrait que le coefficient d'actualisation de 3 % retenu par l'État belge était proportionné, sur la base: i) d'une analyse économique de l'approche recommandée par la CPN, ii) d'autres approches pertinentes et iii) du précédent allemand dans l'affaire SA.45296.

a) Premièrement, l'analyse indépendante du coefficient d'actualisation a démontré que l'approche en deux étapes suggérée par la CPN pour fixer le coefficient d'actualisation équivalait à actualiser les flux de paiements au moyen d'un coefficient d'actualisation unique de 2,9 % ([112]). Cette analyse a par ailleurs montré que les taux suggérés par la CPN avaient été calculés sur une période spécifique caractérisée par des taux d'intérêt systématiquement bas et que, lorsque le calcul était actualisé sur la base des données relatives au taux OLO disponibles au moment de la décision d'ouvrir la procédure du 22 juillet 2024, l'approche en deux étapes conduisait à un coefficient d'actualisation équivalent de 3,2 % ([113]), soit 24 points de base de plus que le coefficient d'actualisation retenu par l'État belge.

b) Deuxièmement, l'analyse indépendante a donné à penser que l'approche en deux étapes proposée par la CPN n'était pas la seule solution pour fixer un taux d'actualisation qui se rapprocherait progressivement du taux de rendement sans risque à long terme. Le taux d'actualisation devrait en effet représenter le rendement qu'Hedera peut obtenir en investissant aujourd'hui le montant forfaitaire dans des actifs sans risque. Cette analyse confirme qu'en investissant dans un portefeuille de certains titres à revenu fixe, incluant des obligations d'État belges de différentes échéances, l'État belge pourrait obtenir un taux supérieur à 3 % ([114]).

c) Enfin, l'analyse indépendante a montré que, dans le précédent allemand relatif au transfert de passifs nucléaires à l'État allemand (affaire SA.45296), le coefficient d'actualisation était de 4,58 %, un chiffre calculé sur la base d'un taux de rendement attendu sur 30 ans par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (AEAPP), qui était de 1,994 % au moment de la décision de la Commission en juin 2017. Ce coefficient d'actualisation de 4,58 % a été jugé acceptable par la Commission pour les passifs allemands liés aux déchets radioactifs et au combustible usé. Compte tenu de la hausse significative du taux de l'AEAPP, le coefficient d'actualisation nettement inférieur de 3 % proposé par l'État belge semble cohérent avec le niveau actuel des taux d'intérêt.

4.3.2.2 Préoccupations liées aux risques pris en considération dans l'accord relatif à un plafond de déchets

(278) La Belgique a indiqué que les préoccupations de la Commission concernant les risques pris en considération dans l'accord relatif à un plafond de déchets résultaient également de l'avis soumis par la CPN au ministre de l'énergie (voir note de bas de page n° 113), dans lequel trois risques doivent être pris en considération:

a) le dépassement des coûts, c'est-à-dire le risque que les coûts à un jour prévus soient sous-estimés et que, par conséquent, les provisions pour imprévus soient insuffisantes;

b) la sous-estimation de l'inflation dans le secteur de la construction, c'est-à-dire le risque que l'inflation réelle dans le secteur de la construction soit supérieure à l'objectif d'inflation de 2 % fixé par la Banque centrale européenne et pris en considération dans le coefficient d'actualisation de la CPN;

c) le risque d'investissement, c'est-à-dire le risque que Hedera ne parvienne pas à atteindre le taux de rendement escompté à la suite de variations des taux d'intérêt. Selon la CPN, il s'agit d'un scénario peu probable.

([111]) Compass Lexecon, Memo — Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design, 30 août 2024.

([112]) Cette valeur a été remplacée par l'analyse réalisée par Compass Lexecon à partir de données plus détaillées dans le document «CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124», présenté le 30 novembre 2024, qui donne un taux équivalent de 2,8 %.

([113]) Cette valeur a été remplacée par l'analyse réalisée par Compass Lexecon à partir de données plus détaillées dans le document «CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124», présenté le 30 novembre 2024, qui donne un taux équivalent de 3,1 %.

([114]) Cette confirmation a été complétée par la réponse à la question 5.4 de la demande de renseignements du 1er octobre. Dans la pratique, pour se prémunir contre le risque d'inflation, Hedera se concentrera sur une gestion actif-passif dynamique, fondée sur un portefeuille diversifié comprenant des actifs qui permettent au fonds de se protéger contre l'inflation. Par exemple, Hedera pourrait concevoir un portefeuille basé (sans s'y limiter) sur des obligations et des titres de créance, des actions, des biens immobiliers et des produits dérivés, avec pour objectif à long terme d'atteindre un rendement de 1 % en chiffres réels, tout en réduisant au minimum le risque de volatilité.

(279) L'analyse indépendante réalisée par Compass Lexecon a montré que ces risques avaient été pris en considération et que l'approche adoptée par l'État belge était prudente et comprenait une provision pour imprévus suffisante pour couvrir ces risques.

a) En ce qui concerne le risque de dépassement des coûts, Compass Lexecon a souligné dans son analyse que les coûts de gestion des déchets nucléaires faisaient l'objet d'audits fréquents et étaient régulièrement actualisés en Belgique et que le plafond de déchets avait été établi sur la base des données disponibles les plus récentes. En outre, le plafond de déchets comprend lui-même un montant de base et une prime de risque. Le montant de base est fondé sur un inventaire des déchets ainsi que sur un scénario de référence industriel établi par l'ONDRAF, qui représente la situation «plus probable qu'improbable» (c'est-à-dire un scénario de risque au 50^{e} centile), ce qui signifie qu'il y a une probabilité de 50 % pour que la provision pour imprévus constituée soit suffisante pour couvrir les dépassements de coûts. La prime de risque, ajoutée au montant de base, a été calculée sur la base d'une note de l'ONDRAF dans laquelle celui-ci adopte une approche ascendante pour déceler et quantifier certains risques supplémentaires, dont: i) le risque d'un dépassement de coûts supplémentaire pour l'installation de stockage géologique qui n'est pas encore couvert par la provision pour imprévus du montant de base; ii) le risque qu'une autre solution technique que l'installation de stockage géologique à 400 m de profondeur soit retenue; iii) le risque d'un dépassement de coûts supplémentaire pour l'exploitation et la maintenance des installations de stockage sur le site de Belgoprocess, pour l'exploitation des installations de stockage de combustible usé après 2050 et pour la construction d'installations supplémentaires non encore couvertes par la provision pour imprévus du montant de base; et iv) le risque réglementaire que certains déchets ne soient pas admissibles au stockage en surface. En outre, l'analyse a révélé que la prime de risque s'élevait à 5 185 millions d'EUR, soit 53 % du montant de base (9 815 millions d'EUR), ce qui est nettement supérieur à la prime de risque de 35 % incluse dans la méthode élaborée pour le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires à l'État allemand dans l'affaire similaire SA.45296. La méthode utilisée dans ce précédent allemand était similaire, mais le scénario de référence de l'affaire belge bénéficie de données plus récentes, notamment des retours d'expérience de projets menés en Suisse et en Finlande, et repose donc sur un ensemble de données plus actualisé.

b) En ce qui concerne le risque de sous-estimation de l'inflation des coûts de construction, l'analyse a montré que l'évolution des coûts de construction mesurée par l'Association belge des experts (ci-après l'«ABEX») ne différait pas sensiblement de l'inflation mesurée par l'IPC. Selon cette analyse, la préoccupation de la CPN était motivée par l'inflation supérieure à la normale des coûts de construction en 2022 et cette hausse de l'inflation est prise en considération dans la prime de risque. L'analyse a également mis en évidence le fait que l'inflation à long terme retenue en Allemagne dans l'affaire similaire SA.45296 était chiffrée à 1,60 %, alors que l'inflation à long terme est chiffrée à 2 %, ce qui correspond à l'objectif de la BCE, en l'espèce.

c) En ce qui concerne le risque d'investissement et la crainte de la CPN que le fonds Hedera chargé des provisions soit exposé au risque d'un rendement insuffisant pour couvrir les dépenses, l'analyse a montré qu'en investissant aujourd'hui dans un portefeuille d'obligations de différentes échéances et en les conservant jusqu'à leur échéance, le fonds recevra des coupons à un taux d'intérêt invariable, de sorte que le fonds ne serait pas exposé à une variation des taux d'intérêt [grâce à des techniques de gestion actif-passif («GAP») servant à faire correspondre les actifs aux passifs à leur échéance]. L'analyse mentionnait toutefois deux risques résiduels auxquels cette approche exposerait le fonds:

— premièrement, afin de capitaliser les intérêts perçus lors du paiement des coupons, le fonds devra réinvestir fréquemment dans des obligations nouvellement émises. Ce risque peut être couvert, étant donné que le fonds dispose d'un flux de paiements relativement certain pour la gestion des déchets, de sorte qu'il est possible de concevoir un portefeuille de titres à revenu fixe correspondant aux conditions des dépenses,

— deuxièmement, l'échéance la plus longue pour les obligations belges est de 50 ans, tandis que les dépenses relatives au combustible usé dureront jusqu'à l'an 2135. Toutefois, les dépenses qui surviennent après 50 ans sont limitées, puisqu'elles ne représentent que 13 % du total des dépenses non actualisées, et certains titres à revenu fixe à plus long terme sont disponibles, tels que les obligations autrichiennes à 100 ans.

(280) Cette analyse a été complétée par la réponse à la question 5.4 de la demande de renseignements du 1er octobre 2024. La Belgique a fait valoir que, dans la pratique, le portefeuille de Hedera devrait être conçu de manière à faire face à tous les scénarios économiques plausibles pour la période concernée, notamment en ce qui concerne le niveau d'inflation. L'objectif d'Hedera est d'atteindre un rendement réel de 1 % (c'est-à-dire 1 % au-dessus du niveau d'inflation). À cette fin, Hedera élaborera une stratégie qui tiendra compte du risque que ce rendement ne puisse être atteint dans certains régimes économiques (par exemple, en cas de période prolongée de forte inflation) avec un portefeuille composé uniquement d'obligations. Hedera se concentrera dès lors sur une gestion actif-passif dynamique, fondée sur un portefeuille diversifié comprenant des actifs qui permettent au fonds de se protéger contre l'inflation. Par exemple, Hedera pourrait concevoir un portefeuille basé (sans s'y limiter) sur des obligations et des titres de créance, des actions, des biens immobiliers et des produits dérivés, avec pour objectif à long terme d'atteindre un rendement de 1 % en chiffres réels, tout en réduisant au minimum le risque de volatilité. Enfin, il convient de noter que Hedera limitera son exposition aux actions, obligations et biens immobiliers belges, ce qui lui permettra d'assurer sa diversification et de veiller à être suffisamment découplé de l'économie belge.

4.4. **Position de la Belgique concernant les effets cumulatifs des sous-mesures**

(281) La Belgique a fait valoir que les différentes composantes et sous-mesures du projet d'exploitation à long terme faisaient partie des demandes d'Engie visant à obtenir un accord sur la prolongation de la durée de vie et qu'elles étaient toutes incluses dans les documents globaux relatifs à la clôture de la transaction signés le 13 décembre 2023. Toutefois, la Belgique a également fait observer que les composantes du projet d'exploitation à long terme différaient par plusieurs éléments et étaient mutuellement complémentaires, ce qui limite tout effet cumulatif potentiel.

(282) La Belgique a renvoyé à la jurisprudence, qui tient compte des éléments suivants pour l'évaluation de mesures consécutives, notamment:

— l'objet, la nature et le contexte des interventions en question,

— leur chronologie,

— leur finalité,

— les circonstances de l'entreprise au moment de ces interventions,

— l'identité des concédants ou des bénéficiaires de ces mesures (y compris de leur nature juridique et de leur situation financière/économique), et

— la question de savoir si les différentes interventions en cause étaient prévues ou prévisibles au moment de la première intervention.

4.4.1. *Objet et nature des composantes 1, 2 et 3*

(283) La Belgique a indiqué que l'objet et la nature des trois composantes du projet d'exploitation à long terme étaient intrinsèquement différents et a souligné que la Commission, dans sa décision d'ouvrir la procédure, n'avait pas spécifiquement tenu compte des différences ou des similitudes entre l'objet et la nature des composantes 1, 2 et 3. À cet égard, la Belgique a présenté les arguments suivants:

a) la composante 1 consiste en des mesures financières et structurelles visant à soutenir la viabilité à long terme de BE-NUC, notamment au moyen d'un CEC fournissant un soutien au revenu et réduisant l'exposition au risque lié aux prix du marché, ainsi que d'un certain nombre de mécanismes de rémunération couvrant d'autres déficits financiers afin de préserver la viabilité économique à long terme compte tenu de l'exposition à certains risques liés au volume/aux performances opérationnelles;

b) la composante 2 consiste en un transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé pour l'ensemble du parc nucléaire belge et couvre donc une très longue période, dépassant largement l'application des composantes 1 et 3;

c) la composante 3 consiste en des garanties juridiques visant à fournir une protection contre les futures modifications législatives et a donc un objet très différent de celui des composantes 1 et 2.

4.4.2. *Finalité des composantes 1, 2 et 3*

(284) La Belgique a indiqué que l'objectif général des trois composantes était lié à la prolongation de la durée de vie des unités LTO. Elle a toutefois fait valoir que l'objectif spécifique de chaque composante prise individuellement constituait un élément pertinent pour l'évaluation:

a) l'objectif principal de la composante 1 est de réduire l'incertitude liée aux revenus et d'assurer la viabilité à long terme du projet d'exploitation à long terme en empêchant l'insolvabilité et la faillite de BE-NUC. Parallèlement, elle vise également à éviter une rémunération excessive des actionnaires et à limiter le soutien apporté par l'État belge en tant que contrepartie à l'accord de rémunération. En particulier, les mesures financières sous-tendant la composante 1 répondent chacune, de manière proportionnée, à des risques différents: le CEC réduit le risque lié aux prix du marché de gros, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital gère les risques à fort impact liés à une indisponibilité soudaine qui entraînerait des pertes pendant la phase d'exploitation et les prêts liés au coût de la période d'arrêt garantissent des flux de liquidités suffisants pendant l'arrêt et les travaux programmés pour l'exploitation à long terme. Selon la Belgique, cela avait déjà été reconnu par la Commission au considérant 208 de la décision d'ouvrir la procédure;

b) la composante 2 traite de la gestion des passifs à long terme du parc nucléaire belge en matière d'environnement et de déclassement, qui sont distincts des préoccupations opérationnelles et financières de BE-NUC abordées dans le cadre de la composante 1. Cette composante vise principalement à transférer les futurs passifs concernés liés aux déchets nucléaires, ce qui est un objectif différent de celui de garantir le financement de l'exploitation. Selon la Belgique, la Commission a semblé confirmer cet objectif distinct de la composante 2 au considérant 208 de la décision d'ouvrir la procédure;

c) la composante 3 prévoit des garanties juridiques afin d'apporter une protection contre certaines futures modifications législatives. Cette composante traite du risque réglementaire associé à une éventuelle modification de certaines politiques et réglementations de l'État belge et n'est pas directement liée aux aspects financiers, opérationnels et relatifs aux passifs couverts par les autres composantes.

4.4.3. *Bénéficiaires directs des composantes 1, 2 et 3*

(285) La Belgique a également soutenu que les composantes 1, 2 et 3 avaient des bénéficiaires directs différents. Elle a reconnu que l'identification des bénéficiaires de chaque mesure constituait un aspect important de l'évaluation de l'existence d'effets cumulatifs. À cet égard, l'État belge a présenté les observations suivantes:

a) la composante 1 fait référence à un ensemble de mécanismes de financement dans le cadre desquels chaque mesure a des bénéficiaires spécifiques. La Belgique a fait remarquer que, contrairement à ce qui est indiqué au considérant 182 de la décision d'ouvrir la procédure, ce sont BE-NUC et Luminus, et non Electrabel et Luminus, qui sont les bénéficiaires directs du CEC, des prêts liés au coût de la période d'arrêt, du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et de la facilité de financement du fonds de roulement (les avantages dont bénéficierait Electrabel résulteraient indirectement de sa qualité d'actionnaire);

b) en ce qui concerne la composante 2, le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et l'accord relatif aux passifs supplémentaires liés au déclassement en raison de l'exploitation à long terme profitent à Electrabel en tant qu'exploitant nucléaire, ainsi qu'à Luminus et EDF Belgium en tant que sociétés contributrices. La Belgique a donc conclu que la composante 2 ne profitait pas à BE-NUC;

c) la composante 3 prévoit que certaines mesures unilatérales adoptées par l'État (fédéral) belge donneraient droit à une indemnisation pour Electrabel et aussi, indirectement, pour Luminus.

4.4.4. Effets cumulatifs des composantes 1, 2 et 3

(286) Si les composantes 1, 2 et 3 diffèrent considérablement quant à leur objet et à leur nature, à leur finalité et à leurs bénéficiaires, elles ont été conclues simultanément et servent l'objectif global qui consiste à prolonger la durée de vie des unités LTO. Comme démontré ci-dessus, chaque composante correspond à une finalité spécifique, ce qui les rend complémentaires les unes des autres et limite les effets cumulatifs potentiels.

(287) En ce qui concerne la possibilité que les composantes 2 et 3 modifient le profil de risque d'Electrabel, ces mesures peuvent en effet profiter à Electrabel en tant qu'exploitant nucléaire et, par conséquent, améliorer son profil de risque global. Les composantes 2 et 3 ne modifient pas le profil de risque de BE-NUC, le principal bénéficiaire de la composante 1. Ainsi qu'il ressort d'une analyse indépendante réalisée par Compass Lexecon, le profil de risque de BE-NUC, compte tenu des risques spécifiques affectant le projet, et la répartition des risques entre Begov et BE-NUC constituent le facteur pertinent pour apprécier la proportionnalité de la composante 1.

5. LA POSITION D'ENGIE

(288) Engie a transmis ses observations concernant la décision d'ouvrir la procédure le 9 septembre 2024. Dans ses observations, Engie fournit des éléments de preuve et une analyse à l'appui de son argument selon lequel les doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouvrir la procédure ne seraient pas fondés. Dans sa réponse à la décision d'ouvrir la procédure, Engie examine la mesure initiale telle que décrite dans la décision d'ouvrir la procédure. La mesure actuelle comprend des modifications (introduites pour répondre aux doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouvrir la procédure) par rapport à la mesure initiale et est exposée en détail à la section 3 de la présente décision. La position d'Engie est alignée sur celle des autorités belges.

(289) Engie a fait valoir que le projet d'exploitation à long terme constituait un accord global et résultait de négociations approfondies et soutenues menées avec le gouvernement belge dans l'objectif principal de rester engagé envers la Belgique et de contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays en acceptant la demande de la Belgique de prolonger la durée de vie de deux réacteurs nucléaires, en renonçant ainsi à sa stratégie publique visant à mettre fin aux activités nucléaires en Belgique après 2025 (voir considérant 23). En outre, Engie a fait valoir que le projet d'exploitation à long terme avait des effets positifs sur le marché intérieur, pour les raisons suivantes:

a) tout d'abord, le projet d'exploitation à long terme est essentiel pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique de la Belgique dans les années à venir, tout en réduisant potentiellement le coût de financement du mécanisme de capacité belge. Cet effet positif profitera également, indirectement, aux États membres voisins interconnectés avec la Belgique qui peuvent importer de l'électricité (il convient de noter que ces exportations ne correspondent pas à des ventes directes, mais à des opérations d'équilibrage gérées par les GRT);

b) deuxièmement, le projet d'exploitation à long terme contribue à la réalisation des objectifs de décarbonation du pacte vert.

(290) Engie a également fait valoir qu'il existait plusieurs différences entre le projet d'exploitation à long terme (prolongation de la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3) et la prolongation de la durée de vie de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en 2015 (ci-après l'«exploitation à long terme existante»):

a) premièrement, le projet d'exploitation à long terme a été lancé par l'État belge en 2022, après qu'Engie a pris la décision (à partir de 2020) de se retirer des activités nucléaires et de réorienter ses activités vers les énergies renouvelables et les infrastructures énergétiques. Engie a donc dû revoir complètement sa stratégie, ce qui a, en soi, augmenté les coûts du projet d'exploitation à long terme, d'autant plus qu'Electrabel n'avait réalisé aucune étude de sécurité préliminaire et n'avait pris aucune disposition en vue d'une éventuelle nouvelle prolongation de la durée de vie ou d'une prolongation de la durée de l'exploitation à long terme existante. En revanche, au moment de l'exploitation à long terme existante, Electrabel menait encore des études préliminaires pour la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires belges, car un tel scénario était considéré comme probable à l'époque;

b) deuxièmement, plusieurs coûts ont résulté du calendrier serré du projet d'exploitation à long terme. À la demande du gouvernement belge, le redémarrage des unités LTO a été avancé au 1er novembre 2025 (au lieu de la date initialement prévue du 1er novembre 2026);

c) troisièmement, outre l'incertitude réglementaire, on s'attend à ce que BE-NUC soit exposée à une volatilité accrue des prix du marché (par rapport à la situation en 2015) en raison de la part croissante des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique. En outre, les conditions du marché étaient également très différentes en 2015, lorsque les sources d'énergie fossiles, plus stables, représentaient une part plus importante du bouquet énergétique et que les prix bas ou négatifs étaient rares;

d) quatrièmement, les résultats financiers de l'exploitation à long terme existante ont été affectés négativement par des événements entraînant une indisponibilité et des dépenses d'investissement plus importants que prévu et une baisse du prix capturé de l'électricité. Depuis 2016, plusieurs dépréciations ont été enregistrées dans les comptes d'Engie en rapport avec ses activités nucléaires, entraînant des pertes financières importantes pour le groupe Engie (d'où la conclusion que ces activités ne peuvent être supportées par un seul acteur privé du marché en l'absence d'un mécanisme équilibré de partage des risques);

e) enfin, l'AFCN elle-même a clairement souligné les nombreuses différences entre l'exploitation à long terme existante et le projet d'exploitation à long terme actuel dans un document de synthèse publié en 2021 ([115]). Afin de permettre un redémarrage avant le 1er novembre 2025, soit un an plus tôt que prévu initialement, l'AFCN a autorisé la réalisation des améliorations nécessaires en matière de sécurité sur une période de trois ans après le redémarrage (soit avant le 31 décembre 2028), alors que pour l'exploitation à long terme existante, elle avait autorisé une période de cinq ans après le redémarrage pour entreprendre les travaux nécessaires.

(291) Engie a fait valoir que tous ces facteurs ont conduit Engie et l'État belge à conclure un accord global prévoyant à la fois la prolongation de durée de vie demandée (sous réserve d'une réduction de l'exposition au risque d'Engie) et la gestion du combustible usé et des déchets nucléaires transférés et a estimé que l'exploitation à long terme existante ne constituait pas une référence pertinente pour évaluer la nécessité et le caractère approprié des différentes mesures du projet d'exploitation à long terme actuel.

(292) Les principaux arguments d'Engie concernant les doutes exprimés par la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure sont exposés plus en détail ci-dessous.

5.1. Position d'Engie sur la qualification du projet d'exploitation à long terme en tant qu'«intervention unique» et sur son effet incitatif

5.1.1. *Intervention unique*

(293) La Commission considère que les trois composantes de la mesure peuvent être évaluées comme faisant partie d'une intervention unique de l'État belge, dans la mesure où elles sont toutes liées au même événement, à savoir la prolongation de la durée de vie des unités LTO.

(294) Engie a déclaré ne pas s'opposer à la qualification d'intervention unique, dans la mesure où celle-ci correspond aux critères établis par la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne ([116]). En particulier, Engie a souscrit à l'avis de la Commission, exprimé au considérant 208 de la décision d'ouvrir la procédure, selon lequel les trois composantes de la mesure sont interdépendantes et contribuent ensemble à la mise en œuvre de l'accord sur la prolongation de la durée de vie, ce qui permet de les considérer comme une intervention unique. Engie a reconnu qu'elle avait des conditions préalables concernant son exposition au risque et la gestion du combustible usé et des déchets nucléaires, qui ont conduit à la conclusion d'un accord global et complet allant au-delà de la simple mise en place d'un mécanisme de rémunération pour le prolongement de l'exploitation des unités nucléaires. Toutefois, sans remettre en cause cette qualification d'intervention unique proposée, Engie a souligné que certaines des sous-mesures du projet d'exploitation à long terme ne constituaient pas une aide d'État étant donné qu'elles ne confèrent pas un avantage sélectif à Electrabel, en particulier:

a) l'accord de services administratifs, en vertu duquel Electrabel peut fournir des services administratifs (notamment des services de secrétariat, de comptabilité et de fiscalité) à BE-NUC et qui est un contrat conforme aux conditions du marché qui sera conclu à des conditions de pleine concurrence;

([115]) AFCN, 28 novembre 2021, *Position de l'AFCN sur le projet d'exploitation à long terme pour Doel 4 et Tihange 3* (traduction officieuse), p. 5, disponible à l'adresse suivante: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «[l]*a situation de Doel 4 et de Tihange 3 ne peut être comparée à celle des unités de Doel 1&2 (pour lesquelles, en 2014, la décision d'accorder un LTO n'était intervenue qu'en dernière minute). Les unités de Doel 1&2 avaient pu être redémarrées relativement rapidement au cours de l'hiver 2015, dès lors que: le dossier LTO pour ces réacteurs était établi et approuvé dès 2012, de sorte que les modifications nécessaires en vue d'un redémarrage (liées à la qualification des équipements et à la gestion du vieillissement) étaient parfaitement connues; l'article 30 de l'AR PSIN n'était pas encore entré en vigueur et qu'en conséquence, les modifications de la conception de la sûreté pouvaient être étalées sur les différents arrêts programmés entre 2015 et 2020.* […] *la prolongation de l'exploitation sûre des réacteurs nucléaires de Doel 4 et de Tihange 3 requiert un plan d'action élargi, qui traite principalement des éléments chargés de garantir la sûreté nucléaire. Ce plan d'action porte sur la conception, la commande et la construction/fabrication/installation d'un nombre potentiellement élevé de composants. La préparation et la mise en œuvre des modifications nécessaires pour répondre aux nouvelles exigences de sûreté dureront donc des années*».

([116]) Engie se réfère ici à l'arrêt du Tribunal de première instance du 15 septembre 1998, *BP Chemicals/Commission*, T-11/95: «*des interventions consécutives* […] *peuvent* […] *être regardées comme une seule intervention, lorsque des interventions consécutives présentent, au regard de leur chronologie, de leur finalité et de la situation de l'entreprise au moment de ces interventions, des liens tellement étroits entre elles qu'il est impossible de les dissocier*».

b) l'externalisation de la vente de l'électricité produite par les unités LTO dans le cadre de l'accord sur les services de gestion de l'énergie (ASGE), qui sera attribué à l'issue d'un appel d'offres concurrentiel, transparent, non discriminatoire et inconditionnel, garantissant ainsi le respect des conditions du marché; et

c) l'indemnisation par l'État belge des pertes liées à la couverture des coûts dans l'hypothèse où la transaction ne serait pas conclue; cette indemnisation ne dépasse pas les passifs existants dans des conditions de marché normales dans le cadre de transactions comparables, chaque partie étant tenue responsable des coûts engagés dans le cadre de (la préparation de) l'accord en cas de non-conclusion de la transaction imputable à l'une ou l'autre partie. Engie reste responsable à 100 % de ces coûts si la non-conclusion de la transaction lui est imputable et un partage est prévu si la non-conclusion n'est imputable à aucune des parties.

5.1.2. *Effet incitatif*

(295) Engie a souligné que l'effet incitatif, jugé plausible par la Commission dans son appréciation aux considérants 229 et 239 de la décision d'ouvrir la procédure, n'était pas hypothétique, mais qu'il ne faisait aucun doute qu'Electrabel n'aurait pas poursuivi l'exploitation des unités LTO en l'absence du projet d'exploitation à long terme, y compris des trois composantes. Engie a fait valoir à cet égard que:

a) Electrabel avait déjà commencé à mettre en œuvre sa stratégie de retrait complet des activités nucléaires et n'avait aucune possibilité de revenir sur cette décision [rendue publique dans la communication financière publique d'Engie ([117])] dans le cadre juridique alors applicable.

b) La position d'Engie était clairement reflétée dans les documents de position et les rapports de l'AFCN sur la faisabilité du projet d'exploitation à long terme de Doel 4 et Tihange 3 ([118]).

c) La communication d'Engie concernant la négociation du projet d'exploitation à long terme avec le gouvernement belge indiquait très clairement que, sans mécanisme de partage des risques et sans solution pour les coûts liés au combustible usé et aux déchets nucléaires résultant de l'exploitation des sept centrales nucléaires belges, Electrabel n'envisagerait pas de prolonger la durée de vie des unités LTO ([119]). Cette position a été clairement exprimée dès le début des discussions sur le projet d'exploitation à long terme, ainsi qu'il ressort d'un rapport de l'AFCN et de la communication du PDG d'Engie (comme souligné au considérant 6 de la décision d'ouvrir la procédure).

(296) En outre, Engie a souligné que l'incitation pour Electrabel à poursuivre l'exploitation des unités LTO découle de l'ensemble des mesures de soutien prévues par le projet d'exploitation à long terme, qui ont été calibrées de manière adéquate à cette fin. Aucune des sous-mesures prises n'aurait pu fournir, à elle seule, des incitations suffisantes. De même, si l'un ou l'autre élément avait été supprimé de l'ensemble de mesures, cela aurait conduit Engie à refuser de poursuivre le projet d'exploitation à long terme. Engie conclut donc que les mesures visées au considérant 235 de la décision d'ouvrir la procédure ne doivent pas être considérées comme fournissant individuellement une incitation spécifique (ou supplémentaire), mais doivent être examinées dans leur ensemble.

([117]) En conséquence, en 2020, Engie a déprécié ses actifs nucléaires. Engie, document d'enregistrement universel de 2020, section 1.4.1, p. 13. Disponible à l'adresse suivante: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Voir, par exemple, AFCN, 28 novembre 2021, «*Position de l'AFCN sur le projet d'exploitation à long terme pour Doel 4 et Tihange 3*», p. 5, disponible à l'adresse suivante: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «*[l]'exploitant Electrabel a fait savoir en novembre 2020 que le gouvernement belge avait clairement opté dans son accord gouvernemental pour une sortie totale du nucléaire d'ici 2025. Comme il restait moins de cinq ans avant cette date, l'exploitant des centrales nucléaires de Doel et de Tihange a estimé qu'il ne lui était alors plus possible de préparer une éventuelle prolongation de l'exploitation de ses unités de Doel 4 et de Tihange 3. Electrabel a donc préféré affecter toutes ses ressources à la préparation en bonne et due forme de l'arrêt définitif et du démantèlement de l'ensemble des 7 réacteurs nucléaires implantés sur les sites de Doel et de Tihange. Le projet "Préparation LTO G2" a donc été arrêté par l'exploitant à ce moment-là*».

([119]) Voir, par exemple, AFCN, 17 janvier 2022, «*Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*», p. 9, disponible à l'adresse suivante: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. «[…] *Electrabel souhaite avoir des certitudes avant d'entreprendre des démarches de son côté. Si le gouvernement souhaite activer le plan B* [exploitation à long terme de Doel 4 et Tihange 3], *il devra accorder la priorité aux discussions avec Electrabel sur les conditions et les certitudes nécessaires avant de poursuivre l'élaboration du plan B (tâche 1). L'AFCN attire de nouveau l'attention du gouvernement sur le fait que pratiquement toutes les actions du plan B qui relèvent de la compétence de l'AFCN (établissement du dossier LTO) nécessitent la coopération d'Electrabel. Selon Electrabel, toute discussion sur un éventuel LTO est conditionnée à l'existence d'un cadre réglementaire clair, stable et cohérent en matière de sûreté nucléaire. L'AFCN comprend cette vision et prévoit dès lors de poursuivre le travail sur la clarification du cadre réglementaire relatif à la sûreté nucléaire au cours du premier trimestre 2022*».

5.2. **Position d'Engie sur la nécessité, le caractère approprié et la proportionnalité des différentes sous-mesures de la composante 1**

5.2.1. *Création d'une entreprise commune*

(297) Engie a estimé que la création d'une structure commune dans laquelle l'État belge détient une participation de 50 % était nécessaire pour atteindre les objectifs du projet d'exploitation à long terme, à savoir le redémarrage en temps utile des unités à long terme d'ici novembre 2025. Engie a indiqué qu'elle avait demandé un mécanisme de partage des risques à parts égales avec l'État belge avant d'adopter l'accord sur le projet d'exploitation à long terme.

(298) Selon Engie, cet objectif ne pouvait être atteint uniquement avec les mécanismes de rémunération, et ce, pour plusieurs raisons: i) l'accord de rémunération laisse Engie supporter des risques résiduels; ii) sans l'entreprise commune, Engie aurait dû supporter temporairement 100 % des pertes en attendant l'indemnisation/la compensation prévue par les accords; et iii) Engie était en train de limiter son exposition à l'énergie nucléaire et ne souhaitait pas effectuer seule les dépenses d'investissement (supérieures à [2-2,5] milliards d'EUR) requises pour le projet d'exploitation à long terme, ni supporter seule toutes les pertes potentielles dues à des indisponibilités imprévues et à des dépassements de coûts.

(299) En outre, Engie a soutenu qu'elle s'attendait à ce que, grâce à la participation financière de l'État belge aux bénéfices et aux pertes générés par les unités LTO (en particulier aux dividendes), l'État belge soit davantage incité à tenir compte des unités LTO dans ses futures décisions politiques. Engie a donc conclu que la création de la structure commune permettait d'aligner les intérêts de l'État belge et ceux d'Engie.

(300) Engie a également indiqué que l'entreprise commune était appropriée et proportionnée étant donné qu'en tant qu'opérateur privé, Engie sera en mesure de contrebalancer tout risque de partialité de la part de l'État belge grâce à son contrôle conjoint sur les décisions stratégiques concernant BE-NUC et que l'État belge et Engie exerceront leurs droits dans la gouvernance de BE-NUC sur un pied d'égalité.

5.2.2. *Position d'Engie sur le CEC*

(301) En ce qui concerne la nécessité du CEC, Engie a fait valoir que, compte tenu des défaillances du marché liées à l'industrie nucléaire et de la forte volatilité du marché de l'électricité dans les années à venir, le projet d'exploitation à long terme était exposé à un risque élevé de déficit de financement, ce qui fait du CEC un instrument nécessaire pour atteindre un objectif d'intérêt commun. Engie a également évoqué la courte durée de la prolongation de la durée de vie (10 ans) par rapport aux investissements moyens dans le secteur nucléaire, les coûts importants et le fait que les unités LTO ne fonctionneront pas à 100 % de leur capacité pendant les trois premières années, puisque les travaux de prolongation de l'exploitation à long terme seront achevés simultanément.

(302) Engie a indiqué que la conception du CEC et l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché étaient appropriés et proportionnés pour préserver les incitations des unités LTO à réagir efficacement aux signaux du marché. À cet égard, Engie reprend les mêmes arguments que l'État belge concernant les contraintes techniques, réglementaires et économiques des unités LTO (voir section 2.1). Engie a fait valoir que, même aujourd'hui, en l'absence du CEC et avec un parc de cinq réacteurs permettant une stratégie de diversification accrue, elle dispose d'une flexibilité très limitée pour ajuster la production d'électricité nucléaire en réponse aux signaux du marché à court et moyen terme. Selon Engie, compte tenu de cette marge de manœuvre limitée, le CEC a été conçu pour inciter pleinement BE-NUC à réagir aux signaux de prix, dans la mesure où cela est techniquement possible:

a) tout d'abord, Engie a souligné que, contrairement aux sources de production d'électricité flexibles et aux unités de nouvelle génération et/ou à d'autres types de réacteurs nucléaires, les unités LTO ont été conçues pour la production de base et ont des capacités de modulation très limitées, de sorte qu'il n'est pas rationnel de moduler la production à chaque fois que les prix deviennent négatifs ou sont inférieurs à leurs coûts marginaux à court terme. Engie a précisé que ce n'est que depuis 2015 que l'AFCN autorise la modulation économique de la production d'électricité des unités nucléaires en Belgique, en appliquant des contraintes techniques strictes, comme expliqué aux considérants 13 à 15 de la présente décision. Par conséquent, compte tenu de ces contraintes (combinées au risque d'arrêt automatique à chaque modulation, au risque de déséquilibre qu'un tel arrêt entraînerait et à l'absence d'économies de combustible pendant la modulation), Engie a expliqué que l'exploitant nucléaire ne pouvait pas ajuster librement la production d'électricité des unités en réaction à des prix négatifs et qu'il convenait de faire le meilleur usage possible des capacités de modulation limitées;

b) deuxièmement, l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché et la modification de la durée du cycle du combustible garantissent que les indisponibilités planifiées seront programmées pendant la période estivale, lorsque les prix sont habituellement et devraient être les plus bas. Les unités LTO seront, de la sorte, disponibles lorsque la demande d'électricité (et les prix) devrait être à son plus haut niveau. Engie a également ajouté qu'une indisponibilité planifiée d'une unité nucléaire nécessitait environ 12 mois de préparation, devait être communiquée à l'avance au marché et impliquait un grand nombre de parties prenantes. Une fois l'interruption programmée, l'exploitant nucléaire ne peut pas modifier sa date sans l'accord préalable du gestionnaire de réseau. Par conséquent, dans la pratique, si les indisponibilités peuvent être planifiées en fonction des conditions du marché à long terme, la programmation des opérations de maintenance des centrales nucléaires ne répond pas aux signaux du marché à court terme;

c) troisièmement, Engie fait valoir que l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché incite suffisamment BE-NUC à maximiser et à capter le prix le plus élevé du marché en programmant les indisponibilités au moment où les prix devraient être les plus bas et conteste vivement l'avis préliminaire de la Commission selon lequel les effets de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché «*sont peu significatifs dans la pratique*» (comme mentionné au considérant 290 de la décision d'ouvrir la procédure).

(303) Enfin, en ce qui concerne les paramètres de la conception du CEC, Engie a fait valoir que le prix du marché journalier était le prix de référence du marché approprié.

a) Tout d'abord, Engie a fait valoir que les produits à long terme n'ont aucune incidence sur les décisions d'appel d'une centrale nucléaire dont le coût marginal à court terme est intrinsèquement très faible. Les prix à terme de l'électricité n'ont jamais été négatifs sur aucun marché européen et une telle situation peut être considérée comme très improbable à l'avenir. En conséquence, Engie a fait valoir que les produits à long terme ne fournissaient pas les signaux de marché nécessaires pour arbitrer les décisions d'appel, mais que, quel que soit le prix de référence du marché choisi, l'appel sera toujours déterminé sur la base de la comparaison entre le coût marginal à court terme et les coûts d'opportunité, d'une part, et le prix du marché journalier, d'autre part (en tenant compte des capacités de flexibilité de la centrale).

b) Deuxièmement, Engie a fait valoir que l'utilisation de produits à terme comme prix de référence du marché exposerait BE-NUC à des risques importants et ingérables découlant de la disponibilité insuffisante de produits à long terme appropriés sur le marché belge, étant donné que:

— le marché à terme belge se caractérise par une liquidité faible et en baisse. Les volumes négociés sur le marché à un an sont nettement inférieurs à la production annuelle prévue des unités LTO ([120]). Cet écart souligne l'impossibilité pratique d'utiliser des produits de marché à long terme comme prix de référence pour le CEC,

— non seulement l'illiquidité du marché à terme en fait un mauvais indicateur de référence pour calculer le paiement compensatoire par rapport au prix d'exercice, mais son utilisation introduit également des risques importants liés à la formation des prix, aux distorsions du marché et aux coûts d'exécution. En revanche, le prix du marché journalier offre la plus grande liquidité et la plus grande transparence en ce qui concerne la formation des prix, ce qui évite ainsi les problèmes liés à l'opacité de la liquidité, aux coûts de réplication, aux coûts de couverture de substitution et aux exigences de marge, et

— le marché à terme belge n'apporte pas un niveau de détail suffisant pour être un prix de référence du marché approprié ([121]).

([120]) Par exemple, en 2024, seuls 9 TWh d'électricité devraient être négociés sur le marché à un an, alors que les unités LTO devraient produire 14 TWh par an.

([121]) Les produits à terme font, pour la plupart l'objet d'un calendrier, avec des échéances au trimestre et au mois suivants. Cependant, compte tenu du modèle de production fluctuant et incertain des unités LTO, en raison des indisponibilités planifiées (encore exacerbées pendant les travaux liés à l'exploitation à long terme jusqu'en 2029 et par les incertitudes relatives aux travaux et à la planification) et des indisponibilités imprévues, l'utilisation d'un produit à long terme comme prix de référence du marché entraînerait un risque important lié au volume et un coût significatif lié au dénouement des couvertures à terme en cas d'absence de production, ce qui mettrait davantage en péril la génération de flux de liquidités et la viabilité financière de BE-NUC.

c) Engie a fait valoir que la réduction considérable de son parc de réacteurs nucléaires à partir de 2025 en raison du déclassement de cinq des sept réacteurs nucléaires entraînait des risques supplémentaires. Cette réduction du parc augmentera le risque d'indisponibilité, car tout temps d'arrêt ou problème opérationnel des unités LTO ne pourra être compensé par d'autres actifs. Par conséquent, le modèle de production de BE-NUC deviendra plus incertain, ce qui augmentera le risque de ne pas pouvoir fournir l'électricité conformément aux contrats à long terme. Dans un tel scénario, BE-NUC serait contrainte de racheter de l'électricité à des prix potentiellement plus élevés, ce qui entraînerait d'importantes pertes financières en plus de la perte de revenus due à la réduction de la production. Ces pertes seraient exacerbées par l'illiquidité des marchés à long terme, où les écarts de cotation importants et les volumes de négociation limités pourraient gonfler davantage le coût du respect des obligations contractuelles ([122]).

5.2.3. *Position d'Engie sur le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et le prêt lié au coût de la période d'arrêt*

(304) Engie a souligné que la nécessité du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et des prêts liés au coût de la période d'arrêt est principalement liée au contexte particulier du projet d'exploitation à long terme, en raison: i) de la décision tardive de prolonger la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3 et du délai restreint pour préparer et mettre en œuvre les travaux liés à l'exploitation à long terme nécessaires; ii) du vieillissement des actifs et du risque systémique accru lié à la présence de deux unités de même technologie; iii) du redémarrage et de l'exploitation simultanés des unités LTO pendant les trois premières années; et iv) du coût actualisé de l'électricité de la prolongation nucléaire, qui est davantage axé sur l'exploitation et la maintenance qu'un actif nucléaire entièrement nouveau.

(305) Engie a en outre fait valoir que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et les prêts liés au coût de la période d'arrêt sont strictement nécessaires, car: i) les paiements dus par l'État belge au titre de l'accord de rémunération ne couvrent pas les événements majeurs entraînant une indisponibilité, causés par des problèmes techniques ou dus à des imprévus réglementaires internationaux ou à des urgences nucléaires; ii) contrairement à ce qui est affirmé au considérant 269 b) de la décision d'ouvrir la procédure, ces événements imprévus ne sont pas des scénarios «extrêmes et peu probables», mais sont susceptibles de se produire au cours des dix prochaines années; et iii) seuls les événements dépassant un certain seuil sont couverts.

a) L'accord de rémunération permet d'effectuer des ajustements du prix d'exercice du CEC en faveur de BE-NUC au moyen d'«événements de réouverture» spécifiques, qui sont toutefois assortis de limitations et d'exclusions. Par exemple, l'arrêt d'une ou des deux unités LTO pour des raisons de sécurité à la suite d'une situation d'urgence ou en raison d'une modification de la réglementation internationale ne serait pas couvert par l'accord de rémunération. En outre, les événements entraînant une indisponibilité qui sont dus à certains problèmes techniques, tels que les problèmes suivants, ne seraient pas couverts par l'accord de rémunération: indisponibilités liées à la sécurité faisant suite à des inspections réglementaires de routine, qui font partie des opérations prévues; mises à niveau obligatoires requises par les réglementations internationales existantes ou largement adoptées, telles que celles découlant de la directive 2014/87/Euratom du Conseil post-Fukushima ([123]); arrêts pour cause de précaution dus à des incidents internationaux, qui constituent des réponses réglementaires prévisibles; réglementations environnementales plus strictes imposées par les autorités régionales, qui concernent souvent plusieurs secteurs; perturbations de la chaîne d'approvisionnement qui empêchent d'effectuer les opérations de maintenance ou les réparations nécessaires; dégradation imprévue des équipements critiques.

b) La probabilité que de tels événements techniques/réglementaires/d'urgence se produisent n'est pas aussi faible que l'indique la décision d'ouvrir la procédure et de tels événements pourraient avoir une incidence tant sur le coût d'exploitation des unités LTO que sur leur disponibilité. Engie a mentionné ce qui suit à cet égard:

— un accident tel que celui de Tchernobyl ou de Fukushima ne peut être exclu, malgré la rigueur de la réglementation actuelle en matière de sûreté nucléaire,

— l'inclusion du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital dans l'accord s'est fondée sur l'expérience et l'historique d'Electrabel concernant l'exploitation du parc nucléaire belge: entre 2012 et 2022, 11 événements majeurs entraînant une indisponibilité imprévue se sont produits pour des raisons techniques affectant les sept unités nucléaires belges,

— il existe plusieurs exemples récents d'indisponibilités prolongées d'autres parcs nucléaires dans le monde (par exemple, Ringhals 4, Suède, en 2022, Civaux 1, France, en 2021, et Taishan 1, Chine, en 2021).

([122]) Engie a été confrontée à une telle situation en 2018, lorsque plusieurs unités se sont trouvées indisponibles simultanément, en laissant l'entreprise avec seulement 52 % de sa capacité nominale en moyenne. Engie avait dû racheter ses couvertures à terme dans un contexte où les prix belges avaient considérablement augmenté et où les capacités d'interconnexion étaient saturées, et elle avait terminé l'année avec une perte d'EBITDA de [0-0,5] milliard d'EUR pour ses activités nucléaires (contre un bénéfice de [0-0,5] milliard d'EUR l'année précédente).

([123]) Directive 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires (JO L 219 du 25.7.2014, p. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Tous les événements entraînant des coûts inférieurs à un seuil de 5 millions d'EUR ne sont pas considérés comme des «événements de réouverture» et ne font donc pas l'objet d'une indemnisation par la contrepartie à l'accord de rémunération.

(306) Engie a fait valoir que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital n'était pas une aide illimitée (contrairement à ce que la Commission a laissé entendre dans sa décision d'ouvrir la procédure), compte tenu des droits de résiliation de la contrepartie à l'accord de rémunération prévus dans ledit accord, qui permettraient de limiter son exposition.

(307) Engie a indiqué que la prolongation des prêts liés au coût de la période d'arrêt afin de couvrir la partie des coûts à supporter au-delà de la date de redémarrage avait été accordée par principe par l'État belge à la suite de l'avancement (de 2026 à 2025), à sa demande, de la date de redémarrage de l'exploitation à long terme, ce qui implique que les travaux liés à l'exploitation à long terme doivent être entrepris pendant que les unités sont en service, ce qui entraînera une baisse des revenus pendant les trois premières années d'exploitation. Cette prolongation a été accordée conformément au principe essentiel convenu entre Engie et l'État belge selon lequel les actionnaires sont exposés à tous les coûts liés à la prolongation de l'exploitation à long terme, tandis que BE-NUC finance les coûts d'exploitation et de maintenance au moyen de ses propres revenus.

(308) En ce qui concerne la proportionnalité des mécanismes financiers prévus par le projet d'exploitation à long terme, Engie a fait valoir que ces mécanismes ne protégeaient pas BE-NUC contre les éventuels risques opérationnels, comme le laisse entendre la Commission dans sa décision d'ouvrir la procédure. BE-NUC est partiellement exposée, entre autres, au risque lié à la disponibilité pendant toute la durée de la prolongation de la durée de vie des unités LTO, ainsi qu'aux dépassements de coûts d'exploitation après la date d'ajustement, ce qui peut l'empêcher de générer des liquidités et avoir une incidence négative sur son taux de rendement. Ces coûts concernent, notamment, l'augmentation des coûts de personnel (programmes de fidélisation et coûts de recrutement/formation supplémentaires pour la poursuite des opérations), les coûts d'exploitation et de maintenance [augmentations du prix des matériaux, pénuries dans la chaîne d'approvisionnement des pièces de rechange et des composants essentiels, exigences de l'ANFC (toutes les modifications du projet sont soumises, avant d'être approuvées, à un examen approfondi de l'AFCN, qui peut les contester), pannes majeures imprévues des équipements avant le redémarrage, etc.] et les coûts de combustible (les contrats sont en partie liés à l'évolution du marché).

(309) En outre, Engie a soutenu qu'Electrabel, en tant qu'exploitant des unités LTO, était fortement incitée à maximiser la disponibilité des unités LTO dans des conditions de fonctionnement normales afin d'éviter de payer des dommages-intérêts si la disponibilité tombe en dessous de [90-100] % au cours d'une année contractuelle.

(310) Engie a présenté une simulation illustrant l'impact sur la rentabilité de l'exploitation à long terme d'événements qui ne seraient pas couverts par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital: i) les événements réduisant la disponibilité pendant la phase d'exploitation, à titre d'illustration (augmentation du taux d'indisponibilité fortuite) et ii) l'augmentation de certains coûts d'exploitation après la date d'ajustement en raison de coûts imprévus, ou combinaison des deux événements. Le tableau 16 montre que ces événements pourraient avoir un effet négatif significatif sur le TRI de BE-NUC.

Tableau 16

Incidence sur la rentabilité de l'exploitation à long terme (100 %) des événements non couverts par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital

	Scénario de base (pas de réduction de la disponibilité)	TIF +5 %	TIF +10 %
Scénario de base (pas de dépassement des coûts d'exploitation)		TRI = [5-10] % VAN = moins [100-300] millions d'EUR	TRI = [0-5] % VAN = moins [200-400] millions d'EUR
OPEX +5 %	TRI = [5-10] % VAN = moins [0-200] millions d'EUR	TRI = [5-10] % VAN = moins [100-300] millions d'EUR	TRI = [0-5] % VAN = moins [200-400] millions d'EUR
OPEX +10 %	TRI = [5-10] % VAN = moins [0-200] millions d'EUR	TRI = [0-5] % VAN = moins [100-300] millions d'EUR	TRI = [0-5] % VAN = moins [200-400] millions d'EUR

Source: réponse d'Engie à la décision d'ouvrir la procédure.

(311) Engie a également soutenu que le taux d'intérêt des prêts liés au coût de la période d'arrêt était proportionné et approprié, comme le démontre une analyse indépendante ([124]). Elle a ajouté que les prêts liés au coût de la période d'arrêt devaient être remboursés, pour autant que BE-NUC génère suffisamment de liquidités, en étant majorés des intérêts, à la fin de la période d'exploitation à long terme.

5.2.4. *Position d'Engie sur les conditions de la facilité de financement du fonds de roulement et des prêts d'actionnaires*

(312) Engie a précisé que le taux d'intérêt des prêts d'actionnaires et de la facilité de financement du fonds de roulement sera un taux de pleine concurrence déterminé par le conseil d'administration de BE-NUC, sur la base des taux du marché en vigueur et de tout financement par emprunt comparable auprès de tiers qui pourrait être disponible au moment pertinent.

(313) Engie a également précisé qu'elle avait dressé une liste de conditions décrivant la méthode suivie pour fixer les taux d'intérêt. Elle a expliqué que cette méthode était conforme à ses politiques en matière de prix de transfert et respectait le principe BEPS de l'OCDE, garantissant ainsi que le taux d'intérêt est fixé à un niveau conforme au principe de pleine concurrence (voir considérant 63).

(314) Engie a donc conclu que le taux d'intérêt de la facilité de financement du fonds de roulement et des prêts d'actionnaires était proportionné.

5.2.5. *Position d'Engie concernant l'ASGE*

(315) Tout d'abord, Engie a souligné que l'entité du groupe Engie («GEMS») qui pourrait être sélectionnée comme partenaire de l'ASGE à l'issue de la procédure d'appel d'offres, ou à titre de solution de repli temporaire, sera totalement indépendante de l'unité commerciale «Nucléaire». Engie a précisé que, depuis janvier 2024, les procédures d'appel d'offres appropriées, d'une part, et des pare-feu au sein du groupe Engie, d'autre part, ont été mis en place afin d'éviter toute implication d'Electrabel dans la sélection du partenaire de l'ASGE.

(316) Deuxièmement, Engie a indiqué qu'il n'y avait aucun risque de verrouillage du marché résultant de la sélection potentielle de GEMS dans le cadre de l'appel d'offres relatif à l'ASGE. Engie a soutenu que GEMS agirait en tant que partie dans le cadre d'un mandat précis spécifiant la stratégie de la SED (à laquelle elle ne peut déroger), rémunérée par une redevance, et que la propriété de l'électricité resterait acquise à BE-NUC jusqu'à sa vente. Par conséquent, étant donné que les ventes correspondantes de BE-NUC ne pourraient être imputées à GEMS/au groupe Engie, la position d'Electrabel sur le marché belge ne saurait pas être renforcée par la désignation de GEMS comme partenaire de l'ASGE.

(317) Troisièmement, la procédure d'appel d'offres visant à sélectionner le partenaire de l'ASGE est conforme aux exigences de compétitivité, de transparence, de non-discrimination et d'inconditionnalité énoncées dans la pratique de la Commission. Elle a été publiée au niveau de l'Union et précisera les critères de qualification (notamment en ce qui concerne la solidité financière et l'expérience opérationnelle du candidat). Par conséquent, si GEMS était sélectionnée à l'issue de la procédure d'appel d'offres, sa désignation en tant que partenaire de l'ASGE pourrait être considérée comme proportionnée. Engie a également fait valoir que, si la procédure d'appel d'offres n'aboutissait pas et que GEMS était désignée comme partenaire de l'ASGE à titre de solution de repli, le critère de proportionnalité serait tout de même respecté: GEMS serait rémunérée aux conditions du marché, à un prix déterminé par un expert indépendant en cas de désaccord entre les parties, de sorte que cette rémunération ne dépasserait pas ce qui est strictement nécessaire pour atteindre l'objectif de l'ASGE. En outre, Engie a expliqué que cette solution de repli ne serait que temporaire et que l'État belge relancerait immédiatement l'organisation d'un nouvel appel d'offres concurrentiel.

([124]) Mémorandum de Compass Lexecon du 22 août 2024, «*Supplementary note on MOCP and SDC Loan*», point 1.12.

5.3. Position d'Engie concernant l'accord sur les déchets

(318) Engie a indiqué que le montant total du plafond de déchets était suffisant pour couvrir tout risque supplémentaire qui n'aurait pas été pris en considération dans le calcul du montant de base. Elle a en outre observé que le plafond de déchets était fixé de manière à transférer à l'État nettement moins de risques que dans le précédent allemand validé par la Commission. En particulier, Engie a soutenu ce qui suit:

a) les déchets ne seront pas automatiquement transférés à Hedera dès le paiement du plafond de déchets. Seuls ceux qui répondent à des critères de transfert contractuels très stricts seront transférés, faute de quoi Electrabel en conservera la responsabilité. Les critères de transfert contractuels ont été convenus entre experts et sont fondés sur les meilleures pratiques actuelles. En outre, si Electrabel doit transférer des volumes supplémentaires, elle doit verser un montant supplémentaire à Hedera («redevances d'ajustement du volume»);

b) dans l'affaire allemande, des incertitudes subsistaient quant à l'emplacement des sites d'élimination des déchets, alors que dans le cas présent, l'installation d'élimination finale des déchets de catégorie A est déjà connue, ce qui réduit considérablement les incertitudes;

c) contrairement à l'affaire allemande, le montant de base du projet d'exploitation à long terme comprend déjà un niveau élevé de provision pour imprévus;

d) dans l'affaire allemande, un coefficient d'actualisation nominal de 4,58 % (déterminé par rapport aux taux de l'AEAPP) avait été utilisé. Compte tenu de la hausse significative du taux de l'AEAPP (+56 points de base), le coefficient d'actualisation nettement inférieur (-158 points de base) de 3 % (nominal) utilisé dans le projet d'exploitation à long terme semble entièrement cohérent avec le niveau actuel des taux d'intérêt. En outre, le taux réel de 1 % utilisé dans le projet d'exploitation à long terme est prudent par rapport à celui d'autres pays européens;

e) Hedera sera en mesure de générer un rendement sur investissement suffisant pour couvrir ses obligations de paiement. L'étude de gestion actif-passif (GAP) réalisée par […] pour la révision de la CPN de 2022 corrobore ce point de vue.

(319) Engie a donc conclu que le montant versé par Electrabel dans le cadre de l'accord sur les déchets couvrira de manière adéquate les incertitudes reprises par BEGOV et sera donc proportionné.

(320) En ce qui concerne les passifs de déclassement, Engie a indiqué qu'Electrabel, en tant qu'exploitant nucléaire des sept unités nucléaires belges, restera redevable de ses obligations en matière de déclassement. Engie a toutefois reconnu que la Belgique couvrira (l'augmentation des) coûts de déclassement résultant directement du projet d'exploitation à long terme, au moyen d'un paiement forfaitaire unique (intégral et final) à Electrabel.

(321) Engie a fait référence à l'avis de la CPN sur les passifs de déclassement et de démantèlement liés à l'exploitation à long terme, dans lequel la CPN concluait que l'incidence de l'exploitation à long terme sur les coûts de déclassement (en coûts à un jour) se traduisait par une augmentation des coûts de déclassement (dyssynergie) de [100-500] millions d'EUR (aux prix de 2021) ou, en valeur actualisée, de [100-500] millions d'EUR (aux prix de 2023). Engie a donc conclu que le montant du transfert des passifs de déclassement supplémentaires résultant de l'exploitation à long terme, tel qu'établi par la CPN, était proportionné.

6. OBSERVATIONS DES TIERS

(322) Outre les observations d'Engie, la Commission a reçu des observations de sept tiers au cours de la consultation publique sur la décision d'ouvrir la procédure, qui s'est poursuivie jusqu'au 9 septembre 2024.

(323) Des observations ont été reçues d'États membres, d'entreprises, d'associations et d'organisations non gouvernementales. Les observations des tiers seront également traitées dans les sections pertinentes de l'appréciation sans référence spécifique à certaines observations particulières.

(324) Une description des commentaires et observations des tiers qui sont pertinents pour l'évaluation de l'aide d'État, regroupés par thème, est fournie ci-dessous.

6.1. Observations concernant l'existence d'une aide

(325) Aucune observation n'a été reçue au sujet de l'existence d'une aide.

6.2. **Observations concernant la compatibilité de l'aide**

6.2.1. *Observations en ce qui concerne le caractère approprié et la nécessité de la mesure*

(326) La majorité des tiers partagent les préoccupations exprimées par la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure en ce qui concerne le caractère approprié et la nécessité de la mesure.

6.2.1.1 Observations générales

(327) Un tiers a exprimé son désaccord avec la Commission quant à l'existence et à la pertinence des défaillances du marché invoquées par l'État belge et a fait valoir que la technologie nucléaire n'était tout simplement pas rentable et ne devait pas bénéficier d'un soutien financier de l'État. Ce tiers a rappelé que, d'une manière générale, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, les aides au fonctionnement ne sont autorisées que dans des circonstances exceptionnelles et doivent être limitées aux technologies qui ne sont pas encore commercialisables ou qui ne sont pas encore arrivées à maturité, pour autant que certaines conditions spécifiques soient remplies. Il a exprimé son désaccord quant à la pertinence et à la nécessité de soutenir l'énergie nucléaire, qu'il considère comme une technologie mature et non rentable.

(328) Trois des sept tiers intéressés ont fait valoir que l'énergie nucléaire n'était pas une technologie appropriée pour répondre aux problèmes de sécurité d'approvisionnement, en raison de la flexibilité limitée des centrales nucléaires, qui doivent produire en continu, une modulation importante n'étant pas souhaitable.

6.2.1.2 Caractère approprié de la conception du CEC

(329) Cinq des sept répondants partagent les préoccupations de la Commission quant au caractère approprié de la conception du CEC. Leurs principales préoccupations portent sur i) la conformité avec la législation de l'UE, ii) la fixation du prix d'exercice en l'absence de procédure concurrentielle (comme pour les parcs éoliens offshore), iii) les incitations limitées à adapter la production aux conditions du marché, étant donné que (dans la conception initiale du CEC) le seuil fixé pour la réduction de la production n'est atteint qu'après six heures de prix négatifs sur les marchés de l'électricité, et iv) le choix du prix de référence.

(330) Toutefois, un tiers admet qu'il est difficile pour les exploitants nucléaires de réagir aux signaux du marché en raison des capacités de modulation limitées des centrales nucléaires. En outre, un tiers fait valoir qu'en ce qui concerne la conception du CEC, il ne devrait pas y avoir de solution universelle et que les États membres devraient avoir la possibilité d'adapter la conception du CEC en fonction de circonstances spécifiques. Par exemple, les principes de conception du CEC devraient s'appliquer différemment aux technologies nucléaires et aux sources d'énergie intermittentes, et il convient de reconnaître que les centrales nucléaires servent de capacité de base.

(331) La Commission observe qu'aucun des tiers n'a formulé d'observations concrètes sur la manière d'améliorer la conception du CEC proposée par l'État belge au moment de la décision d'ouvrir la procédure.

6.2.2. *Observations en ce qui concerne la proportionnalité de la mesure*

(332) Six répondants sur sept partagent les préoccupations exprimées par la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure en ce qui concerne la proportionnalité de la mesure.

6.2.2.1 Observations sur l'ensemble de mesures financières

(333) De manière générale, cinq des sept répondants estiment que l'ensemble de mesures de rémunération financière (y compris le CEC, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et plusieurs prêts) n'est pas proportionné. Ces tiers indiquent être d'accord avec l'évaluation préliminaire de la Commission dans la décision d'ouvrir la procédure selon laquelle l'ensemble de mesures de rémunération financière permettrait d'éliminer totalement les risques pour Engie.

(334) Une partie déclare que le gouvernement belge se trouve dans la position la plus défavorable dans cette transaction, avec une accumulation d'engagements financiers visant à inciter Engie à participer à la transaction, les risques étant finalement supportés par les contribuables belges.

(335) Une partie compare la transaction, comme l'a fait la Commission, à la précédente prolongation de la durée de vie de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en 2015, et rappelle que cette prolongation a été réalisée sans aide d'État.

(336) En ce qui concerne la rémunération et le calcul du taux de rendement interne (TRI), un tiers fait remarquer que, même si ce niveau de rendement est courant dans le secteur nucléaire, le niveau actuel du TRI ne tiendrait pas compte des nombreux éléments de réduction des risques inclus dans la transaction proposée. Sans toutefois donner d'indication concrète sur ce que serait un TRI proportionné, ce tiers estime qu'un ajustement à la baisse serait nécessaire.

(337) La Commission constate que les tiers s'accordent globalement sur la nécessité d'examiner attentivement l'ensemble de mesures de rémunération financière.

6.2.2.2 Observations concernant l'accord sur les déchets

(338) À titre de remarque générale, un tiers rappelle que l'exploitation des centrales nucléaires génère des substances extrêmement durables et dangereuses qui n'existent nulle part sur Terre à l'état naturel. ll affirme que le coût total de la production d'électricité doit inclure un plan crédible pour traiter ces substances après leur utilisation à des fins énergétiques.

(339) En ce qui concerne la gestion des déchets nucléaires, la même partie fait valoir que les dépôts géologiques profonds ne peuvent constituer un stockage sûr à durée indéterminée, car les formations géologiques qui ont été stables pendant de longues périodes de l'histoire de la Terre peuvent devenir instables à long terme, en raison du changement climatique ou du rayonnement lui-même. Par conséquent, le principe de précaution voudrait que l'on prévoie un stockage en surface ou dans des endroits aisément accessibles et un reconditionnement tous les 50 à 100 ans.

(340) En ce qui concerne les aspects économiques de l'accord sur les déchets, plusieurs tiers estiment que celui-ci est trop favorable à Engie, car les coûts liés au traitement des déchets nucléaires seraient sous-estimés.

(341) La Commission relève que la plupart des tiers n'ont pas fourni d'informations concrètes sur la partie de l'accord sur les déchets qui pose problème, les paramètres qui devraient être modifiés et la valeur raisonnable et proportionnée que devrait avoir cet accord. Un seul d'entre eux affirme que la Belgique devrait également tenir compte des coûts exposés pour trouver un site de stockage des déchets nucléaires, mais ne fournit pas davantage de précisions à ce sujet.

6.2.3. *Observation reçue concernant d'éventuelles distorsions indues de la concurrence et des échanges entre États membres*

6.2.3.1 Incidence sur les sources d'énergie renouvelables et la décarbonation

(342) Six des sept tiers font valoir que le soutien à l'énergie nucléaire n'est pas favorable au climat, malgré sa contribution à la réduction des émissions de CO_2. Ces tiers soulignent que le soutien à l'énergie nucléaire ralentit le développement des sources d'énergie renouvelables et ne contribue pas à la réalisation des objectifs climatiques. À cet égard, notamment, les arguments suivants ont été avancés:

a) un tiers s'inquiète du fait que le niveau et la forme des subventions publiques accordées aux centrales nucléaires de Doel et de Tihange pourraient réduire les incitations à développer les énergies renouvelables et, partant, retarder la décarbonation du système énergétique européen et l'électrification de l'économie. Un autre tiers souligne que, comme la production solaire et éolienne devra s'adapter à la production nucléaire, qui est rigide, elle sera désavantagée. En particulier, les sources d'énergie renouvelables sont exposées à la concurrence, tandis que les États membres absorbent les risques des exploitants nucléaires;

b) certains tiers font valoir que l'énergie nucléaire ne peut constituer une stratégie légitime pour décarboner les économies de l'Union, car elle n'est pas compétitive en termes de coûts, elle mobilise trop de ressources rares (non seulement financières, mais aussi humaines et matérielles) et elle souffre systématiquement de retards;

c) un tiers indique que, même si la technologie nucléaire peut contribuer davantage à la décarbonation que d'autres technologies, le bilan environnemental global est négatif (par exemple en raison de l'élimination des déchets nucléaires);

d) un tiers fait remarquer que l'aide d'État octroyée à Engie pourrait pénaliser une multitude d'acteurs plus modestes du futur système énergétique décentralisé. Il exhorte la Commission à examiner le climat d'investissement pour les installations solaires et éoliennes en Belgique, c'est-à-dire d'autres technologies plus rentables qui ne nécessitent pas d'aide d'État, avant d'engager des aides d'État importantes dans des centrales nucléaires. Il demande également une évaluation des besoins futurs en électricité de base.

(343) À l'inverse, un tiers conteste les arguments exposés ci-dessus et fait valoir que l'énergie nucléaire joue un rôle important dans la réalisation des objectifs climatiques et la sécurité d'approvisionnement de l'Union. Il invite la Commission à garder à l'esprit la complexité des investissements nucléaires et à laisser aux États membres une certaine marge d'appréciation pour choisir un ensemble de mesures d'aide adéquates afin de soutenir les investissements nucléaires.

6.2.3.2 Absence de procédure d'appel d'offres et ventes d'électricité nucléaire

(344) Un tiers regrette que le contrat proposé entre l'État belge, Engie et Electrabel pour la prolongation de la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3 ait été négocié sans qu'une procédure d'appel d'offres ait été organisée. Selon lui, la combinaison d'un portefeuille d'énergies renouvelables à grande échelle et d'installations de stockage par batteries aurait pu fournir un profil de production d'électricité similaire à celui de l'énergie nucléaire.

(345) En ce qui concerne la vente d'énergie nucléaire dans le cadre de l'accord actuel, un autre répondant déclare que les services de gestion de l'énergie devraient être fournis par une partie indépendante dans le cas où aucun soumissionnaire retenu ne pourrait être engagé dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres.

6.2.4. *Autres observations soulevées par des tiers*

(346) Un tiers fait valoir que l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité est contraire au principe du pollueur-payeur et au principe de précaution énoncé à l'article 191 TFUE.

(347) Plusieurs tiers fait part de leurs préoccupations concernant les questions de sécurité liées à l'exploitation de la technologie nucléaire.

a) une partie estime que des accidents majeurs dans des centrales nucléaires ne peuvent être exclus, ce qui aurait également des implications pour d'autres États membres;

b) de manière plus générale, cette même partie estime que le danger que représentent les centrales nucléaires en cas de conflit armé est récemment devenu évident, car les infrastructures nucléaires civiles ne sont, en principe, pas conçues pour faire face aux effets directs et indirects de guerres. À ce titre, les centrales nucléaires peuvent devenir des cibles potentielles et leur la destruction pourrait entraîner une contamination radioactive, ce qui représente non seulement un risque énorme pour la sécurité, mais peut également déstabiliser l'approvisionnement énergétique d'un pays;

c) une autre partie soutient que toute prolongation de la durée de vie d'une centrale nucléaire, malgré les mises à niveau et les améliorations apportées en matière de sécurité, entraînait des risques accrus d'effets négatifs liés à la qualité et à la fiabilité des composants de ces réacteurs nucléaires, qui diminuent avec le temps. Selon cette partie, le vieillissement entraîne une tendance à l'augmentation des dysfonctionnements des composants hautement pollués des réacteurs et des perturbations opérationnelles;

d) une partie rappelle que les réserves d'uranium et de thorium restent limitées et que les États membres de l'UE dépendent à près de 100 % des importations de minerais d'uranium. Cette partie réfute l'idée d'un «cycle du combustible», en faisant valoir que le retraitement du combustible usé ne peut être répété aussi souvent que possible, et affirme que le retraitement présente des risques importants en matière de sécurité, de santé, d'environnement et de prolifération.

(348) Un tiers fait part de ses préoccupations concernant la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement. Il fait notamment valoir que des questions essentielles concernant les améliorations nécessaires en matière de sûreté et la gestion du vieillissement n'auraient pas été prises en considération lors de la consultation publique. Il déclare avoir présenté une position détaillée sur la question, qui n'a pas été prise en considération.

(349) Enfin, un tiers rappelle que, bien que l'un des arguments avancés par la Belgique pour entreprendre le projet d'exploitation à long terme soit la réduction de sa dépendance vis-à-vis de la Russie pour le gaz naturel, l'industrie nucléaire européenne reste fortement dépendante de la Russie pour son combustible nucléaire, car celle-ci joue un rôle clé tant dans la production que dans le retraitement de l'uranium. Selon ce répondant, il serait plus facile de trouver d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel que d'évincer la Russie du rôle qu'elle joue actuellement dans l'industrie nucléaire européenne.

7. RÉPONSE DE LA BELGIQUE AUX OBSERVATIONS DES TIERS

(350) Le 30 octobre 2024, les autorités belges ont répondu aux observations présentées par des tiers.

(351) De manière générale, l'État belge a accueilli favorablement les avis exprimés, mais a estimé que plusieurs points soulevés étaient de nature purement politique, restaient vagues ou reposaient sur une compréhension erronée du projet d'exploitation à long terme.

(352) La Belgique a également expliqué qu'elle avait déjà répondu à la plupart des questions soulevées dans ses précédentes observations et dans sa réponse à la décision d'ouvrir la procédure. Les principaux arguments avancés par la Belgique en réponse aux préoccupations émises par des tiers seront exposés ci-après. En particulier, les réponses aux observations directement pertinentes pour l'appréciation de l'existence d'une aide d'État seront mises en évidence.

(353) En ce qui concerne la critique formulée par certains tiers selon laquelle d'autres mécanismes de financement ou d'autres technologies de production auraient dû être envisagés (tels qu'une procédure d'appel d'offres ouverte à d'autres producteurs d'énergie pour le profil de production d'électricité, l'utilisation du mécanisme de capacité belge et les investissements dans les énergies renouvelables à grande échelle et le stockage par batterie), la Belgique a fourni les réponses suivantes:

a) la Belgique fait référence aux coûts d'investissement importants liés aux projets nucléaires et à l'existence de défaillances supplémentaires du marché par rapport à d'autres technologies (voir considérant 39), ce qui rend impossible le financement du projet d'exploitation à long terme au moyen du mécanisme de capacité belge. En outre, la Belgique fait valoir qu'un mécanisme d'enchères, tel que les enchères du mécanisme de capacité belge, n'est pas un outil adéquat pour financer la production d'électricité nucléaire, de sorte que les unités LTO nécessitent un dispositif de soutien spécifique;

b) la Belgique rappelle que, conformément à l'article 194, paragraphe 2, du TFUE, les États membres ont la liberté de définir leur politique énergétique, y compris la possibilité d'intégrer l'énergie nucléaire dans leur bouquet énergétique, et qu'une combinaison diversifiée de méthodes de production d'énergie est essentielle pour maintenir un réseau électrique fiable et équilibré. La Belgique a décidé en 2022 que les capacités nucléaires concernées devraient faire partie du bouquet énergétique belge pendant 10 années supplémentaires, et cette décision relative au bouquet énergétique ne peut dépendre du résultat d'une enchère;

c) en outre, la Belgique souligne que seule Electrabel peut raisonnablement exploiter les unités LTO, en tant que propriétaire actuel (majoritaire) de celles-ci et seul exploitant de centrales nucléaires en Belgique. Elle rappelle que l'accès à la capacité de production nucléaire nécessite un savoir-faire particulier, notamment spécifique au pays, qui n'est pas accessible à tous les acteurs du marché, et qu'un appel d'offres n'aurait pas donné, dans le cas présent, de résultats significatifs, car aucun autre exploitant qu'Electrabel n'aurait pu être sélectionné.

(354) En ce qui concerne les observations de tiers sur l'ensemble des différentes mesures (soutien financier, accord sur les déchets) visant à soutenir le projet d'exploitation à long terme, qui seraient selon eux excessives, non conformes aux incitations du marché et disproportionnées, la Belgique fait valoir que les accords prévoient divers mécanismes qui encourageront BE-NUC à répondre autant que possible aux signaux du marché, dans les limites techniques des centrales. En particulier:

a) en ce qui concerne le CEC, la Belgique rappelle que la conception de ce contrat était déterminée par les contraintes techniques, réglementaires et économiques des unités LTO. Le CEC comporte un mécanisme de partage des pertes/gains, avec un TRI compris entre 6 % et 8 %, qui incite BE-NUC à: i) optimiser sa structure de coûts avant de fixer et de réviser le prix d'exercice; ii) maximiser la production des centrales lorsque des prix élevés sont attendus et que le système électrique est proche de la pénurie (par exemple en hiver); iii) réduire les bénéfices exceptionnels potentiels; iv) déclencher des modulations en cas de périodes prolongées de prix négatifs; et v) veiller à ce que les indisponibilités prévues pour les opérations à long terme, la maintenance et le ravitaillement en combustible soient programmées pendant l'été, lorsque les prix ont tendance à être les plus bas;

b) en ce qui concerne la combinaison de plusieurs sous-mesures financières en plus du CEC, la Belgique fait valoir que ces mesures sont limitées au minimum nécessaire et couvrent chacune des risques spécifiques liés au projet d'exploitation à long terme (et sont donc complémentaires). La Belgique rappelle que: i) le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et les prêts liés au coût de la période d'arrêt sont essentiels pour garantir que BE-NUC génère des flux de liquidités suffisants pour rémunérer l'opérateur et maintenir la viabilité opérationnelle à long terme; et ii) la structure d'entreprise commune, les prêts d'actionnaires et la facilité de financement du fonds de roulement sont conçus pour offrir des conditions identiques à l'État belge et à Electrabel en leur qualité d'actionnaires et seront convenus aux conditions du marché;

c) la Belgique indique que le projet d'exploitation à long terme n'est pas contraire au principe du pollueur-payeur et au principe de précaution et rappelle que des projets nucléaires similaires en Allemagne et au Royaume-Uni, tant en ce qui concerne les mécanismes de financement que le système de plafond de déchets, ont déjà été jugés conformes au principe du pollueur-payeur et au principe de précaution et avaient donc été approuvés par la Commission;

d) en ce qui concerne l'accord sur les déchets, la Belgique fait valoir que les passifs liés aux déchets nucléaires concernés seraient transférés à l'État belge au moyen d'un paiement forfaitaire de 15 milliards d'EUR, dont le montant a été déterminé sur la base d'une méthode solide et de l'avis d'experts. La Belgique souligne également que la responsabilité ultime de la gestion sûre du combustible usé et des déchets nucléaires radioactifs incombe aux États membres et qu'il s'agit d'un principe fondamental, inscrit à l'article 4, paragraphe 1, de la directive 2011/70/Euratom du Conseil ([125]).

(355) En ce qui concerne les observations de tiers relatives à l'entrave au développement des énergies renouvelables, la Belgique fait valoir que la demande en électricité va continuer d'augmenter et créer ainsi des opportunités pour tous les types de production d'électricité. Elle insiste également sur son intention de développer et de soutenir la poursuite du développement du secteur des énergies renouvelables.

(356) En ce qui concerne les observations de tiers sur l'évaluation des incidences sur l'environnement, la Belgique soutient qu'une évaluation des incidences du projet d'exploitation à long terme sur l'environnement a été réalisée à l'initiative du SPF Économie et qu'elle a été organisée en totale conformité avec la législation belge et la convention d'Aarhus ([126]). En outre, la Belgique souligne que les autorités belges et Engie ont respecté toutes les règles en matière de marchés publics.

(357) En ce qui concerne les préoccupations des tiers relatives à la vente d'électricité produite à partir de l'énergie nucléaire, la Belgique souligne que des garanties spécifiques ont été mises en place afin de donner des garanties supplémentaires concernant le partenaire de l'ASGE. La Belgique insiste sur le fait qu'Engie sera exclue de la procédure de sélection et de décision et que des mesures suffisantes seront prises afin d'éviter les conflits d'intérêts lorsque GEMS participera à l'appel d'offres relatif à l'ASGE.

(358) En ce qui concerne la remarque relative à la dépendance continue vis-à-vis de la Russie, la Belgique fait valoir que les contrats d'approvisionnement de Synatom négociés ou en cours de négociation sous la supervision de l'Agence d'approvisionnement d'Euratom excluent explicitement les fournisseurs d'uranium naturel et de services de conversion provenant de Russie.

8. APPRÉCIATION DE LA MESURE

8.1. Existence d'une aide d'État

(359) En vertu de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre les États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions.

(360) Une mesure constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE si elle remplit quatre conditions cumulatives. Premièrement, la mesure d'aide doit être financée par l'État ou au moyen de ressources d'État. Deuxièmement, la mesure doit accorder un avantage à un bénéficiaire. Troisièmement, la mesure doit favoriser certaines entreprises ou activités économiques (c.-à-d. qu'il doit y avoir un certain degré de sélectivité). Quatrièmement, la mesure doit être susceptible d'avoir une incidence négative sur les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence sur le marché intérieur.

([125]) Directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (JO L 199 du 2.8.2011, p. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Convention de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies (UNECE) sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement, généralement appelée «convention d'Aarhus». La convention d'Aarhus est un accord multilatéral sur l'environnement qui vise à accroître et à rendre plus transparentes les possibilités pour les citoyens d'accéder à l'information en matière d'environnement et à garantir une procédure de réglementation fiable.

(361) À la section 4.1.1 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission explique que les trois composantes de la mesure notifiée ont été planifiées ensemble et sont indissociables les unes des autres. En vertu du point 81 de la communication de la Commission sur la notion d'«aide d'État», des mesures différentes peuvent être considérées comme une «seule intervention». Tel peut notamment être le cas lorsque des interventions consécutives présentent, au regard notamment de leur chronologie, de leur finalité et de la situation de l'entreprise au moment de ces interventions, des liens tellement étroits entre elles qu'il est impossible de les dissocier ([127]). À titre d'exemple, une série d'interventions de l'État en faveur d'une même entreprise qui se succèdent dans un laps de temps relativement court, qui sont liées ou qui étaient toutes prévues ou prévisibles au moment de la première intervention peuvent être appréciées comme une seule intervention ([128]).

(362) La Commission explique aux considérants 204 et 208 de la décision d'ouvrir la procédure que les trois composantes de la mesure, y compris toutes leurs sous-composantes, visent ensemble à prolonger la durée de vie des unités LTO, puisqu'elles ont été planifiées conjointement, ont le même objectif et sont établies par le même accord, à savoir l'accord de mise en œuvre du 13 décembre 2023 (voir considérant 24), le même acte législatif, à savoir la loi Phœnix portant la garantie de la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'énergie et la réforme du secteur de l'énergie nucléaire (voir section 3.5.2), et sont toutes accordées par la même autorité d'octroi, à savoir l'État belge. En outre, la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires, et donc le projet d'exploitation à long terme, ont été initiés par le gouvernement belge et la participation d'Engie et d'Electrabel à l'accord était subordonnée à l'obtention d'un niveau de rémunération approprié, d'une garantie contre les changements juridiques concernant la production d'électricité à partir de sources nucléaires et d'une réduction supplémentaire des risques liés au coût des déchets nucléaires (voir considérant 23). Par conséquent, les trois composantes de la mesure notifiée, y compris leurs sous-composantes, sont étroitement liées et il aurait été impossible de les séparer, car elles constituent ensemble une condition nécessaire à la participation d'Engie et d'Electrabel au projet d'exploitation à long terme.

(363) Compte tenu de ce qui précède, la Commission a estimé que les trois composantes devaient être examinées ensemble comme une seule et même intervention. Les trois composantes sont interdépendantes et ont des effets sur la performance du projet d'exploitation à long terme qui se renforcent mutuellement. La Commission a également conclu à titre préliminaire, pour les trois composantes de la mesure considérées ensemble, que l'intervention entraînerait une aide d'État étant donné qu'elle a été accordée par l'État belge au moyen de ressources d'État, qu'elle confèrerait un avantage économique sélectif et qu'elle est susceptible d'avoir une incidence négative sur les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence sur le marché intérieur.

(364) La Commission n'a trouvé aucun motif de modifier son appréciation à ces égards pendant la procédure d'enquête formelle. Étant donné que les trois composantes de la mesure ont été planifiées conjointement, ont le même objectif, sont établies par le même accord et la même loi, sont accordées par la même autorité d'octroi et étaient toutes trois nécessaires pour convaincre Engie et Electrabel de participer au projet d'exploitation à long terme, la Commission considère qu'elles font partie d'une seule et même intervention et doivent être examinées conjointement en tant que telle.

8.1.1. *Imputabilité et présence de ressources d'État*

(365) Pour que des mesures soient qualifiées d'aides au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, elles doivent être accordées directement ou indirectement au moyen de ressources d'État.

(366) Comme expliqué au considérant 213 de la décision d'ouvrir la procédure, la combinaison de sous-mesures du projet d'exploitation à long terme décrite à la section 3 de la présente décision a été décidée par l'État belge (en accord avec Engie) au moment de la signature de l'accord de mise en œuvre, le 13 décembre 2023. En outre, le projet d'exploitation à long terme implique la création d'une entité partiellement détenue par l'État (BE-NUC) et l'autorité d'octroi est l'État belge.

([127]) Arrêt du 19 mars 2013, Bouygues et Bouygues Télécom/Commission e.a., affaires jointes C-399/10 P et C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, point 104; du 13 septembre 2010, Grèce e.a./Commission, affaires jointes T-415/05, T-416/05 et T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, point 177; et du 15 septembre 1998, BP Chemicals/Commission, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, points 170 et 171.

([128]) Arrêt du 15 décembre 2021, Oltchim SA/Commission, T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, points 93 à 197.

(367) Comme expliqué au considérant 214 de la décision d'ouvrir la procédure, le projet d'exploitation à long terme comprend un certain nombre de sous-mesures impliquant un transfert de ressources d'État au profit de BE-NUC, l'entreprise commune nouvellement créée et détenue par l'État belge et Electrabel. En particulier, un CEC garanti par l'État, qui permet à l'entreprise commune de percevoir une rémunération complémentaire en cas de baisse des revenus d'exploitation due aux prix du marché, expose l'État à un transfert de ressources publiques au profit de l'entreprise commune.

(368) Sur la base des raisons exposées ci-dessus, la Commission conclut que la mesure est accordée au moyen de ressources d'État et est imputable à l'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

8.1.2. *Avantage économique sélectif*

(369) Une mesure est jugée sélective dès lors qu'elle favorise uniquement certaines entreprises ou certaines productions. La Commission réitère que la présente mesure, y compris ses différentes sous-composantes, appréciées tant ensemble que séparément, confère un avantage sélectif au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

(370) Comme expliqué au considérant 217 de la décision d'ouvrir la procédure, le projet d'exploitation à long terme, y compris les trois composantes de la mesure notifiée, vise à prolonger la durée de vie de deux réacteurs nucléaires afin de fournir de l'électricité sur le marché de l'énergie et de contribuer ainsi à la sécurité d'approvisionnement. La mesure conférera aux principaux bénéficiaires, Electrabel et Luminus, ainsi qu'à BE-NUC, un avantage spécifique: i) qui n'est pas accordé à d'autres opérateurs énergétiques se trouvant dans des situations juridiques et factuelles analogues, compte tenu de l'objectif et des effets de la mesure (fournir un financement et des revenus stables afin de prolonger la durée de vie de deux réacteurs nucléaires et de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Belgique); et ii) qu'ils n'auraient pas obtenu dans des conditions normales de marché et sans un accord spécifique concernant les différentes composantes de la mesure. Cet avantage est sélectif dans la mesure où il favorise les propriétaires et l'exploitant des unités LTO, qui se trouvent dans une situation factuelle et juridique comparable à celle d'autres fournisseurs de capacité de production qui n'ont pas la possibilité d'exploiter des centrales nucléaires en Belgique, mais qui peuvent également contribuer à la sécurité de l'approvisionnement (tels que les centrales à gaz, les opérateurs chargés de répondre à la demande et les fournisseurs de stockage).

(371) En outre, comme expliqué au considérant 218 de la décision d'ouvrir la procédure, bon nombre des différentes sous-mesures qui font partie du projet d'exploitation à long terme confèrent un avantage économique sélectif à Electrabel et/ou Luminus (et aux sociétés contributrices, le cas échéant). Par exemple, l'accord de rémunération inclus dans la composante 1 comprend un CEC bidirectionnel, qui établit un flux de revenus fixe pour la production d'électricité à partir de sources nucléaires, en protégeant ainsi les propriétaires des centrales contre les risques du marché. L'État belge accorde également un prêt d'actionnaire, des prêts liés au coût de la période d'arrêt et un paiement minimal des charges d'exploitation et le paiement de charges de capital pour couvrir les coûts de démarrage des unités LTO et leur éventuelle absence de rentabilité. Ces prêts et accords ne sont pas accessibles à d'autres concurrents et confèrent donc un avantage économique sélectif à Electrabel, en tant qu'actionnaire de BE-NUC, et à Luminus. La composante 3 offre une protection contre une récupération des coûts à Engie et Luminus en cas de changement législatif ou stratégique, en réduisant ainsi le risque d'investissement et en le transférant à l'État et en conférant un avantage économique qui n'aurait pas pu être obtenu dans les conditions normales du marché et qui n'est pas accessible aux autres opérateurs du marché.

(372) La Belgique indique que la procédure d'appel d'offres relatif à l'ASGE sera menée conformément à la loi belge du 17 juin 2016 relative aux marchés publics et à l'arrêté royal du 18 juin 2017 relatif à la passation des marchés publics dans les secteurs des services publics. Le partenaire de l'ASGE sera sélectionné dans le cadre d'un appel d'offres ouvert, transparent, non discriminatoire et inconditionnel. La procédure d'appel d'offres concurrentielle relative à l'ASGE, qui utilise et respecte les procédures prévues dans les directives sur les marchés publics, garantit que la transaction, en l'occurrence l'achat de services de gestion de l'énergie, est conforme aux conditions du marché et exclut tout avantage accordé au gestionnaire de l'énergie. Le projet d'exploitation à long terme ne confère donc pas d'avantage sélectif au partenaire de l'ASGE.

(373) Sur la base des raisons exposées ci-dessus, la Commission conclut que le projet d'exploitation à long terme confère un avantage économique sélectif aux bénéficiaires de la mesure.

8.1.3. *Menace de distorsions indues de la concurrence et effets sur les échanges*

(374) Comme la Commission l'a souligné au considérant 221 de la décision d'ouvrir la procédure, le marché de l'électricité a été libéralisé et les producteurs d'électricité participent à des échanges entre États membres, de sorte qu'un avantage accordé aux producteurs d'énergie nucléaire est susceptible de fausser la concurrence et d'affecter les échanges entre États membres. L'électricité produite à partir de sources nucléaires est généralement vendue sur le marché intérieur de l'électricité, où elle entre en concurrence avec toutes les sources d'électricité, y compris celles d'autres États membres. En outre, le marché belge de l'électricité est fortement interconnecté dans la région de calcul de la capacité dénommée «CORE».

(375) Par conséquent, la Commission réitère sa position selon laquelle l'avantage accordé aux bénéficiaires par le biais du projet d'exploitation à long terme menace de fausser la concurrence et d'affecter les échanges entre États membres.

8.1.4. *Conclusion sur l'existence d'une aide*

(376) La Commission conclut que les composantes 1, 2 et 3 de la mesure notifiée (collectivement dénommées «projet d'exploitation à long terme»), en tant que mesures distinctes relevant d'une seule et même intervention de l'État, constituent une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

8.2. **Légalité de l'aide**

(377) Comme la Commission l'a souligné au considérant 224 de la décision d'ouvrir la procédure, les mesures lui ont été notifiées le 21 juin 2024 et n'ont pas été mises en œuvre à ce jour. La Belgique a confirmé que des travaux concrets, autres que les travaux préparatoires qui font partie des activités de développement dans le cadre de l'ADC++, ne seraient pas réalisés avant la clôture de la transaction. La clôture de la transaction et la mise en œuvre de la mesure sont subordonnées à l'approbation de la mesure par la Commission, car l'approbation de l'aide d'État est une condition préalable à l'application de l'accord de mise en œuvre.

(378) Les autorités belges ont donc satisfait aux obligations de notification et de suspension prévues à l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

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

(379) Étant donné qu'il a été constaté que la mesure comporte une aide d'État, la Commission a également examiné si elle pouvait être considérée comme compatible avec le marché intérieur.

8.3.1. *Base juridique de l'appréciation*

(380) La Commission a apprécié la mesure notifiée à la lumière de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE, qui 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.

8.3.2. *Condition positive: développement d'une activité économique*

8.3.2.1 *Contribution au développement d'une activité économique*

(381) 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 avec le marché intérieur. Par conséquent, pour que l'aide soit compatible au titre de cette disposition du traité, elle doit contribuer au développement de certaines activités économiques ([129]).

(382) Une intervention de l'État peut être nécessaire pour faciliter ou encourager le développement de certaines activités économiques qui, en l'absence d'aide, ne se seraient pas développées du tout ou ne se seraient pas développées au même rythme ou dans les mêmes conditions.

([129]) Arrêt du 22 septembre 2022, Autriche/Commission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, points 20 et 24.

(383) La Belgique soutient que les trois composantes de la mesure réduisent les principaux facteurs de risque liés aux investissements dans des actifs de production d'électricité nucléaire. Comme expliqué à la section 3.1 de la présente décision et à la section 2.3 de la décision d'ouvrir la procédure, l'objectif de la mesure notifiée est de permettre l'investissement dans deux réacteurs nucléaires existants afin d'assurer leur fonctionnement pendant une période prolongée de 10 ans (en particulier au moyen de la composante 1 de la mesure; voir section 3.3.1), en contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement en Belgique et en garantissant le financement à long terme de la gestion des déchets nucléaires et du combustible nucléaire usé (en particulier au moyen de la composante 2 de la mesure; voir section 3.3.2). La Belgique soutient par ailleurs que les protections juridiques (apportées au moyen de la composante 3 de la mesure; voir section 3.3.3) sont nécessaires pour faire avancer le projet d'exploitation à long terme en réduisant certains risques considérés comme échappant au contrôle de l'investisseur.

(384) La Commission rappelle que la Cour de justice a reconnu le développement de nouvelles capacités nucléaires comme une activité économique au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE ([130]) et a établi que l'article 107 TFUE pouvait s'appliquer aux investissements dans la production d'énergie nucléaire ([131]). Étant donné que le projet d'exploitation à long terme contribue au développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie nucléaire en Belgique, il contribue au développement d'une activité économique en Belgique.

(385) Par conséquent, la Commission considère que la mesure facilite le développement de certaines activités économiques comme l'exige l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

8.3.2.2 Effet incitatif

(386) Une aide ne peut être considérée comme facilitant une activité économique que si elle a un effet incitatif. Une aide a un effet incitatif si elle incite le bénéficiaire à modifier son comportement de manière qu'il développe l'activité économique visée par l'aide et que ce changement de comportement ne se produirait pas en l'absence d'aide.

(387) Comme expliqué aux considérants 5 et 6 de la décision d'ouvrir la procédure et aux considérants 19 et 23 de la présente décision, la Belgique a précisé qu'en l'absence d'aide, Engie ne disposerait pas des incitations nécessaires pour continuer à investir dans le développement de capacités de production d'électricité nucléaire, d'autant plus qu'avant la décision du gouvernement belge concernant le projet d'exploitation à long terme en mars 2022, la Belgique prévoyait de sortir entièrement de l'énergie nucléaire (voir section 2.2). En outre, la Belgique a expliqué qu'il existait d'importantes défaillances du marché liées aux investissements dans les ressources de production d'énergie en général et dans la production d'énergie nucléaire en particulier (voir section 3.1). Les investissements dans l'énergie nucléaire sans soutien de l'État ont peu de chances d'être rentables, en raison de l'incertitude qui règne sur le marché de l'électricité, en particulier dans le cas d'une prolongation de la durée de vie pour une période limitée à 10 ans.

(388) Comme expliqué au considérant 19 de la présente décision et au considérant 5 de la décision d'ouvrir la procédure, Engie avait déjà annoncé son intention de se retirer du secteur nucléaire en Belgique et avait adapté sa communication et sa stratégie en conséquence. En réponse à la consultation publique relative à la décision d'ouvrir la procédure, Engie a confirmé qu'il ne faisait aucun doute qu'Electrabel n'aurait pas poursuivi l'exploitation des unités LTO en l'absence du projet d'exploitation à long terme, y compris de ses trois composantes (voir section 5.1.2).

(389) La Belgique fait également valoir que les activités de développement entreprises à la suite de la conclusion de l'ADC+ + avant la clôture de la transaction l'opération ne sont que des travaux préparatoires et des études de faisabilité et qu'aucuns travaux concrets ne seront entrepris avant la clôture formelle de la transaction (voir section 3.3.1.1).

(390) La Commission considère que tous les éléments de la mesure ont le même objectif spécifique et sont tous nécessaires à la réalisation du projet d'exploitation à long terme.

a) Les mécanismes de soutien financier prévus au titre de la composante 1 de la mesure notifiée sont nécessaires pour réduire les risques liés au projet d'exploitation à long terme et couvrir ses coûts d'investissement, en incluant un bénéfice raisonnable, d'autant plus qu'en vertu de la base juridique actuelle, l'exploitant nucléaire doit à nouveau cesser ses activités nucléaires après la prolongation de 10 ans de la durée de vie de la centrale, ce qui génère un niveau d'incertitude encore plus élevé en ce qui concerne les recettes provenant de la production d'énergie nucléaire.

([130]) Ibidem, point 63.
([131]) Ibidem, point 32.

b) L'accord sur les déchets prévu dans le cadre de la composante 2 de la mesure et l'accord sur les protections juridiques en cas de modification de la législation relative à la production d'énergie nucléaire (composante 3) étaient également exigés par Engie et Electrabel avant que celles-ci n'envisagent de participer au projet d'exploitation à long terme et de se relancer dans le secteur nucléaire en Belgique.

(391) À la lumière de ce qui précède, la Commission considère que la mesure a un effet incitatif dans la mesure où elle incite les bénéficiaires à exercer une activité économique qu'ils n'exerceraient pas en son absence.

8.3.2.3 Conformité avec les dispositions pertinentes du droit de l'Union

(392) Comme expliqué dans la décision d'ouvrir la procédure, la Cour de justice a jugé, dans l'affaire Hinkley Point C ([132]), qu'«*une aide d'État qui viole des dispositions ou des principes généraux du droit de l'Union ne peut être déclarée compatible avec le marché intérieur*». En ce qui concerne spécifiquement l'énergie nucléaire, la Cour a précisé que, pour le secteur «*relevant du traité Euratom, une aide d'État en faveur d'une activité économique appartenant à ce secteur, dont l'examen révèlerait qu'elle viole des règles du droit de l'Union en matière d'environnement, ne saurait être déclarée compatible avec le marché intérieur en application de cette disposition*».

(393) La Cour de justice a par ailleurs souligné que le droit dérivé, tel que la directive 2011/92/UE, en vertu de laquelle certains projets sont soumis à une évaluation des incidences sur l'environnement, s'appliquait aux centrales nucléaires et autres réacteurs nucléaires.

(394) La Cour a également précisé que l'article 194 du TFUE relatif à la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie ne s'opposait pas aux investissements dans l'énergie nucléaire ([133]). Selon la jurisprudence ([134]), étant donné que les États membres de l'Union sont libres, en vertu du TFUE, d'inclure l'énergie nucléaire dans leur bouquet énergétique, il apparaît que les objectifs et les principes du droit de l'Union en matière d'environnement et les objectifs poursuivis par le traité Euratom ne sont pas en contradiction, de telle sorte que les principes de protection de l'environnement, de précaution, du pollueur-payeur et de durabilité ne peuvent être considérés comme s'opposant, en toutes circonstances, à ce que des aides d'État en faveur de la construction ou de l'exploitation d'une centrale nucléaire soient octroyées.

(395) Ainsi, le fait que la mesure concerne l'énergie nucléaire ne la rend pas incompatible avec le marché intérieur. La Belgique a opté pour l'énergie nucléaire afin de répondre aux préoccupations en matière de sécurité d'approvisionnement et de contribuer à la décarbonation de son bouquet énergétique (voir sections 2.3 et 2.4).

(396) Comme indiqué au considérant 240 de la décision d'ouvrir la procédure et au considérant 222 de la présente décision, la Belgique a expliqué que le développement du projet d'exploitation à long terme avait été précédé d'une procédure approfondie et ouverte d'évaluation des incidences sur l'environnement menée conformément aux exigences du droit dérivé de l'Union ([135]). En réponse à une observation formulée par un tiers à cet égard (voir considérant 348), la Belgique a répété qu'une évaluation des incidences du projet d'exploitation à long terme sur l'environnement avait été réalisée à l'initiative du SPF Économie belge et qu'elle avait été organisée en totale conformité avec la législation belge et la convention d'Aarhus (voir considérant 356). Par conséquent, la Commission ne dispose d'aucun élément indiquant que le projet d'exploitation à long terme violerait les dispositions du droit environnemental de l'Union.

(397) Le projet d'exploitation à long terme a été notifié à la Commission par les autorités belges conformément à l'article 41 du traité Euratom.

(398) Il n'est pas exclu qu'Electrabel doive réaliser des travaux de construction afin de mettre les unités LTO en conformité avec les exigences de l'autorité de sûreté. Selon la jurisprudence, «[l]*orsque la Commission fait application de la procédure en matière d'aides d'État, elle est tenue, en vertu de l'économie générale du traité, de respecter la cohérence entre les dispositions*

([132]) Arrêt du 22 septembre 2022, Autriche/Commission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, points 44 et 45.
([133]) Arrêt du 22 septembre 2022, Autriche/Commission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, points 48 et 49.
([134]) Ibidem, point 49.
([135]) Directive 2011/92/UE du Parlement européen et du Conseil du 13 décembre 2011 concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement (JO L 26 du 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

régissant les aides d'État et les dispositions spécifiques autres que celles relatives aux aides d'État et, ainsi, d'apprécier la compatibilité de l'aide en cause avec ces dispositions spécifiques. Toutefois, une telle obligation s'impose à la Commission uniquement s'agissant des modalités d'une aide à ce point indissociablement liées à l'objet de l'aide qu'il ne serait pas possible de les apprécier isolément. […] *En revanche, si la modalité en cause peut être détachée de l'objet de l'aide, la Commission n'est pas tenue d'apprécier sa conformité aux dispositions autres que celles relatives aux aides d'État dans le cadre de la procédure prévue par l'article 108 TFUE*» ([136]). Le Tribunal a confirmé dans son arrêt relatif à l'aide d'État en faveur de la centrale nucléaire Paks II que la Commission n'était pas tenue de vérifier à l'égard de toute modalité d'une aide ou tout élément relatif à une aide, en l'absence de lien indissociable, qu'il était conforme au droit de l'Union ([137]). Dans cette affaire, le Tribunal avait également observé que «[l]*a conduite d'une procédure de passation de marché public et l'éventuel recours à une autre entreprise pour la construction des réacteurs n'altéreraient ni l'objet de l'aide* […] *ni le bénéficiaire de l'aide* […]» ([138]).

(399) Comme indiqué au considérant 243 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission estime que l'appréciation de la compatibilité de la mesure notifiée pourrait être affectée par une éventuelle non-conformité avec la directive 2014/25/UE si celle-ci entraînait des distorsions supplémentaires indues de la concurrence et des échanges sur le marché de l'électricité (marché sur lequel les bénéficiaires sont actifs). La Commission relève que la directive 2014/25/UE est pertinente en ce qui concerne l'attribution directe de travaux de construction (potentiels) pour les unités LTO à des entreprises spécifiques.

(400) En l'espèce, même si Electrabel sous-traitait tout ou partie des travaux de construction (potentiels) liés au projet d'exploitation à long terme qui pourraient être soumis à la réglementation en matière de marchés publics, la Commission estime qu'il n'existe pas de «lien indissociable» entre l'aide et les aspects relatifs aux marchés publics, car il est possible de les évaluer séparément. La mesure notifiée soutient la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires indépendamment de la manière dont le ou les futurs contractants seront choisis. La mise en œuvre de l'aide notifiée ne dépend pas non plus de l'application exacte des règles en matière de marchés publics. L'exploitation des unités LTO et les conditions de commercialisation de l'électricité sont donc séparables des aspects de la rénovation des réacteurs nucléaires ayant trait aux appels d'offres. Il est donc possible pour la Commission d'apprécier la mesure sans évaluer les aspects des travaux de rénovation ayant trait aux appels d'offres, étant donné que ces aspects ne sont indissociablement liés ni à l'activité économique encouragée par l'aide ni aux modalités de celle-ci.

(401) En ce qui concerne l'ASGE, la Belgique indique qu'un appel d'offres public est en cours pour la sélection d'un partenaire de l'ASGE et que la procédure d'appel d'offres respecte les règles du droit belge en matière de marchés publics (voir section 3.3.1.5.1). Le gouvernement belge agit en tant que pouvoir adjudicateur au nom et pour le compte de BE-NUC (car BE-NUC n'est pas encore pleinement opérationnelle), mais c'est BE-NUC elle-même qui conclura l'ASGE. Compte tenu de l'activité de BE-NUC, il a été décidé d'appliquer les règles relatives aux secteurs des services publics. L'entité adjudicatrice sélectionnera les parties admissibles et les invitera à soumettre une offre, sur la base du projet d'ASGE proposé par l'entité adjudicatrice, et des négociations et offres ultérieures pourraient suivre. La Commission peut donc conclure que l'appel d'offres relatif à l'ASGE respecte les règles belges et européennes applicables en matière de marchés publics.

(402) La Belgique a confirmé que les autorités belges et Engie avaient respecté les règles applicables en matière de marchés publics en ce qui concerne la procédure d'appel d'offres relative à l'ASGE (voir considérant 143) et les règles relatives aux marchés publics en général (voir considérant 356). Pour les raisons mentionnées aux considérants 398 à 401, la Commission ne dispose d'aucun élément indiquant que le projet d'exploitation à long terme enfreint les dispositions du droit des marchés publics.

([136]) Voir arrêts du 3 décembre 2014, Castelnou Energía/Commission, T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, points 181 à 184; et du 30 novembre 2022, Autriche/Commission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, point 30.

([137]) Arrêt du 30 novembre 2022, Autriche/Commission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, point 32.

([138]) Arrêt du 30 novembre 2022, Autriche/Commission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, point 37. Le raisonnement concernant la nécessité d'un «lien indissociable» pour que la Commission apprécie la compatibilité de certaines modalités d'aide avec le droit de l'Union a été réaffirmé par la Cour dans l'arrêt Braesch. Voir arrêt du 31 janvier 2023, Commission/Braesch e.a., C-284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, points 96 à 99.

(403) Comme indiqué au considérant 245 de la décision d'ouvrir la procédure et à la section 3.3.2.1 de la présente décision, en ce qui concerne le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible nucléaire usé, l'accord est conforme aux dispositions de la directive 2011/70/Euratom. Le traité Euratom et la législation dérivée pertinente attribuent aux exploitants d'installations nucléaires la responsabilité première d'assurer la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs ainsi que son financement, conformément au principe énoncé à l'article 4, paragraphe 3, de la directive 2011/70/Euratom. Toutefois, l'État est responsable en dernier ressort de la gestion responsable et sûre des déchets radioactifs et du combustible usé et doit veiller à ce que des ressources financières suffisantes soient disponibles à cette fin. Les autorités belges ont démontré que la mesure visait à garantir le financement de la gestion du combustible usé et des déchets nucléaires, condition préalable à la gestion responsable et sûre de ces matières. Par conséquent, la Commission ne dispose d'aucun élément indiquant que la partie du projet d'exploitation à long terme relative aux déchets enfreint les dispositions de la directive 2011/70/Euratom.

(404) Étant donné que le projet à long terme bénéficie d'un soutien sous la forme d'un CEC bidirectionnel, la Commission considère que les principes énoncés à l'article 19 *quinquies*, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil ([139]), tel que modifié par le règlement (UE) 2024/1747 (ci-après le «règlement sur l'électricité»), s'appliquent à tous les CEC bidirectionnels, à compter de l'entrée en vigueur dudit règlement le 16 juillet 2024. Cela inclut les cas où un État membre, sans en avoir l'obligation en vertu du règlement sur l'électricité, décide d'introduire un CEC bidirectionnel en ce qui concerne les investissements visant à prolonger la durée de vie des installations existantes, comme dans le cas du projet d'exploitation à long terme. Dans ce contexte, les autorités belges ont apporté certaines modifications à la conception du CEC, afin d'améliorer les décisions de modulation en transférant le pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations économiques au partenaire de l'ASGE, comme expliqué à la section 3.3.1.5.2. En outre, la Belgique a intensifié le mécanisme de partage des pertes/gains (ajustement actualisé au titre des risques liés au prix du marché), afin d'aligner plus étroitement le soutien financier sur l'évolution des prix du marché (voir considérant 107). La Commission reconnaît que la taille des centrales est relativement importante par rapport à la liquidité du marché intrajournalier et du marché d'équilibrage en Belgique, que les centrales en question reposent sur une technologie nucléaire ancienne offrant une flexibilité limitée, qu'elles sont soumises à des exigences de sécurité particulièrement élevées et que la prolongation et l'introduction de modulations économiques augmentent le risque d'arrêts (voir section 2.1). Dans le même temps, la Commission reconnaît que, bien que les marchés intrajournaliers et d'équilibrage belges soient de plus en plus intégrés aux marchés voisins, ils restent relativement modestes par rapport à la taille des deux centrales. Dans ce contexte, la Commission admet que les autorités belges ont apporté certaines modifications à la conception du CEC, afin de le rapprocher des objectifs de l'article 19 *quinquies*, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité, en veillant à ce que la production des unités LTO soit modulée en fonction des signaux du marché, notamment en garantissant, dans la mesure où cela est techniquement possible, un calendrier de production et de maintenance efficace.

(405) Comme mentionné au considérant 247 de la décision d'ouvrir la procédure et au considérant 110 de la présente décision, la Belgique fait valoir que tous les produits du CEC bidirectionnel seront versés au budget général de l'État (en faisant l'objet d'une comptabilité séparée) et seront principalement utilisés pour financer les paiements à la contrepartie à l'accord de rémunération au titre du CEC pour les unités LTO. Si les produits du CEC dépassaient les montants nécessaires au financement de ses coûts, ils pourraient alors être utilisés pour financer les coûts d'un autre CEC. La Belgique s'engage à ce que, si les produits restants du CEC sont utilisés à des fins de distribution aux entreprises, cette distribution soit effectuée conformément à l'article 19 *quinquies*, paragraphe 2, points d) et e), du règlement sur l'électricité. La Belgique informera la Commission à l'avance en cas de distribution des recettes du CEC aux entreprises et, si nécessaire, notifiera cette mesure (voir considérant 110). Grâce à cet engagement, la Commission considère que la Belgique a fourni des garanties suffisantes quant au respect des principes énoncés à l'article 19 *quinquies*, paragraphe 2, points d) et e), du règlement sur l'électricité. La Belgique a également confirmé que la conception des CEC prévoit des clauses pénales en cas de résiliation indue, unilatérale et anticipée du contrat, conformément à l'article 19 *quinquies*, paragraphe 2, point f), du règlement sur l'électricité (voir considérant 110).

([139]) Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), tel que modifié par le règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (JO L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Comme également mentionné au considérant 248 de la décision d'ouvrir la procédure, en ce qui concerne la conformité de l'entreprise commune avec le règlement (CE) n° 139/2004 du Conseil ([140]), il ressort des observations présentées par l'État belge et Engie que l'entreprise commune envisagée ne peut être considérée comme pleinement opérationnelle au sens de l'article 3 dudit règlement. Il s'ensuit donc que la mesure ne doit pas être notifiée à la Commission européenne en ce qui concerne sa conformité avec ce règlement.

(407) Comme indiqué au considérant 249 de la décision d'ouvrir la procédure et à la section 3.6 de la présente décision, en ce qui concerne le financement de la mesure, les autorités belges ont expliqué que les coûts liés au projet d'exploitation à long terme étaient couverts par le budget de l'État lorsque cela était nécessaire. Les bénéfices du projet reviendraient également au budget de l'État. Aucune ressource n'est affectée à la mesure, laquelle n'enfreint donc pas les articles 30 ou 110 du TFUE.

(408) Pour les raisons exposées ci-dessus, la Commission conclut que la mesure proposée ne viole, en tant que telle, aucune disposition pertinente du droit de l'Union.

8.3.2.4 Conclusion

(409) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que le projet d'exploitation à long terme remplit la première condition (positive) de l'appréciation de la compatibilité (à savoir que l'aide facilite le développement d'une activité économique).

8.3.3. *Condition négative: l'aide ne peut pas altérer indûment les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun*

8.3.3.1 Détermination du marché affecté par l'aide

(410) Comme indiqué dans la décision d'ouvrir la procédure, le projet d'exploitation à long terme a été mis en place afin de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement en électricité sur le marché belge, tout en réduisant la dépendance de la Belgique à l'égard des combustibles fossiles (en contribuant ainsi également à la décarbonation du système énergétique belge). Parallèlement, il a été établi que le marché belge était bien interconnecté dans la région de calcul de la capacité Core (voir considérant 374).

(411) À la lumière de ce qui précède, les marchés pertinents pour ce qui est de l'appréciation des mesures en cause sont les marchés de l'électricité en Belgique et le marché de l'électricité dans la région de calcul de la capacité Core.

8.3.3.2 Détermination des effets positifs de la mesure d'aide

(412) Comme indiqué au considérant 254 de la décision d'ouvrir la procédure et dans le tableau 2 de la présente décision, la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires devrait représenter 12 % à 16 % de la production d'électricité en Belgique, ce qui permet de poursuivre la production d'électricité d'origine nucléaire et donc de maintenir la production nécessaire du côté de l'offre conformément au bouquet énergétique spécifique choisi par la Belgique. Conjointement avec la capacité acquise au moyen du mécanisme de capacité, il est nécessaire de maintenir les deux réacteurs nucléaires les plus récents sur le marché pendant encore 10 ans afin de répondre à la demande d'électricité en constante augmentation en Belgique, comme le montre la dernière évaluation de l'adéquation des ressources réalisée par le GRT belge (voir section 2.4). Le projet d'exploitation à long terme a donc des effets positifs sur le marché, puisqu'il contribuera à résoudre les difficultés d'adéquation des ressources et à garantir la sécurité de l'approvisionnement en Belgique.

(413) En outre, les investissements dans des sources d'énergie nucléaire fournissent des actifs de production fiables et à faible teneur en carbone. En garantissant la sécurité de l'approvisionnement pendant l'abandon progressif des combustibles les plus polluants et en réduisant la dépendance à l'égard du gaz naturel, la production d'énergie nucléaire, avec de faibles émissions de carbone par MWh d'électricité produite, contribue (conjointement avec le développement des énergies renouvelables) à la réalisation des objectifs nationaux et européens en matière de décarbonation.

(414) Le projet d'exploitation à long terme soutiendra aussi directement la réalisation des objectifs de REPowerEU, car il réduira la dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés (en particulier du gaz), soumis à des fluctuations de prix et à des risques géopolitiques, en renforçant donc également la sécurité énergétique (voir considérant 21).

([140]) Règlement (CE) n° 139/2004 du Conseil du 20 janvier 2004 relatif au contrôle des concentrations entre entreprises (JO L 24 du 29.1.2004, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) Compte tenu des considérations qui précèdent, la Commission conclut que le projet d'exploitation à long terme a des effets positifs sur le marché, car il renforcera la sécurité d'approvisionnement et contribuera à la décarbonation du bouquet énergétique belge. Étant donné que la région de calcul de la capacité Core est bien interconnectée, ces effets positifs profiteraient probablement aux États membres voisins qui importent de l'électricité en provenance de Belgique.

8.3.3.3 Nécessité de l'intervention de l'État

(416) Afin de déterminer si une mesure d'aide est nécessaire, la Commission doit déterminer si la mesure cible une situation dans laquelle l'aide peut apporter une amélioration significative que le marché est incapable de produire lui-même. Une aide qui apporte une amélioration de la situation financière de l'entreprise bénéficiaire sans être nécessaire à la réalisation de l'objectif visé ne saurait être considérée comme compatible avec le marché intérieur.

(417) En l'espèce, la Belgique souhaite prolonger la durée de vie de ses deux réacteurs nucléaires les plus récents afin de répondre aux problèmes de sécurité d'approvisionnement, tout en réduisant la consommation de combustibles fossiles et en contribuant ainsi à la décarbonation. La Commission doit apprécier si l'aide d'État visant à maintenir l'énergie nucléaire sur le marché est nécessaire pour atteindre ces objectifs.

(418) À la section 2.3.2 de la décision d'ouvrir la procédure et à la section 3.1 de la présente décision, la Commission explique que l'existence de défaillances du marché constitue un facteur pertinent pour apprécier la nécessité de l'aide et reconnaît certaines défaillances du marché qui nécessitent une intervention de l'État en ce qui concerne le développement de l'énergie nucléaire ([141]). Pour les investissements dans l'énergie nucléaire en particulier, la défaillance du marché résulte principalement d'un certain nombre de risques spécifiques difficiles à gérer pour les investisseurs commerciaux ([142]), tels que:

a) la complexité de la technologie nucléaire, qui entraîne une exposition à des risques techniques et de gestion de projet, ainsi qu'à des risques liés au marché et à l'investissement (en raison de l'investissement à haute intensité de capital et de la volatilité des marchés de l'énergie), qui sont traités par la composante 1 de la mesure;

b) les risques à long terme liés à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement et au démantèlement des centrales nucléaires, qui sont traités par la composante 2 de la mesure; et

c) l'exposition aux risques liés aux décisions réglementaires et politiques, qui sont traités par la composante 3 de la mesure.

(419) Selon la Belgique, chacune des trois composantes du projet d'exploitation à long terme traite de l'un des risques et défaillances du marché mentionnés au considérant 418.

(420) La Belgique fait également valoir que le mécanisme de capacité belge n'est pas un mécanisme de financement approprié pour la capacité nucléaire en Belgique, compte tenu notamment du délai court dans lequel la prolongation de la durée de vie a été décidée, des incertitudes supplémentaires et des défaillances du marché liées aux investissements dans l'énergie nucléaire par rapport à d'autres technologies, des caractéristiques spécifiques du mécanisme de capacité, qui prévoit des enchères annuelles dont l'issue est incertaine, et d'un calendrier incompatible avec celui du projet d'exploitation à long terme (voir section 3.3.4 et considérant 353). La Belgique indique par ailleurs que la mesure notifiée, y compris l'ensemble des sous-mesures, était nécessaire pour convaincre Engie d'entamer des négociations sur la prolongation de la durée de vie des unités LTO, étant donné qu'Engie avait déjà pris la décision de cesser toutes ses activités nucléaires en Belgique (voir considérant 19).

([141]) Décision de la Commission du 13 janvier 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) — Royaume-Uni — Soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point (JO L 109 du 28.4.2015, p. 44), considérants 382 à 385.

([142]) Voir, par exemple, décision de la Commission du 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) — Royaume-Uni — Soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point (JO L 109 du 28.4.2015, p. 44); décision de la Commission du 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hongrie, Développement de deux nouveaux réacteurs nucléaires de la centrale nucléaire Paks II (JO L 317 du 1.12.2017, p. 45); décision de la Commission du 17 mars 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgique, Prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 (JO C 142 du 5.5.2017, p. 1); décision de la Commission du 16 juin 2017, SA.45296 (2017/N), Allemagne, Transfert des passifs liés aux déchets radioactifs et au combustible nucléaire usé en Allemagne (JO C 254 du 4.8.2017, p. 1).

(421) La Belgique fait donc valoir que la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires a peu de chances d'aboutir sans un soutien de l'État, comportant notamment un modèle de rémunération approprié (composante 1), un accord sur le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé (composante 2) et des dispositions de protection juridique (composante 3), chacune de ces composantes remédiant à l'une des défaillances du marché susmentionnées.

(422) La nécessité de chacune des trois composantes de la mesure est évaluée (séparément) aux sections 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 et 8.3.3.3.3. L'évaluation de la nécessité combinée des composantes 1, 2 et 3, ainsi que de leurs effets cumulatifs potentiels, est présentée à la section 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Nécessité de la composante 1

(423) En ce qui concerne les risques techniques et de marché et les risques liés à la gestion de projet et à l'investissement mentionnés par la Belgique, la Commission a reconnu dans des décisions antérieures que les investissements dans de nouveaux projets d'énergie nucléaire étaient soumis à un risque important compte tenu de la combinaison de coûts d'investissement initiaux élevés, de la longueur des délais de construction et de la nécessité d'une longue période d'exploitation pour récupérer les coûts d'investissement. La Commission a également reconnu que l'absence d'instruments financiers de marché et d'autres types de contrats pour couvrir ces risques substantiels constituait une défaillance du marché propre à quelques technologies, dont l'énergie nucléaire ([143]). Toutefois, cela concernait des investissements dans de nouvelles centrales nucléaires, alors que la présente affaire porte sur des investissements dans la prolongation de la durée de vie de deux exploitants nucléaires existants. La Commission estime donc que la question de l'investissement dans la prolongation de la durée de vie des deux réacteurs nucléaires ne se serait pas posée en l'absence d'aide.

(424) Premièrement, en ce qui concerne l'observation formulée par la Commission au considérant 295 de la décision d'ouvrir la procédure, selon laquelle la prolongation de 10 ans de la durée de vie de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en 2015 a été effectuée en l'absence d'un ensemble de mesures de soutien financier ([144]), Engie a répondu à la consultation publique (voir considérant 290) que les circonstances des deux projets n'étaient pas comparables, étant donné qu'en l'espèce, i) le gouvernement belge a pris la décision relative au projet d'exploitation à long terme après qu'Engie a entamé les préparatifs en vue de son retrait du secteur nucléaire; ii) il existe des coûts supplémentaires liés au calendrier serré du projet d'exploitation à long terme actuel, qui ont également été reconnus par l'Autorité de sûreté nucléaire (AFCN); et iii) la part accrue des énergies renouvelables dans le système énergétique entraîne une plus grande volatilité des prix du marché par rapport à la situation et aux prévisions de 2015.

(425) Deuxièmement, en ce qui concerne les doutes de la Commission quant à la nécessité de disposer de cet ensemble complet de mesures de rémunération, la Belgique et Engie ont fait valoir que chaque partie de la composante 1 répondait à un objectif spécifique et que les sous-composantes étaient complémentaires. La Belgique a apporté plus de précisions sur la mise en place des mesures financières (voir également considérant 68):

a) les coûts d'exploitation et de maintenance du projet d'exploitation à long terme sont financés par les revenus d'exploitation du projet d'exploitation à long terme, un flux stable de tels revenus d'exploitation étant garanti par le CEC. Comme l'ont expliqué la Belgique et Engie, compte tenu des défaillances du marché liées à l'industrie nucléaire et de la forte volatilité du marché de l'électricité dans les années à venir, le projet d'exploitation à long terme est exposé à un risque élevé de déficit de financement, ce qui fait du CEC un instrument nécessaire pour garantir des revenus d'exploitation stables. La Commission considère qu'un CEC correctement conçu est un instrument nécessaire pour garantir un flux de revenus stable dans un environnement de marché incertain. La Commission a déjà reconnu dans la décision d'ouvrir la procédure le risque élevé d'une VAN négative pour le projet d'exploitation à long terme en l'absence d'un CEC. En outre, la Commission convient également que la prolongation de la durée de vie (de 10 ans) des unités LTO couvre une période courte par rapport à la durée moyenne des investissements dans le secteur nucléaire (d'autant plus que les unités LTO ne fonctionneront pas à 100 % de leur capacité pendant les trois premières années, en raison de la nécessité de réaliser simultanément les travaux de prolongation de l'exploitation à long terme), alors que la mise en conformité des unités LTO avec les règles de sécurité entraîne des coûts importants;

([143]) Décision de la Commission du 13 janvier 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) — Royaume-Uni — Soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point (JO L 109 du 28.4.2015, p. 44), considérants 382 et 383.

([144]) Dans cette affaire, seules des protections juridiques contre le risque de blocage politique (similaires aux protections juridiques accordées au titre de la composante 3 de la mesure actuelle) avaient été accordées.

b) le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et les prêts liés au coût de la période d'arrêt complètent le CEC afin de garantir la stabilité financière à long terme, car on ne peut exclure que d'importantes périodes d'indisponibilité imprévue se produisent au cours de la période de 10 ans. Les données fournies par Electrabel montrent en effet que la probabilité d'un tel événement n'est pas faible, mais plutôt élevée, compte tenu de son expérience avec les réacteurs nucléaires belges au cours de la période 2012-2022 (voir tableau 10). Les prêts liés au coût de la période d'arrêt visent à garantir des liquidités suffisantes pendant la phase de redémarrage du projet d'exploitation à long terme, durant laquelle des travaux importants devront encore être entrepris et que les unités LTO ne pourront pas fonctionner à pleine capacité, et leur remboursement est prévu d'ici la fin de la période de 10 ans. En revanche, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est disponible pendant toute la période de 10 ans, mais ne couvre que les situations d'indisponibilité imprévue majeure. Une facilité de financement du fonds de roulement sert de passerelle intra-annuelle vers le paiement minimal annuel des charges d'exploitation et des charges de capital. La Belgique a présenté trois scénarios illustrant l'impact de la survenue d'événements imprévus majeurs entraînant une indisponibilité. Comme le montre clairement le tableau 11, sans le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et sans les prêts liés au coût de la période d'arrêt, l'entreprise commune pourrait, dans une telle situation, dont la survenue n'est pas improbable au cours de la période de 10 ans, faire faillite;

c) la Commission reconnaît dès lors que le CEC, les prêts liés au coût de la période d'arrêt, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et la facilité de financement du fonds de roulement sont des mesures complémentaires qui sont toutes nécessaires pour garantir que BE-NUC dispose à tout moment de liquidités suffisantes pour payer ses coûts d'exploitation, de maintenance et de combustible afin de permettre une exploitation sûre et fiable des unités LTO;

d) étant donné qu'Engie était en train de limiter son exposition au nucléaire (voir considérant 19) et ne souhaitait pas investir seule les dépenses d'investissement requises, supérieures à [2-2,5] milliards d'EUR, pour le projet d'exploitation à long terme, ni supporter seule toutes les pertes potentielles dues à des indisponibilités imprévues et à des dépassements de coûts, elle a demandé un mécanisme de partage des risques à parts égales avec l'État belge avant d'accepter l'accord sur le projet d'exploitation à long terme (voir considérant 23), et a insisté sur la structure d'entreprise commune (création de BE-NUC) en plus des mécanismes de rémunération prévus dans l'accord de rémunération afin de couvrir les risques restants en matière de financement et de solvabilité. Les besoins du projet d'exploitation à long terme en dépenses d'investissement sont financés par les actionnaires de l'entreprise commune sur une base pari passu, soit par des fonds propres, soit par des prêts d'actionnaires.

— Même avec les mécanismes de rémunération financière de l'accord de rémunération mis en place, des risques importants subsistent, qu'Engie ne souhaitait pas assumer seule. Engie a fourni une simulation montrant l'incidence des événements réduisant la disponibilité et/ou de l'augmentation des coûts d'exploitation pendant la phase d'exploitation qui ne sont pas couverts par le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, qui peuvent avoir un effet négatif significatif sur la rentabilité de BE-NUC, comme le montre le tableau 16.

— Grâce à la structure d'entreprise commune, le financement des dépenses d'investissement peut se faire sans exposition à la dette, laquelle, dans le cas présent, serait très coûteuse ou difficile à obtenir, car les banques commerciales ne souhaitent pas s'exposer aux actifs nucléaires.

— L'introduction de prêts d'actionnaires en plus de l'apport en fonds propres résulte de considérations financières, car elle offre une plus grande flexibilité pour élaborer les calendriers de prélèvement et de remboursement et optimise la structure financière en ce qui concerne le revenu imposable;

e) la Commission conclut donc que la création d'une entreprise commune, dans laquelle les risques liés aux dépassements de coûts et aux indisponibilités fortuites non couverts par les autres instruments financiers sont partagés avec l'État belge, peut être considérée comme nécessaire;

f) l'ADC++ couvre les coûts liés aux activités de développement qui doivent être entreprises afin de répondre aux attentes de l'autorité de sûreté en ce qui concerne le projet d'exploitation à long terme. Compte tenu du calendrier serré du projet d'exploitation à long terme, la Commission estime qu'il était donc nécessaire de mettre en place un accord et de conclure le financement de ces activités;

g) en ce qui concerne les autres sous-mesures de la composante 1, comme déjà mentionné dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission estime que:

— l'accord d'exploitation et de maintenance permet de garantir la couverture de tous les coûts d'exploitation et de maintenance à tout moment et qu'il est donc nécessaire,

— la conclusion d'un accord sur les pratiques administratives et les ventes d'énergie est une condition préalable à l'opérationnalité pratique du projet d'exploitation à long terme, de sorte que l'accord de services administratifs et l'ASGE sont nécessaires, et

— il est courant, dans le cadre d'un accord entre deux parties, de convenir de conditions en cas de non-conclusion de la transaction et l'indemnisation des pertes liées à la couverture des coûts en cas de non-conclusion de la transaction est donc nécessaire.

(426) Troisièmement, la Commission rappelle les observations de tiers qui avaient soutenu que l'approvisionnement énergétique pouvait également être garanti par des technologies moins chères et qui avaient estimé que des subventions dans le secteur nucléaire ralentiraient les progrès accomplis en ce qui concerne d'autres technologies moins coûteuses et plus respectueuses du climat (en particulier les énergies renouvelables). La Belgique a indiqué que les États membres avaient la liberté de définir leur politique énergétique, y compris la possibilité d'intégrer l'énergie nucléaire dans leur bouquet énergétique, et qu'une combinaison diversifiée de méthodes de production d'énergie était essentielle pour maintenir un réseau électrique fiable et équilibré. Étant donné que la concentration du marché a diminué ces dernières années grâce à un accroissement de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique belge (voir considérants 34 à 37) et compte tenu des investissements récents de l'État belge dans le parc éolien offshore Princesse Élisabeth ([145]), la Commission ne voit aucune raison de conclure que le projet d'exploitation à long terme entraverait le développement des énergies renouvelables en Belgique. La nécessité d'investir à la fois dans l'énergie nucléaire et dans les énergies renouvelables est également plausible, car les énergies renouvelables présentent encore certains inconvénients, notamment au niveau de la disponibilité des sites et de la capacité de raccordement au réseau. La rémunération prévue par la conception (modifiée) du CEC incite davantage à maximiser la production pendant les heures où les prix sont élevés (dans la mesure du possible, compte tenu de la technologie ancienne utilisée dans les unités LTO). Cela réduit l'incidence concurrentielle de la mesure sur les investissements dans les énergies renouvelables fondés sur le marché, car on peut s'attendre à ce que les actifs de production d'énergie renouvelable soient utilisés particulièrement fréquemment en période de prix bas (étant donné que, pendant ces périodes, la disponibilité des ressources renouvelables est élevée, ce qui réduit les prix du marché).

(427) Enfin, en ce qui concerne l'argument de la Belgique selon lequel le déficit de financement des unités LTO ne peut pas être comblé de manière adéquate par la participation au mécanisme de capacité (voir section 3.3.4 et considérant 353), la Commission reconnaît que l'issue incertaine des enchères du mécanisme de capacité et le calendrier des enchères ne sont pas compatibles avec le plan de la Belgique de redémarrer l'exploitation à long terme en 2025. En particulier, le gouvernement belge a annoncé le projet d'exploitation à long terme en mars 2022 et a signé un accord de mise en œuvre contraignant le 13 décembre 2023 (voir section 2.3). À cette date, trois enchères du mécanisme de capacité avaient déjà eu lieu.

(428) Compte tenu du raisonnement ci-dessus, la Commission considère que toutes les sous-mesures de la composante 1 se sont avérées complémentaires et nécessaires.

8.3.3.3.2. Nécessité de la composante 2

(429) En ce qui concerne les défaillances du marché et les risques liés à l'incertitude des coûts résultant de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement, mentionnés au considérant 276 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission considère que ceux-ci sont traités par le transfert des passifs liés aux déchets radioactifs et au combustible usé, ainsi que par le transfert des passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme. L'accord sur les déchets vise à garantir une gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs, étant donné que le transfert permettra d'assurer le financement des déchets nucléaires et d'augmenter le niveau de sécurité du stockage provisoire et de l'élimination définitive de ces matières. La Belgique indique que les passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme ne couvrent que les coûts supplémentaires liés à ce projet, qu'ils ne couvrent pas les coûts d'exploitation liés à la gestion quotidienne ou aux activités habituelles et qu'ils ne sont donc pas source de distorsion.

([145]) Voir la décision de la Commission du 13 septembre 2024, SA.107336 (2024/N), Belgique, Mécanisme de soutien pour le lot 1 de la zone offshore Princesse Élisabeth (JO C, C/2024/5754, 25.9.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/5754/oj).

(430) Comme l'a souligné la Commission dans des décisions antérieures concernant le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires en Allemagne et au Royaume-Uni ([146]), la gestion des déchets radioactifs se caractérise par des délais longs, qui peuvent donc rendre nécessaire une certaine forme d'intervention de l'État. En outre, la nécessité d'une intervention de l'État concernant la gestion responsable et sûre des déchets radioactifs est inscrite à l'article 4, paragraphe 1, de la directive 2011/70/Euratom, qui prévoit la responsabilité ultime de l'État à cet égard. Le transfert des passifs liés à la gestion des déchets radioactifs et au déclassement a pour objectif de garantir le financement de la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs en tant que condition préalable à une gestion responsable et sûre de ces matières. En outre, Engie n'avait pas l'intention de maintenir ses activités nucléaires en Belgique (voir considérant 19) et n'a accepté d'entamer des négociations sur la prolongation de la durée de vie des centrales que lorsqu'un accord a été trouvé sur les modalités financières, mais aussi sur le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires (voir considérant 23).

(431) En ce qui concerne plus particulièrement le transfert des passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme, étant donné que ce transfert ne couvre que les coûts supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme, tandis que les passifs habituels liés au déclassement et au démantèlement restent à la charge de l'exploitant nucléaire, et étant donné que c'est le gouvernement belge, et non Engie ou Electrabel, qui a demandé la prolongation de la durée de vie, la Commission considère que ce transfert de passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme est également nécessaire. Par rapport à l'évaluation figurant dans la décision d'ouvrir la procédure, les coûts de déclassement supplémentaires liés au projet d'exploitation à long terme ont également été confirmés entre-temps par la CPN (voir considérant 200).

(432) En outre, la Commission ne s'oppose pas à la sortie des actifs non européens d'Electrabel du périmètre de cette dernière, étant donné qu'Engie veillera à ce qu'au moins 4 milliards d'EUR d'actifs restent dans Electrabel (voir considérants 59 et 181).

(433) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère par conséquent que la composante 2 de la mesure notifiée est nécessaire.

8.3.3.3.3. Nécessité de la composante 3

(434) En ce qui concerne les défaillances du marché liées aux risques réglementaires et politiques, telles que mentionnées au considérant 278 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission estime que, si toutes les technologies peuvent théoriquement souffrir d'un «blocage» politique, compte tenu de la nature controversée de la technologie nucléaire, les projets nucléaires sont susceptibles d'en souffrir davantage ([147]). En particulier, la Belgique a déjà modifié à plusieurs reprises son orientation politique en matière d'énergie nucléaire au cours des 25 dernières années (voir section 2.2); par conséquent, la Commission considère que ce risque est particulièrement présent en Belgique. En outre, la Commission n'a reçu aucune preuve du contraire lors de la consultation publique menée en l'espèce.

(435) La Commission estime donc que les risques réglementaires et politiques sont efficacement traités par la mesure de protection juridique et que des protections juridiques sont nécessaires dans le cas de l'énergie nucléaire, comme elle l'avait également reconnu dans sa décision dans l'affaire SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Conclusion sur la nécessité de la mesure

(436) Compte tenu de ce qui précède, la Commission conclut que les trois composantes de la mesure (y compris leurs sous-composantes) sont nécessaires pour assurer la prolongation de la durée de vie de deux réacteurs nucléaires en Belgique. La Commission conclut également que la mesure produit un effet incitatif sur les bénéficiaires, ce qui garantit que le projet d'exploitation à long terme sera réalisé avec succès.

([146]) Voir la décision de la Commission du 16 juin 2017, SA.45296 (2017/N), Allemagne, Transfert des passifs liés aux déchets radioactifs et au combustible nucléaire usé en Allemagne (JO C 254 du 4.8.2017, p. 1); et la décision de la Commission du 20.4.2016, SA.34962 (2015/N), Royaume-Uni, Waste Transfer Contract for New Nuclear Power Plants (JO C 161 du 4.5.2016, p. 1).

([147]) Voir également considérants 384 et 385 de la décision de la Commission dans l'affaire SA.34947 (voir note de bas de page n° 144).

([148]) Voir la décision de la Commission du 17 mars 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgique, Prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 (JO C 142 du 5.5.2017, p. 1).

8.3.3.4 Caractère approprié de l'aide

(437) Les défaillances du marché mentionnées à la section 3.1, qui découlent i) de l'incertitude du marché de l'énergie et du climat d'investissement, ii) de l'incertitude des coûts liés aux déchets nucléaires et iii) de l'exposition aux décisions politiques, empêchent l'exploitant nucléaire d'obtenir de la certitude quant à ses revenus. En l'espèce, la Commission estime que cela est particulièrement problématique en raison de la technologie ancienne sur laquelle reposent les unités LTO, qui laisse peu de place à la flexibilité, ainsi que de la durée limitée de la prolongation de la durée de vie de 10 ans. Ces caractéristiques, qui sont particulièrement présentes en l'espèce, compliquent encore davantage l'exploitation rentable des unités LTO, de sorte que la Commission estime que l'aide de l'État est appropriée.

(438) La Belgique fait valoir qu'en raison des défaillances du marché recensées et des risques spécifiques liés à l'énergie nucléaire, il est nécessaire de mettre en place un mécanisme de soutien distinct pour l'énergie nucléaire. Comme mentionné à la section 3.3.4, la Belgique indique que d'autres formes de régimes de soutien financier direct ont été envisagées (prime de rachat fixe, CEC unidirectionnel et modèle fondé sur une base d'actifs régulés), mais qu'elles n'ont pas été jugées appropriées pour soutenir le projet d'exploitation à long terme. La Belgique fait valoir que les trois composantes de la mesure notifiée sont nécessaires pour remédier aux défaillances du marché et aux risques. Selon la Belgique, i) la configuration particulière du projet d'exploitation à long terme et les mesures de soutien financier incluses dans la composante 1 sont appropriées pour garantir des revenus stables à l'exploitant nucléaire et éviter l'insolvabilité de l'entreprise commune en cas d'événements imprévus majeurs; ii) le plafond de déchets et les sous-mesures connexes de la composante 2 sont appropriés pour garantir que les fonds nécessaires seront disponibles pour financer des solutions responsables et sûres de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs; et iii) les protections juridiques de la composante 3 sont appropriées pour garantir une protection en cas d'évolution de l'opinion publique et de la position des décideurs politiques à l'égard de l'énergie nucléaire.

(439) Dans les sections ci-dessous, la Commission appréciera, séparément pour chaque composante, le caractère approprié des composantes 1, 2 et 3 de la mesure notifiée, y compris de leurs différentes sous-mesures. L'appréciation du caractère approprié combiné des composantes 1, 2 et 3, ainsi que de leurs effets cumulatifs potentiels, est présentée à la section 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Caractère approprié de la composante 1

(440) Premièrement, comme indiqué respectivement aux considérants 285, 300 et 303 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a estimé que l'ADC++, l'accord de services administratifs et l'indemnisation des pertes liées à la couverture des coûts en cas de non-conclusion de la transaction constituaient des mesures appropriées. Tout d'abord, compte tenu du peu de temps disponible avant la date de redémarrage de l'exploitation à long terme et de la nécessité d'entamer les activités de développement au plus tôt possible après la décision du gouvernement belge de prolonger la durée de vie de deux réacteurs nucléaires, la Commission considère que la conclusion de l'ADC++, avant la clôture définitive de la transaction, constitue un instrument approprié pour faire en sorte que l'exploitant nucléaire entreprenne à temps les activités de développement nécessaires. Ensuite, la Commission estime que la conclusion d'un accord sur les pratiques administratives, ainsi que l'adoption de conditions en cas de non-conclusion de la transaction, constituent une pratique courante dans le cadre d'un accord entre deux parties. En outre, la Commission n'a reçu aucune preuve du contraire concernant ces trois sous-mesures au cours de la consultation publique menée en l'espèce. Par conséquent, la Commission considère que l'ADC++, l'accord sur les pratiques administratives et l'indemnisation des pertes liées à la couverture des coûts en cas de non-conclusion de la transaction constituent des mesures appropriées qui doivent faire partie du projet d'exploitation à long terme.

(441) Deuxièmement, en ce qui concerne le CEC, la Belgique fait valoir que le CEC bidirectionnel est l'option la plus appropriée pour remédier aux défaillances du marché et garantir la sécurité des revenus tout en évitant une rémunération excessive de l'exploitant nucléaire. D'autres mécanismes de soutien (participation au mécanisme de capacité, prime de rachat fixe, CEC unidirectionnel et modèle fondé sur une BAR) ont été examinés par les autorités belges, mais ont été jugés moins appropriés (voir section 3.3.4). Comme indiqué aux considérants 290 à 293 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission avait plusieurs préoccupations concernant la conception du CEC et de nombreux tiers ayant répondu à la consultation publique partageaient l'avis de la Commission (voir section 6.2.1.2):

a) la conception (initiale) du CEC correspondait à l'octroi d'une rémunération fixe par MWh d'électricité effectivement produite et ne comportait pas d'incitations appropriées à produire de l'électricité et programmer la maintenance en fonction des conditions du marché, ce qui risquait d'entraîner des distorsions indues du fonctionnement du marché;

b) en outre, le mécanisme de modulation prédéfini (initial) ne prévoyait que des pénalités lorsque la production des unités LTO n'était pas réduite lorsque le prix de l'électricité était inférieur ou égal à -20 EUR/MWh pendant plus de 6 heures, ce qui conduisait à l'octroi d'aides en période de prix négatifs de l'électricité;

c) la Commission n'était pas non plus convaincue, à l'époque, que le mécanisme (initial) de partage des pertes/gains aurait une incidence dans la pratique;

d) enfin, la question a été posée de savoir si le prix du marché journalier en tant que prix de référence du marché dans la formule du CEC était le choix le plus efficace et s'il ne serait pas plus approprié d'y inclure également un produit à long terme.

(442) En réponse aux préoccupations de la Commission concernant la conception du CEC, la Belgique a apporté certaines modifications:

a) la Belgique a tout d'abord précisé qu'en raison de l'ancienne technologie nucléaire sur laquelle reposent les unités LTO, il était impossible de les rendre très réactives aux signaux du marché. Comme mentionné à la section 2.1, Engie s'est elle-même déclarée ouverte à la possibilité de mettre à profit la flexibilité des unités LTO sur les marchés de l'énergie dans le cadre de la mesure, tout en soulignant les risques d'arrêts qui résulteraient des modulations des réacteurs. Dans le même temps, l'autorité belge de sûreté nucléaire a imposé une limitation du nombre de modulations économiques par cycle. Afin de répondre aux préoccupations de la Commission et des tiers mentionnées au considérant 441, point a), tout en tenant compte des contraintes techniques des centrales, la Belgique a décidé de modifier la rémunération du partenaire de l'ASGE indépendant. La Belgique a inclus une composante variable dans la formule de rémunération, de sorte que le partenaire de l'ASGE soit incité à vendre autant que possible l'électricité nucléaire en fonction des circonstances du marché, tout en gardant à l'esprit les restrictions des modulations, comme expliqué à la section 3.3.1.5.2. Dans le cadre de cette nouvelle configuration, afin de répondre aux préoccupations formulées au considérant 441 b), le mécanisme de modulation a été supprimé car il appartiendra au partenaire de l'ASGE de décider quand il convient de déclencher une modulation économique. Le partenaire de l'ASGE sera incité à demander une modulation économique lorsque les prix du marché seront bas ou négatifs, car il encourra une pénalité s'il ne le fait pas;

b) en ce qui concerne la préoccupation exprimée au considérant 441 c), la Belgique a renforcé le mécanisme d'ajustement au titre des risques liés au prix du marché, afin que la rémunération au titre du CEC soit mieux alignée sur l'évolution des conditions du marché (voir section 3.3.1.3.2);

c) en ce qui concerne la préoccupation exprimée au considérant 441 d), la Belgique a conservé le prix du marché journalier comme prix de référence du marché dans la formule du CEC, pour les raisons mentionnées au considérant 98. En particulier, au cours de la phase formelle d'examen, la Belgique a insisté sur le risque élevé et l'impact important des interruptions imprévues, notamment pendant la phase de redémarrage du projet d'exploitation à long terme, qui rendraient la production des unités LTO très incertaine au cours des trois premières années de production; par conséquent, l'inclusion d'un prix de référence à long terme dans la conception du CEC augmenterait les risques pour les centrales;

d) la Belgique confirme également que la contrepartie du CEC (BE-WATT) élaborera une stratégie de gestion des risques pour sa position ouverte, comme le prévoit la loi, et que sa mise en œuvre contribuera à la liquidité des marchés à terme de l'électricité (voir considérant 99). L'adoption de la stratégie est soumise à l'avis de l'autorité de régulation, qui procède à cette occasion à une évaluation de l'incidence de la stratégie sur les marchés de l'électricité concernés (voir considérant 158).

(443) La Commission estime que les modifications apportées à la conception du CEC et à sa mise en œuvre, ainsi que l'engagement concernant l'élaboration d'une stratégie de gestion des risques qui contribuera à la liquidité des marchés à terme de l'électricité, sont suffisants pour lever les doutes soulevés dans la décision d'ouvrir la procédure. La Commission reconnaît que les unités LTO reposent sur une technologie ancienne offrant une flexibilité limitée, ce qui restreint la capacité de l'exploitant nucléaire à modifier régulièrement la production des centrales, contrairement aux technologies nucléaires plus récentes ou à d'autres conceptions de centrales nucléaires (par exemple, les barres de commande grises ou noires) qui permettent de suivre la charge. Compte tenu de la durée limitée de 10 ans, la Commission reconnaît qu'il faut considérer que la technologie restera la même, ce qui limite la capacité de l'exploitant nucléaire à modifier de manière significative le comportement des centrales. Dans cette

optique, la Commission apprécie les efforts déployés par les autorités belges et Electrabel pour aligner autant que possible la production et la maintenance sur les conditions du marché, d'une part, en déléguant le pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations économiques au partenaire de l'ASGE et en modifiant la rémunération de ce dernier, et, d'autre part, en passant d'un cycle de combustible de 18 mois à un cycle de 12 mois afin de programmer autant que possible la maintenance pendant la période estivale. À cet égard, l'intensification du mécanisme de partage des pertes/gains contribue également à l'objectif consistant à aligner autant que possible la rémunération du CEC sur les conditions du marché et contribue à une exposition plus importante au risque de marché. Si un soutien en période de prix négatifs ne peut toujours pas être totalement exclu, en raison de la flexibilité limitée des centrales et des préoccupations en matière de sécurité, la conception modifiée du CEC, associée à la formule de rémunération modifiée de l'ASGE, réduit les incitations à produire en période de prix négatifs. La Commission reconnaît également que, pendant la phase de redémarrage du projet d'exploitation à long terme en particulier, il existe un risque élevé d'indisponibilités imprévues, de sorte que l'exposition aux marchés à long terme pourrait entraîner des risques supplémentaires, et que le prix du marché journalier est donc plus approprié comme prix de référence du marché pendant la période initiale du projet d'exploitation à long terme. La Commission observe par ailleurs que les autorités belges ont la liberté d'ajuster le prix de référence du marché dans la conception du CEC ainsi que le règlement de la rémunération de l'ASGE après les trois premières années du projet. Enfin, l'incidence de l'utilisation du marché journalier sur les marchés à terme est réduite par la stratégie de couverture qui favorisera la liquidité des marchés à terme, tandis que l'incidence sur le marché intrajournalier est atténuée par les coûts variables supportés par le partenaire de l'ASGE.

(444) En conséquence, et compte tenu des circonstances particulières de la présente affaire, qui concerne des centrales nucléaires existantes fonctionnant sur la base d'une technologie ancienne offrant une flexibilité limitée, la Commission estime que la conception modifiée du CEC combinée à la rémunération modifiée de l'ASGE est appropriée.

(445) Troisièmement, la Commission a également émis des réserves quant au caractère approprié des prêts liés au coût de la période d'arrêt et du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, qui couvrent respectivement les coûts liés à la période d'arrêt et les déficits de trésorerie opérationnelle susceptibles de survenir, d'une manière similaire à une subvention potentiellement illimitée, en protégeant l'entreprise commune de tout risque opérationnel. En outre, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital offre une protection du capital à hauteur de 50 %. La Belgique fait valoir qu'en l'absence des prêts liés au coût de la période d'arrêt, de la facilité de financement du fonds de roulement et du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, des apports supplémentaires en fonds propres seraient nécessaires, car, en cas d'un seul événement entraînant une indisponibilité, les actionnaires de l'entreprise commune seraient exposés à des risques d'insolvabilité et à un déficit de financement, rendant l'investissement non rentable.

(446) En réponse aux préoccupations exprimées par la Commission concernant les prêts liés au coût de la période d'arrêt et le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, la Belgique a fourni des précisions supplémentaires et a ajusté ces mesures:

a) la Belgique indique que les prêts liés au coût de la période d'arrêt seront en principe remboursés. En ce qui concerne le risque que les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne soient pas remboursés si les entrées de liquidités sont insuffisantes (puisqu'elles ont lieu après le remboursement des apports des actionnaires), la Belgique fait valoir que ce scénario est très improbable et que les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne sont pas remboursés uniquement en cas de scénario très négatif (voir considérant 132), c'est-à-dire s'il y avait plusieurs années d'indisponibilité importante, par exemple moins de 60 % chaque année entre 2029 et 2035. Bien qu'il ne soit pas improbable, ce risque est faible et ne se matérialiserait que dans des circonstances extrêmes, qui impliqueraient un événement ou une série d'événements majeurs imprévus pendant une longue période et pourraient, à terme, entraîner l'arrêt de la centrale (voir point b). Cette situation serait préjudiciable aux actionnaires: les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne seront pas entièrement remboursés si et seulement si le projet ne génère pas suffisamment de bénéfices pour rémunérer les actionnaires; par conséquent, les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne profitent pas de manière disproportionnée aux actionnaires;

b) de même, la Belgique fait valoir que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital ne s'applique qu'en cas de situation très défavorable et qu'Engie risque toujours de perdre 50 % de son investissement en capital. Toutefois, afin de répondre à la préoccupation selon laquelle le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital pourrait aboutir à une subvention illimitée, la Belgique a plafonné les versements de ce paiement. Comme expliqué au considérant 121, la contrepartie à l'accord de rémunération (c'est-à-dire l'État belge) exercera son ou ses droits de résiliation en vertu de l'accord de rémunération si le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital atteint un montant versé de 2 milliards d'EUR;

c) enfin, la Belgique a fourni des informations supplémentaires concernant le risque d'un événement imprévu majeur entraînant une indisponibilité pendant la période de prolongation de 10 ans, qui s'est avéré non négligeable (voir considérants 114 à 118) et dont les effets auraient une incidence importante sur la rentabilité du projet d'exploitation à long terme (voir tableau 11).

(447) La Commission conclut par conséquent que les prêts liés au coût de la période d'arrêt et le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital sont des instruments nécessaires et appropriés pour garantir la viabilité du projet d'exploitation à long terme, en particulier compte tenu des circonstances particulières de la présente affaire, qui concerne des réacteurs nucléaires existants, reposant sur une technologie ancienne et qui sont donc exposés à un risque d'indisponibilités imprévues importantes. Dans cette perspective, étant donné que la prolongation de la durée de vie est limitée à une période de 10 ans, ce qui limite la possibilité de récupérer des pertes importantes, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital offre un filet de sécurité à l'entreprise commune en la protégeant contre le risque opérationnel. Sans garanties supplémentaires sous la forme du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et des prêts liés au coût de la période d'arrêt, un investisseur privé ne prendrait probablement pas le risque d'entreprendre le projet d'exploitation à long terme. Compte tenu de l'importance potentielle des montants du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital en cas d'arrêt prolongé de l'une des deux unités LTO pendant plusieurs années, il semblait nécessaire de plafonner ce mécanisme à un montant correspondant aux pratiques du marché et laissant suffisamment de temps pour rétablir le fonctionnement normal de la ou des unités LTO. La Commission se félicite de la limitation des montants (potentiels) du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, qui permet au moins de quantifier et de connaître à l'avance l'exposition de l'État belge.

(448) En ce qui concerne la participation de l'État belge dans l'entreprise commune, la Belgique fait valoir qu'elle permet à l'État belge de contrôler conjointement la société chargée du projet, étant donné que les deux actionnaires s'engagent dans l'entreprise commune à des conditions égales. Elle permet également à l'État belge de conserver un certain degré de propriété sur les infrastructures critiques. La Commission conclut par conséquent que l'entreprise commune est appropriée.

(449) Quatrièmement, en ce qui concerne l'ASGE, la Commission estime qu'il convient de choisir un partenaire pour vendre l'électricité produite par les unités LTO sur le marché de gros, à condition que ce partenaire agisse en toute indépendance et non dans l'intérêt d'Electrabel. La Commission avait toutefois des doutes quant à la limitation des ventes au marché de gros journalier. La Belgique a précisé que le partenaire de l'ASGE était libre de vendre l'électricité produite par les unités LTO sur n'importe quel marché et n'était pas limité au marché journalier (voir considérant 152). Elle a également confirmé que le partenaire de l'ASGE sera sélectionné dans le cadre d'un appel d'offres concurrentiel et que des garanties seront mises en place pour s'assurer qu'Engie n'ait aucune influence sur la procédure d'appel d'offres ou son résultat (voir sections 3.3.1.5.1 et 3.3.1.5.3). En outre, dans le cas où GEMS serait sélectionnée comme partenaire de l'ASGE, la Belgique et Engie s'engagent à mettre en place les garanties nécessaires afin qu'il n'y ait aucune interférence avec les autres activités commerciales de GEMS (voir section 3.3.1.5.3). Par conséquent, la Commission estime que la mise en place de l'ASGE et la sélection du partenaire de l'ASGE sont appropriées.

(450) Enfin, la Commission avait des doutes quant à la pertinence de la combinaison de plusieurs mécanismes de rémunération qui viennent s'ajouter au CEC et a estimé que l'ensemble de sous-mesures relevant de la composante 1 ne pouvait être considéré comme approprié que dans la mesure où ces sous-mesures n'entraînaient pas de distorsions supplémentaires indues des échanges et de la concurrence. Étant donné que la Commission ne dispose d'aucune indication laissant supposer que le partenaire de l'ASGE n'agirait pas de manière indépendante ou qu'Engie serait protégée de tous les risques du marché (grâce au mécanisme actualisé d'ajustement au titre des risques liés au prix du marché, au plafonnement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et au risque de capital de 50 %), la Commission peut conclure que toutes les sous-mesures relevant de la composante 1 peuvent être considérées comme appropriées, tant individuellement que collectivement.

8.3.3.4.2. Caractère approprié de la composante 2

(451) Comme indiqué au considérant 304 de la décision d'ouvrir la procédure, la gestion des déchets radioactifs est caractérisée par de longs délais et peut donc nécessiter une certaine forme d'intervention de l'État; La responsabilité ultime de l'État en matière de gestion responsable et sûre des déchets radioactifs est définie à l'article 4, paragraphe 1, de la directive 2011/70/Euratom.

(452) La Commission considère par conséquent que le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé à un organisme public indépendant, Hedera, constitue un moyen approprié pour conférer davantage de responsabilités à l'État belge en ce qui concerne le stockage définitif du combustible usé et des déchets radioactifs et pour garantir son financement à long terme. La Commission n'a pas non plus recensé d'autre mesure ou dispositif que celui décrit à la section 3.3.2.2 qui permettrait à la Belgique d'atteindre ces objectifs de manière tout aussi efficace.

(453) En ce qui concerne le transfert des passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme (ci-après les «dyssynergies de déclassement»), mentionné à la section 3.3.2.4, ce transfert ne couvre que les coûts supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme, tandis que les passifs de déclassement et de démantèlement habituels restent à la charge de l'exploitant nucléaire. La CPN a en effet confirmé l'existence de dyssynergies ayant une incidence sur les coûts de déclassement et de démantèlement et a quantifié leur montant. Étant donné que c'est le gouvernement belge, et non Engie/Electrabel, qui a demandé la prolongation de la durée de vie, la Commission estime que le transfert des dyssynergies de déclassement, au moyen d'un paiement forfaitaire unique par l'État belge, est approprié.

(454) Enfin, le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires au fonds Hedera, un organisme public distinct qui garantit la disponibilité de fonds pour leurs fins prévues et contrôle les coûts liés aux passifs transférés, sous le contrôle, dans les deux cas, d'un organisme gouvernemental indépendant (la CPN), justifie la sortie des actifs non européens d'Electrabel du périmètre de cette dernière et garantit le caractère approprié du transfert des passifs liés aux déchets radioactifs et au combustible usé.

(455) La Commission considère par conséquent que la composante 2 de la mesure notifiée, y compris ses sous-mesures, est appropriée pour remédier à la défaillance du marché liée à l'incertitude des coûts de gestion des déchets et de déclassement.

8.3.3.4.3. Caractère approprié de la composante 3

(456) La Commission estime que la technologie nucléaire est particulièrement exposée à un blocage politique. Par conséquent, comme déjà indiqué au considérant 306 de la décision d'ouvrir la procédure, elle considère qu'un accord sur les protections juridiques est approprié pour remédier à la défaillance du marché liée aux risques politiques et réglementaires, comme elle l'a également reconnu dans sa décision dans l'affaire SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Conclusion sur le caractère approprié de la mesure

(457) La Commission considère que les modifications apportées à la mesure, qui comprennent une modification de la conception du CEC, l'intensification de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché et le plafonnement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, ainsi que les précisions supplémentaires sur la combinaison des sous-mesures, sont suffisantes pour lui permettre de conclure au caractère approprié de la composante 1. La Commission tient également compte des circonstances spécifiques de la présente affaire, qui concerne un investissement dans des centrales nucléaires existantes reposant sur une technologie ancienne, et ce pour une durée limitée. En ce qui concerne les composantes 2 et 3, l'examen formel n'a pas apporté d'éléments permettant de s'écarter de la conclusion antérieure de la Commission selon laquelle ces composantes sont appropriées.

(458) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère que les sous-mesures relevant des composantes 1, 2 et 3 constituent un moyen approprié de soutenir le projet d'exploitation à long terme.

8.3.3.5 Proportionnalité

(459) Pour évaluer la proportionnalité d'une mesure, la Commission doit s'assurer qu'elle est limitée au minimum qui permet l'exécution réussie du projet pour la réalisation des objectifs poursuivis.

(460) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a expliqué que l'appréciation de la proportionnalité devait tenir compte de la combinaison des mesures de soutien proposées par les autorités belges, c'est-à-dire la combinaison des composantes 1, 2 et 3, y compris la combinaison des sous-mesures incluses dans chaque composante.

(461) La Commission appréciera tout d'abord ci-dessous la proportionnalité des composantes 1, 2 et 3 de la mesure notifiée, y compris de leurs différentes sous-mesures. L'appréciation de la proportionnalité combinée des composantes 1, 2 et 3, ainsi que de leurs effets cumulatifs potentiels, est présentée à la section 8.3.3.6.

([149]) Voir également considérant 103 de la décision de la Commission dans l'affaire SA.39487 (voir note de bas de page nº 25).

8.3.3.5.1. Proportionnalité de la composante 1

(462) Comme indiqué au considérant 331 de la décision d'ouvrir la procédure, l'ADC++, l'accord d'exploitation et de maintenance, l'accord sur les pratiques administratives et l'indemnisation des pertes liées à la couverture des coûts en cas de non-conclusion de la transaction ont été jugés conclus aux conditions du marché et peuvent donc être considérés comme proportionnés. Comme mentionné au considérant 324 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a reconnu que la mise en œuvre d'un processus d'appel d'offres concurrentiel pour l'accord d'exploitation et de maintenance pouvait ne pas être appropriée compte tenu de la sensibilité et de la nature particulière des unités LTO, de sorte que sa proportionnalité peut être évaluée à travers le niveau de marge réalisé par Electrabel en exécutant l'accord, qui devrait être fixé aux conditions du marché. Étant donné que les niveaux de marge fixés dans l'accord d'exploitation et de maintenance sont alignés sur ceux appliqués dans le cadre de l'accord de partenariat pour l'exploitation à long terme avec Luminus, qui constitue un accord de référence pertinent puisqu'il couvre des services similaires, la Commission a estimé que l'accord d'exploitation et de maintenance était proportionné. En outre, la Commission n'a reçu aucune preuve contraire concernant la proportionnalité du ADC++, de l'accord d'exploitation et de maintenance, de l'accord sur les pratiques administratives et de l'indemnisation des pertes liées à la couverture des coûts en cas de non-conclusion de la transaction, lors de la consultation publique sur la présente affaire.

(463) L'entreprise commune a également été jugée proportionnée dans la décision d'ouvrir la procédure, étant donné que le gouvernement belge et Electrabel exerceront leurs droits sur un pied d'égalité: la gouvernance de l'entreprise commune, ainsi que les coûts et les revenus, seront répartis de manière égale.

(464) Dans la présente section, la Commission évalue la proportionnalité du taux de rendement interne (TRI) du projet d'exploitation à long terme ainsi que des autres sous-mesures financières de la composante 1 (paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, facilité de financement du fonds de roulement, prêts liés au coût de la période d'arrêt et prêts d'actionnaires). Afin de garantir la proportionnalité de la mesure d'aide d'État et d'éviter toute surcompensation, la mesure d'aide d'État doit garantir le taux de rendement minimal permettant au bénéficiaire de réaliser l'investissement, ou, en d'autres termes, le taux minimal permettant de combler le déficit de financement du projet. Le déficit de financement est défini comme étant la différence entre la VAN du scénario factuel et celle du scénario contrefactuel, et il constitue, en même temps, le montant minimal d'aide d'État nécessaire pour que la mesure ait un effet incitatif sur l'entreprise et le montant maximal d'aide d'État proportionné pour déclencher l'investissement.

(465) La notion de déficit de financement est profondément ancrée dans les processus ordinaires de prise de décision des entreprises. Lorsqu'une entreprise maximisant ses bénéfices décide d'entreprendre ou non un projet, elle évalue la valeur générée par le projet en question par rapport à d'autres solutions alternatives et choisit celle qui offre le rendement escompté le plus élevé. Dès lors, pour qu'une entreprise soit disposée à entreprendre un projet qui n'est pas celui qui présente le rendement escompté le plus élevé, elle peut avoir besoin d'incitations sous la forme d'une aide d'État couvrant le déficit de financement.

(466) Afin d'identifier la part des différentes améliorations imputable à l'impact de l'intervention, étant donné que ces améliorations pourraient résulter non seulement du projet d'exploitation à long terme, mais aussi d'autres facteurs, la Belgique a fourni un scénario contrefactuel, dont la Commission ne disposait pas au moment de la décision d'ouvrir la procédure ([150]). Dans la présente affaire, le scénario contrefactuel est un scénario dans lequel aucune prolongation de la durée de vie des unités LTO ne serait réalisée, ce qui serait le cas si aucun accord n'était conclu avec le gouvernement belge. Dans l'analyse contrefactuelle, les résultats de l'intervention sont comparés aux résultats qui auraient été obtenus si l'intervention n'avait pas été mise en œuvre. Dans une telle situation, Electrabel: i) continuerait d'exploiter les réacteurs nucléaires jusqu'à leur date légale initiale de fin de vie; et ii) conserverait tous les passifs liés aux déchets. Le gouvernement belge a fourni les données financières existantes à ce sujet, à savoir les flux de liquidités disponibles non actualisés ([151]) prévus liés à l'exploitation des unités nucléaires belges pendant leur durée de vie restante (jusqu'à leur date légale de fin de vie en 2025). La Belgique indique que les flux de liquidités des unités LTO pour le restant de leur durée de vie légale restent inchangés avec ou sans le projet d'exploitation à long terme.

(467) La composante 1 suscitait trois grands types de préoccupations en rapport avec la proportionnalité dans la décision d'ouvrir la procédure, qui sont pertinentes aux fins de l'appréciation réalisée par la Commission:

a) le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et les conditions de la facilité de financement du fonds de roulement, des prêts d'actionnaires et des prêts liés au coût de la période d'arrêt (voir section 8.3.3.5.1.1);

b) le TRI cible de 7 % qui sous-tend le modèle financier (voir section 8.3.3.5.1.2); et

c) l'ASGE (voir section 8.3.3.5.1.3).

([150]) L'analyse contrefactuelle mentionnée dans la décision d'ouvrir la procédure fait référence au scénario dans lequel Engie entreprendrait le projet d'exploitation à long terme sans avoir conclu d'accord avec le gouvernement belge.

([151]) Les flux de liquidités disponibles n'ont pas été actualisés car il reste moins d'un an d'exploitation avant la date légale de fin de vie.

8.3.3.5.1.1. Proportionnalité des mesures de soutien financier de la composante 1

(468) Tout d'abord, comme indiqué dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a estimé que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital constituait en réalité un filet de sécurité pour l'entreprise commune, dans la mesure où tout manque à gagner résultant d'une production d'électricité insuffisante pendant la période initiale et la phase d'exploitation serait couvert par un paiement de l'État belge, en protégeant ainsi financièrement l'entreprise commune de tout risque opérationnel. Le principal problème du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital était lié au fait qu'il pouvait représenter de facto une aide quasi illimitée à BE-NUC en cas de longues périodes imprévues d'indisponibilité des unités LTO. En théorie, si un événement imprévu majeur ou une série d'événements imprévus majeurs empêchaient les unités LTO de produire de l'électricité pendant les 10 années du projet d'exploitation à long terme, le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital pourrait être déclenché à hauteur de [7 000-8 000] millions d'EUR. La Belgique a fourni des précisions supplémentaires concernant la probabilité non négligeable que de tels événements majeurs imprévus entraînant une indisponibilité se produisent (voir considérants 114 à 118) et les conséquences que cela pourrait avoir (voir tableau 11). Elle s'est engagée à limiter le montant du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital à 2 milliards d'EUR (voir considérant 121). Ce montant, qui semble conforme aux pratiques du secteur en matière de niveaux de garantie, correspond à la limite supérieure d'un scénario dans lequel les deux unités LTO seraient simultanément indisponibles pendant deux années consécutives. Compte tenu de la période de prolongation de l'exploitation de la centrale (limitée à 10 ans), deux ans ont été considérés comme la durée maximale pouvant être consacrée à la détection et à la résolution d'un problème ou d'une série de problèmes, en fonction de leur importance, avant d'envisager la possibilité de mettre fin à l'exploitation de la centrale. La Commission estime donc que le montant plafonné du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital est proportionné.

(469) Deuxièmement, en ce qui concerne les prêts liés au coût de la période d'arrêt, la Belgique fait valoir que, jusqu'en 2028, ces prêts couvrent les coûts exposés pendant la période où les unités LTO ne sont pas censées générer de revenus nets et doivent être remboursés à l'État belge, ce qui garantit que l'aide est réduite au minimum. Comme indiqué dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission avait des doutes quant au remboursement des prêts liés au coût de la période d'arrêt, car, dans la pratique, ceux-ci constituent une ligne de financement subordonnée à tous les autres prêts, ainsi qu'aux fonds propres de l'entreprise commune. Cela signifie qu'ils pourraient ne pas être remboursés à la fin de la période d'exploitation à long terme si la production d'électricité n'est pas suffisante et ils comportent donc un risque important que le taux d'intérêt, fixé au niveau le plus bas entre le taux OLO (à cinq ans) ([152]) en Belgique majoré de 200 points de base et 6 %, ne soit pas pris en considération. La Belgique a précisé que les prêts liés au coût de la période d'arrêt ne seraient pas remboursés uniquement dans le cas d'un scénario très négatif, de sorte que le risque qu'ils ne soient pas remboursés à l'État belge est très faible (voir considérant 132). La Belgique a notamment souligné que, dans un tel scénario très défavorable, il n'y aurait pas non plus de rendement sur l'apport en fonds propres. En effet, les risques liés aux prêts liés au coût de la période d'arrêt ne concernent que les risques liés à la performance et à la rentabilité du projet, car ces prêts ne sont pas utilisés pour financer les dépenses en capital. En ce qui concerne le taux d'intérêt, celui-ci est plafonné au niveau maximal ne dépassant pas la fourchette du TRI cible établie dans le cadre de l'ajustement initial au titre des risques liés au prix du marché, comprise entre 6 % et 8 %. La Commission considère donc que les conditions des prêts liés au coût de la période d'arrêt sont proportionnées. Si les conditions définitives des prêts liés au coût de la période d'arrêt modifient la mesure notifiée telle que présentée dans la présente décision, la Belgique s'engage à les notifier à la Commission.

(470) Troisièmement, en ce qui concerne les conditions de la facilité de financement du fonds de roulement et des prêts d'actionnaires, la Belgique a précisé, au cours de la procédure formelle d'examen, que ceux-ci seraient négociés aux conditions du marché, à des taux d'intérêt qui n'ont pas encore été fixés, mais qui seraient déterminés en fonction des taux en vigueur sur le marché et de tout financement par emprunt comparable auprès de tiers qui pourrait être disponible au moment pertinent. Une liste de conditions a été établie, fixant les conditions des deux prêts d'actionnaires et décrivant la méthode de fixation du taux d'intérêt. La Belgique a précisé que cette méthode était conforme aux politiques d'Engie en matière de prix de transfert et respectait le principe BEPS de l'OCDE, garantissant ainsi que le taux d'intérêt est fixé à un niveau conforme au principe de pleine concurrence. Conformément à la liste des conditions, le taux d'intérêt devrait être un taux variable, fixé au taux EURIBOR à 6 mois majoré d'une marge prévue d'environ [0-3] %. La Commission observe que la marge ajoutée au taux EURIBOR à 6 mois sera estimée à partir du […], qui est un outil largement reconnu et utilisé pour estimer les écarts de marge sur la base de critères tels que l'échéance, la solvabilité et la devise du prêt et de l'emprunteur. En ce qui concerne la notation qui sera prise en considération pour l'entreprise commune lors de l'estimation de l'écart de marge, en l'absence de notation officielle de BE-NUC par une agence de notation, la Belgique l'estime en tenant

([152]) Ce qui correspond à la durée estimée des prêts liés au coût de la période d'arrêt (cinq ans).

compte de la notation de crédit la plus basse des actionnaires de l'entité. Les actionnaires sont l'État belge [noté Aa3 par Moody's ([153]), comme confirmé sur le site web du gouvernement belge ([154]), et noté AA par S&P et AA- par Fitch, comme confirmé sur le site web du gouvernement belge et comme également vérifié par la Commission européenne sur le portail S&P Capital IQ Pro ([155]) le 16 janvier 2025] et Electrabel [notée Baa1 par Moody's ([156]) selon le rapport public du 10 juillet 2024 ([157]) et BBB+ par Fitch selon les informations publiques disponibles sur le site web de l'agence ([158])]. Il s'agit d'une approche standard, d'autant plus que les unités LTO constituent une activité essentielle d'Electrabel, également soutenue par une garantie illimitée de la société mère Engie [notée Baa1 par Moody's ([159]) et BBB+ par Fitch ([160])], et compte tenu de la structure du capital de l'entreprise commune. La Commission considère donc que les conditions de la facilité de financement du fonds de roulement et des prêts d'actionnaires sont proportionnées. Si les conditions définitives de la facilité de financement du fonds de roulement et des prêts d'actionnaires modifient la mesure notifiée telle que présentée dans la présente décision, la Belgique s'engage à les notifier à la Commission.

(471) Compte tenu de l'introduction d'un plafond pour le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital et des précisions supplémentaires apportées concernant les prêts liés au coût de la période d'arrêt et les conditions de la facilité de financement du fonds de roulement et des prêts d'actionnaires, la Commission estime que le paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, la facilité de financement du fonds de roulement, les prêts liés au coût de la période d'arrêt et les prêts d'actionnaires sont proportionnés.

8.3.3.5.1.2 Proportionnalité du rendement cible de 7 % (sur lequel repose le CEC)

(472) Dans le cadre de l'accord de rémunération, un CEC bidirectionnel s'appliquera entre les parties. La Commission a évalué la méthode de fixation du prix d'exercice, notamment en vérifiant les paramètres intégrés dans le modèle financier qui détermine le niveau du prix d'exercice. Comme mentionné au considérant 71, dans le scénario de référence du modèle financier de signature qui sous-tend l'accord de mise en œuvre signé le 13 décembre 2023, la Belgique part du principe que les coûts de modernisation des deux réacteurs s'élèvent à [2-2,5] milliards d'EUR de dépenses d'investissement, ce qui se traduirait par un prix d'exercice de [80-90] EUR par MWh afin de garantir un taux de rendement interne de 7 % sur la durée de vie des unités LTO. En d'autres termes, l'actualisation des flux de liquidités disponibles à un taux après impôts de 7 % aboutirait à une VAN nulle, ce qui démontre la proportionnalité du TRI et comble le déficit de financement. En outre, la Belgique indique que l'accord de rémunération comprend un mécanisme de partage des pertes/gains (ajustement au titre des risques liés au prix du marché) grâce auquel Engie partage en partie les risques avec l'État belge lorsque les prix du marché s'avèrent inférieurs ou supérieurs aux prévisions du scénario de référence. Lorsque les prix sont plus bas, le rendement cible (sous la forme d'un prix d'exercice plus bas) passe de 7 % à 6 %, tandis que lorsque les prix sont plus élevés, le rendement cible (sous la forme d'un prix d'exercice plus élevé) passe à 8 %.

(473) Au cours de la procédure formelle d'examen, la Belgique a fourni des explications supplémentaires sur les raisons pour lesquelles le taux de rendement cible de 7 % et la fourchette de 6 à 8 % sont proportionnés, en démontrant que le montant de l'aide est limité au minimum nécessaire pour combler le déficit de financement.

(474) Premièrement, la Belgique a modifié la conception du CEC afin que la production d'électricité des unités LTO soit mieux alignée sur les signaux du marché et que le partenaire de l'ASGE ne soit pas incité à vendre de l'électricité à des prix négatifs. Comme mentionné à la section 8.3.3.4.1, la Commission considère que la conception modifiée du CEC est bien appropriée.

([153]) Ce qui équivaut à AA- selon la terminologie de notation de S&P et de Fitch.
([154]) Voir https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Seules les notations S&P et Fitch, lorsqu'elles sont disponibles, sont affichées sur le portail S&P Capital IQ Pro accessible par la Commission européenne.
([156]) Ce qui équivaut à BBB+ selon la terminologie de notation de S&P et de Fitch.
([157]) Voir https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Voir https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 équivaut à BBB+ selon la terminologie de notation de crédit de S&P et de Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Voir https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) Deuxièmement, la Belgique a actualisé l'exercice d'évaluation comparative afin de conclure que la fourchette de rentabilité de 6 % à 8 % est conforme aux références du secteur, à savoir que le TRI de 7 % correspond à une prime d'environ 4 % au-dessus du taux sans risque chiffré à environ 3 % (voir section 3.3.1.3.1.1). L'analyse comparative internationale fournie par la Belgique utilise, dans la mesure du possible, des entreprises et des projets comparables. Étant donné que le secteur nucléaire repose sur des financements très spécifiques et sur mesure, souvent avec une forte implication des pouvoirs publics, il semble irréaliste de proposer une analyse comparative de mécanismes exactement équivalents. La Belgique a d'ailleurs reconnu que la diversité des cadres réglementaires et des marchés, des profils de risque ainsi que des caractéristiques des entreprises et des projets empêchait la constitution d'un échantillon d'entreprises ou de projets pleinement comparables. Toutefois, les exemples proposés par la Belgique peuvent être considérés comme pertinents, car ils s'appuient sur des entreprises et des projets détenant des actifs nucléaires dans différentes régions géographiques, qui mobilisent des mécanismes de financement très proches de ceux du projet. En ce qui concerne le TRI compris entre 6 % et 8 %, il semble que, comme pour la plupart des projets présentant à la fois des fourchettes et des mesures de protection financière comparables, les paramètres retenus par la Belgique se situent dans la partie inférieure de la fourchette.

(476) Troisièmement, la Belgique a modifié le mécanisme d'ajustement au titre des risques liés au prix du marché, de sorte que l'ajustement du TRI s'effectue plus rapidement en fonction des conditions du marché (voir section 3.3.1.3.2). En ajustant les étapes de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché de 30 % à 20 %, ce qui conduit à une intensification du mécanisme, le TRI baissera plus rapidement lorsque le prix du marché sera inférieur au prix d'exercice ou augmentera plus rapidement lorsque le prix du marché sera supérieur au prix d'exercice. Toutes choses étant égales par ailleurs, cela entraînerait une incidence plus importante sur le TRI de l'entreprise commune en cas de variation des prix du marché dans les limites de la fourchette de prix.

(477) Quatrièmement, sur la base de l'ajustement actualisé au titre des risques liés au prix du marché et des projections actuelles des prix du marché, la Belgique a calculé le taux de rendement réel que BE-NUC obtiendrait aujourd'hui, qui s'élèverait à 6,5 %, soit 0,5 point de base de moins que le taux cible de 7 %, et se situerait dans la partie inférieure de la fourchette de 6 % à 8 %. Cette évaluation repose sur l'évolution des marchés de l'électricité depuis la signature de l'accord (2023) et sur le fait que les projections pour 2025-2035 auraient diminué. La Commission observe que ces évaluations sont conformes aux cotations actuelles de l'EEX. Au 16 janvier 2025, les projections des prix moyens sont les suivantes: 79,72 EUR/MWh pour 2025, 80,23 EUR/MWh pour 2026, 75,75 EUR/MWh pour 2027 et 64,99 EUR/MWh pour 2028 ([161]).

(478) Cinquièmement, la Belgique a comparé le TRI cible au coût théorique du capital, sur la base de deux méthodes largement acceptées, à savoir le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et le coût des fonds propres (CFP sans effet de levier). La Belgique a calculé le CMPC, qui se situe entre 6,2 % et 7,4 %, et le CFP sans effet de levier, qui se situe entre 6,2 % et 7,5 %. Dans ce contexte, afin de confirmer de manière plus fiable la proportionnalité du TRI cible, la Commission a comparé le CMPC cible de la Belgique à une fourchette de CMPC fondée sur le marché ([162]). Un TRI cible supérieur à cette fourchette signifie un rendement disproportionnellement élevé, tandis qu'un TRI cible inférieur à la fourchette signifie un rendement disproportionnellement bas (autrement dit, un rendement qu'un investisseur de marché n'accepterait pas). Pour estimer une fourchette théorique de CMPC sur la base des données du marché, la Commission s'appuie sur la formule standard du CMPC, également utilisée par la Belgique et décrite à la section 3.3.1.3.1.2.1.

(479) Pour le CFP, la Commission a utilisé la formule du MEDAF classique, également utilisée par la Belgique et décrite à la section 3.3.1.3.1.2.2, en estimant chacune de ses composantes sur la base des données du marché, comme expliqué ci-dessous.

(480) En ce qui concerne le taux sans risque, conformément à l'approche belge, la Commission se fonde sur les rendements des obligations d'État belges à 10 ans (OLO), qui permettent d'estimer de manière fiable le facteur sans risque en euros dans la notation de crédit souveraine de la Belgique et d'assurer la cohérence avec la durée du projet de 10 ans. En ce qui concerne la période de calcul de la moyenne, la Commission a tenu compte d'une moyenne

([161]) Voir https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Étant donné que les paramètres de marché utilisés pour le CFP sans effet de levier et le CMPC sont identiques, la Commission se concentrera, dans la présente section, sur le calcul du CMPC.

mobile sur six mois et d'une moyenne mobile sur 12 mois, qui s'élevaient respectivement à 3,01 % et 3,03 % en septembre 2024 ([163]). La fourchette estimée du taux sans risque se situe donc entre les estimations minimale et maximale calculées par la Belgique, à savoir 2,8 % et 3,11 % (sur la base de la moyenne mobile sur 12 mois pour mi-2023 et fin 2023 respectivement). Ces estimations sont également conformes aux taux sans risque moyens utilisés en Belgique sur la base des données de Fernandez et al. ([164]) pour le début de l'année 2024.

(481) Pour la prime de risque de marché, la Belgique table sur une fourchette comprise entre 5,27 % et 5,75 %, sur la base des données de Damodaran et Kroll (voir tableau 8). Ces bases de données sont largement reconnues et utilisées dans le monde de la finance et des entreprises. La Commission estime que ces sources sont fiables et prend pour hypothèse, dans son scénario bas, la moyenne des données de Damodaran (5,27 %) et, dans son scénario haut, le chiffre prudent de la Belgique (5,75 %). Pour son scénario de référence, la Commission a tenu compte d'une troisième source de données largement reconnue et utilisée, à savoir les données de l'enquête annuelle publiée par Fernandez et al. ([165]), qui a estimé la prime de risque de marché à 5,7 % au début de 2024. Pour des raisons de prudence, la Commission tient compte de la moyenne de ces trois sources (Damodaran, Kroll et Fernandez), à savoir 5,57 %, pour son scénario de référence.

(482) Pour le bêta sans effet de levier, la Commission a évalué les deux méthodes proposées par la Belgique, qui sont fondées sur la moyenne simple et la médiane du ratio d'endettement (capitaux empruntés/capitaux propres) et des bêtas de cinq entreprises de services publics comparables, estimées comme des moyennes mobiles sur cinq ans à partir de la mi-2023 sur une base journalière. La Commission considère que cette méthode et la source des données (Bloomberg) sont conformes aux méthodes largement reconnues ([166]). Pour son scénario de référence, la Commission prend la moyenne des estimations inférieure ([0,40-1,00]) et supérieure ([0,40-1,00]). Pour le processus d'ajout et de suppression de l'effet de levier dans les estimations du bêta, la Commission s'appuie également, comme l'a fait la Belgique, sur l'approche Hamada (telle que décrite dans le tableau 6) et utilise, par souci de prudence, la limite inférieure de l'estimation de la Belgique pour le levier cible (capitaux empruntés/capitaux propres) de 53 %.

(483) En ce qui concerne l'endettement ([167]), la Commission observe que la fourchette comprise entre 34,6 et 35,2 % (voir tableau 6) est dérivée du levier cible compris entre 53 et 54,5 % sur la base des sociétés comparables utilisées pour les estimations du bêta, comme décrit au considérant 482. Par souci de prudence, la Commission utilise la limite inférieure des estimations dans son scénario de référence ([168]).

(484) Pour estimer le coût de la dette avant impôts, la Belgique utilise une méthode largement reconnue qui consiste à ajouter au taux sans risque un écart de rendement relatif à une obligation de société (en fonction du secteur d'activité de l'entreprise). Conformément à cette méthode, pour son scénario de référence, la Commission ajoute au taux sans risque de 3,03 % (scénario de référence) la moyenne des écarts de rendement relatifs à une obligation de société du début 2023 et du début 2024, chiffrés respectivement à 2,69 % et 2,17 % ([169]).

([163]) Données extraites de S&P Capital IQ Pro le 4 septembre 2024.

([164]) Une source de données largement reconnue. Fernandez et al. publie chaque année une enquête sur la prime de risque de marché et le taux sans risque utilisés pour de nombreux pays. L'enquête 2024 est disponible à l'adresse ci-après et indique un taux sans risque moyen de 3,1 %. Enquête: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 by Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín — https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Une source de données largement reconnue. Fernandez et al. publie chaque année une enquête sur la prime de risque de marché et le taux sans risque utilisés pour de nombreux pays. L'enquête 2024 est disponible ici et indique une prime de risque de marché moyenne de 5,7 %: Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 by Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín: SSRN.

([166]) L'utilisation d'une moyenne mobile sur cinq ans sur une base journalière permet de lisser la volatilité à court terme et fournit une mesure plus stable du risque.

([167]) L'endettement (dette/fonds propres totaux) est dérivé du levier cible utilisé dans le processus d'ajout et de retrait de l'effet de levier dans l'estimation du bêta, comme décrit à la section 3.3.1.3.1.2. L'endettement est calculé comme suit: levier cible/(1+levier cible).

([168]) L'endettement est également globalement conforme aux informations sectorielles fournies par Damodaran, qui estime un ratio d'endettement moyen de 39,25 % pour le secteur de l'électricité en 2023 (chiffres publiés en janvier 2024, disponibles à l'adresse https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Extrait du site web de Damodaran, page «Données archivées» (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), fichiers pour 01/24 et 01/23 pour l'Europe dans la section «Cost of Capital by Industry».

(485) Les conclusions de la Commission relatives au CMPC sont illustrées dans le tableau 17 ci-dessous. Ce tableau présente trois scénarios de CFP, qui résultent de trois séries d'hypothèses: «Belgique — faible», scénario «de référence» de la Commission et «Belgique — élevé».

Tableau 17

Présentation de trois scénarios de CMPC

Scénarios (*)	Belgique — faible	Scénario de référence de la COM	Belgique — élevé
Taux sans risque	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Prime de risque de marché	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Bêta avec effet de levier	[0,40-1,00]	[1,00-1,60]	[1,00-1,60]
Coût de la dette avant impôts	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Taux d'endettement	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Taux d'imposition	25 %	25 %	25 %
CMPC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Chiffres arrondis à la première décimale.

(486) Les paramètres du CMPC indiqués dans le tableau 17 donnent un CMPC d'environ 7,0 % dans le scénario de référence de la Commission et se situent dans la fourchette estimée par la Belgique dans les scénarios «faible» et «élevé». Le TRI cible de 7 % se situe dans cette fourchette. Il convient de signaler que:

a) ces chiffres n'incluent aucune prime de risque nucléaire spécifique ni aucune autre prime, telle que la prime d'illiquidité, afin de tenir compte de l'atténuation des risques apportée par les différentes mesures décrites aux sections ci-dessus ([170]);

b) le bêta et l'estimation de l'endettement dans le scénario «faible» de la Belgique sont fondés sur la moyenne simple des sociétés comparables sélectionnées. Toutefois, en ce qui concerne plus particulièrement le bêta, dans ses explications complémentaires sur la fourchette des estimations du coût du capital fournies en décembre 2024, comme indiqué à la section 3.3.1.3.1.2, la Belgique souligne qu'une moyenne simple des bêtas comparables sous-estimerait les risques de marché d'un service public exposé à une certaine production nucléaire, car elle attribue une pondération égale à des entreprises dont le portefeuille est composé différemment ([171]). Pour cette raison, la Belgique a présenté des estimations légèrement révisées du bêta sans effet de levier en prenant la moyenne simple de toutes les sociétés comparables, à l'exception de celle dont les actifs comptaient la plus faible part de production nucléaire, ce qui donne une valeur de [0,40-1,00], et en prenant la moyenne entre les bêtas sans effet de levier des deux sociétés les plus exposées au nucléaire, ce qui donne une valeur de [0,40-1,00]. La Commission reconnaît la validité des remarques formulées par la Belgique. Si la moyenne ([0,40-1,00]) des deux estimations du bêta sans effet de levier était prise en considération pour le CMPC dans le scénario de référence de la Commission, le CMPC donnerait une estimation légèrement plus élevée, à savoir 7,12 %;

c) selon les projections révisées des prix du marché (de l'électricité) mentionnées à la section 3.3.1.3.1.3, le TRI réalisé estimé est en réalité de 6,5 %.

(487) Enfin, comme indiqué au considérant 318 de la décision d'ouvrir la procédure, la proportionnalité des sous-mesures financières de la composante 1 est liée à leur caractère approprié. Comme indiqué à la section 8.3.3.4.1, la Commission a conclu que l'ensemble des sous-mesures financières de la composante 1 pouvait être considéré comme approprié pour remédier aux défaillances du marché et aux risques liés aux investissements nucléaires.

([170]) Ce qui est conforme à la décision Dukovany.

([171]) Voir Belgique, décembre 2024, «SA.106107 Supplementary note - Additional explanations on the range of cost of capital estimates» (SA.106107 Note complémentaire - Explications supplémentaires concernant la gamme des estimations des coûts de financement): par exemple, Iberdrola (avec un bêta sans effet de levier de [0,00-0,60]) avait une part de 5 % d'actifs nucléaires dans sa capacité installée et 14 % de sa production provenait du nucléaire. Dans le même temps, 53 % de la production totale de Fortum provenait du nucléaire et son bêta s'établissait à [0,40-1,00].

(488) Pour les raisons susmentionnées, la Commission considère que la Belgique a suffisamment démontré la proportionnalité de la conception du CEC et du TRI sous-jacent.

8.3.3.5.1.3. Proportionnalité de l'ASGE

(489) Enfin, la Belgique a confirmé, au cours de la procédure formelle d'examen, qu'un appel d'offres serait organisé pour la sélection du partenaire de l'ASGE. Elle a également précisé les critères et conditions de sélection applicables à ce partenaire (voir section 3.3.1.5.1). La Commission estime que la procédure d'appel d'offres est concurrentielle, c'est-à-dire ouverte, claire, transparente, non discriminatoire et fondée sur des critères objectifs, définis ex ante conformément à l'objectif de la mesure et réduisant le risque de soumission d'offres stratégiques. Les critères de sélection ont également été publiés sur les plateformes belges et européennes pertinentes suffisamment longtemps avant la date limite de dépôt des candidatures pour permettre une concurrence effective. En effet, la Belgique a mis en œuvre des dispositions et des garanties supplémentaires afin de garantir la réalisation des objectifs de l'ASGE et la bonne exécution des services attendus (par exemple, la demande de renseignements et la demande d'expression de candidatures, comme expliqué au point 3.3.1.5.1).

(490) La Belgique a également pris des mesures pour détecter et prévenir efficacement tout conflit d'intérêts potentiel avec Engie lors de la mise en place de la procédure d'appel d'offres.

(491) Afin de répondre aux préoccupations de la Commission exprimées au considérant 328 de la décision d'ouvrir la procédure, la Belgique a également modifié la conception du CEC en conférant le pouvoir décisionnel quant aux modulations économiques au partenaire de l'ASGE, qui dispose, grâce à la formule de rémunération modifiée, d'incitations appropriées pour prendre des décisions de modulation économique en fonction des conditions du marché, garantissant ainsi un appel et une maintenance optimaux des unités LTO, tout en étant moins incité à produire en période de prix négatifs (voir section 8.3.3.4.1). En conséquence, la Commission estime que le partenaire de l'ASGE ne sera pas incité à offrir la pleine capacité des unités LTO sur le marché journalier au prix le plus bas autorisé.

(492) La formule de rémunération modifiée du partenaire de l'ASGE établit également un juste équilibre entre les risques accrus d'arrêts et le maintien des incitations appropriées pour que le partenaire de l'ASGE s'efforce d'atteindre l'équilibre. Par conséquent, la Commission estime que l'appel d'offres relatif à l'ASGE attirera un nombre suffisant de soumissionnaires.

(493) De surcroît, la Belgique a précisé que des dispositions et mesures spécifiques avaient été prévues dans le cas où GEMS participerait à l'appel d'offres et le remporterait ou dans le cas où GEMS devrait temporairement agir en tant que partenaire de l'ASGE en cas d'échec de la procédure d'appel d'offres (voir section 3.3.1.5.3). La Commission estime que ces mesures sont suffisantes pour garantir l'indépendance du partenaire de l'ASGE en toutes circonstances.

(494) Pour les raisons susmentionnées, la Commission considère que la Belgique a suffisamment démontré la proportionnalité de l'ASGE.

8.3.3.5.2. Proportionnalité de la composante 2

(495) Afin de déterminer si le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé est proportionné, la Commission a vérifié si les conditions dans lesquelles ce transfert s'effectuait étaient définies de manière à réduire autant que possible le risque de dépassement des coûts pour l'État et l'incertitude qui y est liée. Compte tenu de la nature de la gestion des déchets radioactifs et de l'incertitude qui subsiste quant au choix du site et aux coûts d'élimination, cela pourrait ne pas suffire à exclure totalement toute possibilité de dépassement des coûts, comme l'a reconnu la Commission dans de précédentes décisions concernant les passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé (voir note de bas de page n° 149).

(496) La Commission a également souligné dans de précédentes affaires que la gestion des déchets radioactifs se caractérisait par des délais longs, qui peuvent nécessiter une certaine forme d'intervention de l'État. La Belgique fait par ailleurs valoir que la nécessité d'une intervention de l'État pour garantir une gestion responsable et sûre des déchets radioactifs est inscrite à l'article 4, paragraphe 1, de la directive 2011/70/Euratom, qui prévoit la responsabilité ultime de l'État à cet égard, ainsi que dans la convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs. La Belgique soutient que l'intervention de l'État pourrait être justifiée afin d'éviter le risque d'une charge future plus lourde pour l'État si aucune mesure n'était prise.

(497) La Belgique a de surcroît indiqué que, conformément au principe du «pollueur-payeur» énoncé dans la recommandation 2006/851/Euratom, l'exploitant nucléaire belge a constitué des fonds suffisants pour couvrir le coût de la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs pendant la durée de vie productive des sept réacteurs nucléaires. La CPN a procédé à un examen régulier de l'adéquation de ces fonds. En outre, la Belgique fait valoir que l'accord actuel sur les déchets respecte toujours le principe du pollueur-payeur et satisfait aux exigences visées à l'article 4, paragraphe 3, point e), à l'article 5, paragraphe 1, point f), et à l'article 9 de la directive 2011/70/Euratom, pour les raisons suivantes:

a) l'exploitant nucléaire reste responsable des obligations et des activités de déclassement visant à mettre les déchets radioactifs et le combustible nucléaire usé en conformité avec les critères de transfert contractuels. En outre, la Belgique affirme que ces critères de transfert contractuels peuvent être considérés comme très stricts, ce qui limite encore davantage le risque pris par l'État belge. L'État n'assume par ailleurs aucune responsabilité financière ou autre pour la partie de la gestion préalable au transfert, qui est assurée par l'exploitant nucléaire;

b) le volume des déchets a été défini à l'avance et l'exploitant nucléaire supporte le risque lié au volume si la quantité de déchets produite est supérieure à celle convenue, au moyen de la redevance d'ajustement du volume, tandis qu'aucun remboursement n'est effectué si la quantité de déchets produite est inférieure;

c) une prime de risque a été incluse dans le paiement forfaitaire afin de couvrir les incertitudes pour lesquelles, conformément à la norme IAS 37 (normes comptables internationales), aucune provision n'avait encore été constituée;

d) le paiement de la somme forfaitaire de 15 milliards d'EUR par Electrabel intervient immédiatement, plutôt que sur plusieurs décennies, et est géré et fourni par un organisme public indépendant (Hedera), qui garantit que les fonds sont bien utilisés aux fins prévues et contrôle les coûts liés aux passifs transférés, sous le contrôle d'un organisme public indépendant (la CPN). Cela garantit que les ressources financières seront disponibles lorsque le stockage définitif des déchets radioactifs deviendra opérationnel tout en réduisant les risques liés à une éventuelle insolvabilité d'Electrabel. Grâce au paiement initial forfaitaire des montants plafonnés, l'État belge disposera déjà des ressources financières nécessaires et ne dépendra plus de l'existence d'un exploitant nucléaire privé dans un avenir lointain.

(498) La Commission a reconnu, aux considérants 337 à 340 de la décision d'ouvrir la procédure, que l'accord sur les déchets conclu entre la Belgique et Engie présentait de nombreux aspects positifs, tels que: i) le paiement immédiat en espèces, sur la base des provisions nucléaires actuelles (certifiées par des comptables internationaux) et incluant une prime de risque, qui assure l'État belge contre une potentielle insolvabilité de l'exploitant nucléaire; ii) l'inclusion d'une redevance d'ajustement du volume dans le cas où la quantité de déchets nucléaires serait supérieure à celle actuellement prévue; et iii) l'inclusion de critères de transfert contractuels stricts.

(499) La Commission considère que le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires au fonds Hedera, un organisme public distinct qui garantit la disponibilité de fonds pour leurs fins prévues et contrôle les coûts liés aux passifs transférés, sous le contrôle, dans les deux cas, d'un organisme gouvernemental indépendant (la CPN), justifie la sortie des actifs non européens d'Electrabel du périmètre de cette dernière (ainsi que la surveillance réalisée dans ce cadre par la CPN) et garantit la proportionnalité du transfert des passifs liés aux déchets radioactifs et au combustible usé, étant donné qu'il a été déterminé qu'au moins 4 milliards d'EUR d'actifs resteraient dans le périmètre d'Electrabel à la clôture de la transaction. En outre, comme déjà mentionné au considérant 334 de la décision d'ouvrir la procédure, cette sortie peut être considérée comme proportionnée puisque Engie accorde une garantie illimitée et irrévocable de la société mère couvrant: i) les obligations de déclassement d'Electrabel (qui comprennent également le risque que la valeur des provisions soit insuffisante); ii) le risque lié au volume dans le cadre de l'accord relatif à un plafond de déchets; et iii) le remboursement des prêts contractés auprès de Synatom.

(500) Enfin, la Belgique a également précisé que le modèle financier de signature tenait compte des coûts de gestion ou des coûts de l'aval du cycle concernant les déchets et le combustible usé liés à l'exploitation à long terme, estimés à environ 0,9 million d'EUR par assemblage (aux prix de 2022) (voir considérant 177), de sorte que ces valeurs des déchets peuvent être imputées uniquement à la période de prolongation de la durée de vie et ne sont pas prises en considération dans l'accord sur les déchets.

(501) La composante 2 suscitait trois grands types de préoccupations en rapport avec la proportionnalité dans la décision d'ouvrir la procédure, qui sont pertinentes aux fins de l'appréciation réalisée par la Commission:

a) le niveau du coefficient d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle des passifs liés aux déchets nucléaires transférés, qui pourrait ne pas refléter les risques à très long terme liés au transfert complet à l'État belge de tous les passifs liés aux déchets (comme le mentionne la CPN dans son avis);

b) le montant de la prime de risque; et

c) la valeur du transfert des passifs de déclassement supplémentaires résultant du projet d'exploitation à long terme, qui n'était pas encore connue au moment de l'évaluation effectuée dans la décision d'ouvrir la procédure.

(502) Tout d'abord, pour calculer la valeur actuelle des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé, la Belgique a opté pour un coefficient d'actualisation nominal unique de 3 %, basé sur un taux d'inflation de 2 % et un taux réel de 1 %, contrairement à l'avis de la CPN, qui recommandait d'appliquer une approche en deux étapes, avec un coefficient d'actualisation de 3,17 % pour les 30 premières années (sur la base du taux OLO à 30 ans) et un coefficient d'actualisation de 2,17 % pour la période suivante (fondé sur le taux sans risque). La Commission s'est interrogée sur les raisons qui ont poussé la Belgique à s'écarter de l'approche de la CPN.

(503) Comme expliqué au point 3.3.2.3.1, la Belgique a expliqué que le coefficient d'actualisation de 3 % était un taux prudent à long terme, en le comparant au taux unique simulé équivalent à l'approche en deux étapes de la CPN (calculé à différents moments) et au taux à terme ultime de l'AEAPP. Comme le montre le tableau 14, si l'on compare le coefficient d'actualisation de 3 % à ces autres taux de référence calculés à différents moments depuis la signature de l'accord de mise en œuvre, le taux de 3 % se situe dans la partie inférieure de la fourchette de références.

(504) Le taux de 3 % est également conforme au taux OLO belge à 30 ans et constituerait la meilleure estimation disponible, conformément aux pratiques du marché, compte tenu de la longue période prise en considération et du fait que le taux de 3 % se situe déjà dans la fourchette basse des différentes estimations. Il est aussi nettement inférieur au coefficient d'actualisation de 4,58 % utilisé par l'Allemagne dans un cas similaire et approuvé par la Commission dans l'affaire SA.45296.

(505) La Belgique suppose, dans son calcul du plafond de déchets, un taux d'inflation constant de 2 %, qui correspond à l'objectif d'inflation à long terme de la BCE. La CPN a exprimé ses préoccupations quant au fait que l'inflation réelle des coûts de construction nucléaire (calculée sur la base de l'indice ABEX) pourrait être supérieure à l'objectif d'inflation de 2 % de la BCE (voir considérant 278). La Belgique affirme que l'objectif d'inflation de 2 % de la BCE est le bon indicateur de l'inflation pour le calcul du plafond de déchets, étant donné que i) l'indice ABEX n'est qu'un indicateur peu fiable des coûts de construction nucléaire, puisqu'il ne couvre que la construction résidentielle; et ii) les tendances structurelles sous-jacentes de l'indice ABEX et de l'indice IPC sont similaires. La Commission partage l'avis de la Belgique selon lequel il convient de prendre comme taux d'inflation pertinent le taux cible de 2 % de la BCE, conformément à la pratique du marché.

(506) La Commission conclut donc qu'un coefficient d'actualisation de 3 % peut être considéré comme prudent et donc proportionné.

(507) Deuxièmement, en ce qui concerne le montant de la prime de risque, la Belgique a précisé qu'une importante prime de risque supplémentaire de 5 185 millions d'EUR avait été ajoutée au montant de base de 9 815 millions d'EUR afin de couvrir les incertitudes restantes, sur la base d'une note technique de l'ONDRAF.

(508) La Belgique a précisé, au cours de la phase formelle d'examen, comment les incertitudes et les risques liés au transfert de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des sept centrales nucléaires belges à l'État belge, tels que recensés dans la note de l'ONDRAF, avaient été pris en considération dans le calcul de la prime de risque (voir tableau 15).

(509) La Commission reconnaît qu'il n'est pas aisé de quantifier tous ces risques et d'évaluer leur probabilité. Elle estime néanmoins que la prime de risque prévue dans l'accord relatif à un plafond de déchets vise à couvrir tous les risques «plus vraisemblables que leur absence» recensés dans la note de l'ONDRAF et considère dès lors que la prime de risque de 5 185 millions d'EUR est proportionnée.

(510) Troisièmement, en ce qui concerne le calcul du montant des dyssynergies de déclassement, la Commission prend note du conseil de la CPN visant à réduire le montant proposé par Engie à [100-500] millions d'EUR (en valeur nominale) (voir considérant 200) et considère ce montant comme proportionné.

(511) Compte tenu du raisonnement ci-dessus et des précisions supplémentaires fournies par la Belgique, la Commission considère que la composante 2 de la mesure est proportionnée.

8.3.3.5.3. Proportionnalité de la composante 3

(512) Les dispositions relatives aux protections juridiques convenues avec Engie prévoient que l'État belge indemnisera Engie pour les pertes directes qu'elle subira effectivement, chaque fois que de nouvelles réglementations concernant les exploitants nucléaires en Belgique ou les activités nucléaires d'Electrabel seront adoptées et auront une incidence négative sur les conditions de la transaction.

(513) En cas d'acte unilatéral de l'État belge entraînant l'arrêt prématuré des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 ou la modification des paramètres économiques fixés dans les accords, les propriétaires des centrales nucléaires peuvent activer les clauses d'indemnisation prévues dans les accords et saisir une juridiction ou un tribunal arbitral pour obtenir réparation. Il incombe au demandeur de prouver le bien-fondé de sa demande et le montant de l'indemnisation n'est pas déterminé par l'État belge ou par les propriétaires des réacteurs nucléaires, mais par un tiers.

(514) Comme déjà mentionné dans la décision d'ouvrir la procédure, la procédure devant une juridiction ou un tribunal arbitral visant à déterminer le montant des dommages à indemniser devrait garantir que le montant de l'aide soit limité au minimum et donc proportionné.

8.3.3.5.4. Conclusion sur la proportionnalité de la mesure

(515) La Commission considère que les modifications apportées à la mesure, qui comprennent une modification de la conception du CEC, l'intensification de l'ajustement au titre des risques liés au prix du marché et le plafonnement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, ainsi que les précisions supplémentaires sur la combinaison des sous-mesures, sont suffisantes pour lui permettre de conclure à la proportionnalité de la composante 1. La Commission tient également compte des circonstances spécifiques de la présente affaire, qui concerne un investissement dans des centrales nucléaires existantes reposant sur une technologie ancienne et pour une durée limitée de 10 ans. En outre, la Commission estime que les précisions supplémentaires apportées concernant le calcul du coefficient d'actualisation et de la prime de risque sont suffisantes pour conclure à la proportionnalité de la composante 2 de la mesure. Enfin, en ce qui concerne la composante 3, l'enquête formelle n'a pas apporté d'éléments permettant de s'écarter de la conclusion antérieure de la Commission selon laquelle cette composante est proportionnée.

(516) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère que les sous-mesures relevant des composantes 1, 2 et 3 constituent un moyen proportionné de soutenir le projet d'exploitation à long terme.

8.3.3.6 Combinaison des trois composantes et effets cumulatifs potentiels

(517) En réponse à la décision d'ouvrir la procédure (voir section 4.4.4), la Belgique a indiqué que les composantes 1, 2 et 3 de la mesure, bien qu'elles aient le même objectif, à savoir la prolongation de la durée de vie des unités LTO, et qu'elles aient été mises en place au même moment, diffèrent au niveau de leur objet et de nature, de leur finalité et de leurs bénéficiaires, de sorte que toutes les composantes et sous-composantes de la mesure peuvent être considérées comme complémentaires les unes des autres, ce qui limite les effets cumulatifs potentiels.

(518) En ce qui concerne les affirmations de la Belgique (voir considérants 517 et 419) selon lesquelles chacune des trois composantes du projet d'exploitation à long terme traite d'un risque spécifique ou d'un ensemble spécifique de risques et de défaillances du marché, comme mentionné au considérant 418, la Commission a reconnu dans des décisions antérieures concernant l'énergie nucléaire que la combinaison de ces risques et défaillances du marché spécifiques était propre à la technologie nucléaire ([172]) et constituait une caractéristique générale de tous les marchés de l'Union, y compris le marché belge de l'électricité.

(519) La Commission estime que chacune des trois composantes de la mesure couvre un risque et une défaillance du marché distincts et qu'il n'y a pas de chevauchement à cet égard entre les trois composantes. Elle en conclut donc que la combinaison des trois composantes de la mesure (composante 1, composante 2 et composante 3) est nécessaire et appropriée aux fins de la couverture de l'ensemble des risques recensés qui sont liés à la technologie nucléaire (risques techniques et risques liés à la gestion du projet, risques liés au marché et à l'investissement, risques à long terme liés à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement et au démantèlement des centrales nucléaires, risques réglementaires et politiques).

(520) En ce qui concerne la proportionnalité de l'ensemble des mesures combinées, la Commission a estimé dans la décision d'ouvrir la procédure que la Belgique n'avait pas suffisamment démontré l'incidence des trois composantes de la mesure les unes sur les autres, en particulier en ce qui concerne la proportionnalité de l'ensemble des sous-mesures combinées.

(521) La Belgique a précisé au cours de l'examen formel que, d'une part, le modèle financier sur lequel reposent les mesures de soutien financier de la composante 1 inclut les coûts supplémentaires liés aux déchets d'exploitation et au combustible usé produits par les unités LTO pendant la période d'exploitation à long terme ainsi que le montant des dyssynergies de déclassement (supportées par l'État belge), tandis que, d'autre part, l'accord sur les déchets ne porte pas uniquement sur les unités LTO, mais sur les sept réacteurs nucléaires que compte la Belgique et tient compte de toutes les provisions nucléaires à constituer jusqu'aux dates légales initiales de fin de vie des sept réacteurs nucléaires (voir section 3.3.2.5). Par conséquent, la Commission convient que, le cas échéant, les coûts des déchets nucléaires et du combustible usé ont été pris en considération dans le modèle financier de la composante 1 sur lequel se fonde le calibrage des sous-mesures financières de la composante 1, tandis que la majeure partie de l'accord sur les déchets relevant de la composante 2 (compte tenu du transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé jusqu'à la date légale initiale de fin de vie des sept réacteurs nucléaires) ne fait pas double emploi avec les sous-mesures financières de la composante 1. Par conséquent, la Commission conclut que l'incidence des sous-mesures de la composante 2 a été correctement prise en considération dans l'analyse de la proportionnalité de la composante 1.

(522) La Belgique reconnaît que les composantes 2 et 3 de la mesure modifient (potentiellement) le profil de risque d'Electrabel. Toutefois, selon elle, les composantes 2 et 3 ne modifient pas le profil de risque de BE-NUC, le principal bénéficiaire de la composante 1. Par conséquent, le profil de risque de BE-NUC constitue le facteur pertinent pour apprécier la proportionnalité de la composante 1. Comme indiqué à la section 3.4, la Commission convient que les bénéficiaires des trois composantes de la mesure sont chaque fois légèrement différents et que l'incidence de chaque composante de la mesure doit être évaluée au niveau du bénéficiaire concerné. Cela étant, BE-NUC et Electrabel sont les principaux bénéficiaires des composantes 1 et 3. Le profil de risque réduit d'Electrabel et de BE-NUC grâce aux mesures de protection juridique de la composante 3 a été pris en considération dans l'évaluation des sous-mesures financières de la composante 1, par exemple, étant donné que le TRI cible du projet d'exploitation à long terme est considéré comme situé dans la partie inférieure de la fourchette dans l'évaluation comparative actualisée (voir section 3.3.1.3.1.1) et s'approche ainsi de la rentabilité des entreprises présentant un profil de risque réduit. En outre, aucune prime de risque nucléaire (ou de liquidité) supplémentaire n'a été ajoutée, conformément au profil de risque réduit (voir considérant 486 a). Enfin, si le TRI cible est de 7 %, le TRI réalisé attendu est de 6,5 % et pourrait même être beaucoup plus faible si l'on tient compte du fait que des événements imprévus sont très susceptibles de se produire chaque année et d'avoir une incidence négative sur les rendements du projet (voir section 3.3.1.3.1.3).

([172]) Voir, par exemple, décision de la Commission du 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) — Royaume-Uni — Soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point (JO L 109 du 28.4.2015, p. 44), considérant 385; décision de la Commission du 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hongrie, Développement de deux nouveaux réacteurs nucléaires de la centrale nucléaire Paks II (JO L 317 du 1.12.2017, p. 45), considérant 322; et décision d'ouvrir la procédure du 30.6.2022, SA.58207 (2021/N), République tchèque, soutien en faveur de Dukovany II, une nouvelle centrale nucléaire en Tchéquie (JO C 299 du 5.8.2022, p. 5), considérants 182 à 184.

(523) Par conséquent, la Commission conclut que l'effet cumulatif des trois composantes de la mesure a été pris en considération, le cas échéant, dans l'évaluation de la proportionnalité, et que, par conséquent, la combinaison des trois composantes de la mesure est également proportionnée.

8.3.3.7 Prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges et critère de la mise en balance

(524) Pour que la mesure soit compatible avec le marché intérieur, ses effets négatifs en termes de distorsion indue de la concurrence et d'affectation des échanges entre États membres doivent être limités et inférieurs aux effets positifs de l'aide.

(525) Afin d'analyser l'incidence sur le marché, la Commission a examiné l'incidence sur la concurrence du fait que les principaux bénéficiaires de la mesure notifiée soient Electrabel, l'opérateur historique et unique des deux unités LTO, et Luminus, la deuxième entreprise (en termes de parts de marché) sur le marché belge de l'électricité. Compte tenu de la position forte d'Electrabel sur le marché belge de l'électricité, qui est très concentré (voir section 2.5), le choix d'Electrabel comme principal bénéficiaire de l'aide a soulevé des doutes quant à une éventuelle distorsion indue de la structure du marché.

(526) À la section 4.3.3.1 de la décision d'ouvrir la procédure, la Commission s'est penchée sur le fait qu'Electrabel (en tant que bénéficiaire important du projet d'exploitation à long terme et seul exploitant des unités LTO) ait été choisie sans appel d'offres, processus de sélection ou appel public à manifestation d'intérêt. Il était donc difficile de savoir si d'autres exploitants potentiels avaient été envisagés, ce qui soulevait la question de savoir si Electrabel serait l'exploitant le plus efficace et pour quels motifs techniques ou économiques elle avait été sélectionnée.

(527) La Commission a examiné les arguments suivants dans la décision d'ouvrir la procédure afin de conclure que la sélection d'Electrabel, sans appel d'offres, n'entraînerait aucune distorsion indue potentielle de la structure du marché:

a) Electrabel a toujours été le seul exploitant de centrales nucléaires en Belgique et dispose dès lors de l'expérience requise dans l'exploitation des centrales nucléaires belges existantes ainsi que des autorisations nécessaires. Il n'existe donc aucun autre exploitant qui serait mieux à même d'assurer l'exploitation des réacteurs nucléaires (voir considérant 22);

b) dans d'autres affaires qui concernaient la construction de nouveaux réacteurs nucléaires [par exemple, Paks II ([173])], le bénéficiaire de l'aide relative à l'exploitation des centrales n'avait pas été sélectionné au moyen d'un appel d'offres;

c) le soutien est accord pour une période limitée (10 ans) et ne concerne que la poursuite de l'exploitation des deux centrales nucléaires, à l'exclusion de tout nouvel investissement.

(528) Dans sa décision d'ouvrir la procédure, la Commission a également fait référence à la position dominante d'Engie sur le marché belge de l'électricité et a fait part de ses craintes quant à d'éventuelles distorsions indues de la structure du marché en raison de la mesure d'aide en cause. La Commission avait des préoccupations et des questions à cet égard, notamment en ce qui concerne:

a) la conception du CEC;

b) l'indépendance du partenaire de l'ASGE, désigné pour vendre l'électricité nucléaire;

c) le déplacement potentiel d'autres investissements en raison de la mesure.

([173]) Voir note de bas de page n° 145.

(529) Tout d'abord, comme expliqué plus en détail à la section 3.3.1.3.2 et examiné à la section 8.3.3.4.1, la Belgique a modifié la conception du CEC en conférant le pouvoir décisionnel en ce qui concerne les modulations au partenaire de l'ASGE, qui est incité, grâce à la formule de rémunération modifiée, à demander des modulations économiques lorsque les prix du marché sont bas et à ne pas en demander lorsqu'ils sont élevés (contrairement à la conception initiale du CEC, qui incitait l'exploitant nucléaire à produire en permanence). La Commission s'est également interrogée sur l'utilisation du marché journalier comme prix de référence du marché dans la formule du CEC. La Belgique n'a pas modifié le prix de référence du marché, faisant valoir à cet égard que l'utilisation d'un produit à long terme dans le CEC était moins appropriée, en raison de la réduction de la production pendant la phase de redémarrage du projet d'exploitation à long terme (alors que les travaux liés à l'exploitation à long terme seront en cours), du risque d'indisponibilités pendant toute la durée du projet d'exploitation à long terme, ainsi que de la réduction parallèle du parc nucléaire, qui passera de sept à deux réacteurs nucléaires (voir considérant 98). La Belgique dispose d'une certaine flexibilité pour revoir son choix du prix de référence du marché après trois ans et demi (voir considérant 100). Elle confirme également que la contrepartie du CEC (BE-WATT) élaborera une stratégie de gestion des risques pour sa position ouverte, comme le prévoit la loi, et que sa mise en œuvre contribuera à la liquidité des marchés à terme de l'électricité (voir considérant 99).

(530) Deuxièmement, la Belgique a confirmé que l'ASGE serait attribué dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres ouverte et concurrentielle, afin de sélectionner un partenaire de l'ASGE indépendant pour vendre l'électricité produite par les unités LTO. L'organisation d'un appel d'offres dissipe les doutes de la Commission quant à la procédure d'attribution de l'ASGE. En ce qui concerne les préoccupations de la Commission quant à l'indépendance du partenaire de l'ASGE, en particulier dans le cas où l'appel d'offres ne serait pas concluant et où GEMS, la division commerciale d'Engie, prendrait en charge les ventes d'électricité pendant la première année, ou dans le cas où GEMS serait sélectionnée comme partenaire de l'ASGE à l'issue de l'appel d'offres, la Belgique a précisé plus en détail les garanties supplémentaires qui seront alors prises (voir section 3.3.1.5.3).

(531) Enfin, comme déjà mentionné dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission craignait que le projet d'exploitation à long terme ne laisse trop peu de place à d'autres projets d'investissement dans le secteur de l'énergie. Les implications négatives potentielles du projet d'exploitation à long terme pour les investissements dans les énergies renouvelables en particulier ont également été soulignées par certains tiers dans leurs observations (voir section 6.2.3.1). La Commission estime que les allégations des tiers n'étaient pas suffisamment étayées et considère que le projet d'exploitation à long terme ne comblera pas entièrement le déficit de capacité de production d'électricité pendant la période 2025-2035, pour les raisons suivantes:

a) dans sa dernière étude sur l'adéquation des ressources (NRAA de 2023), Elia a indiqué que la capacité supplémentaire de 2 GW des unités LTO ne suffirait pas à répondre à l'augmentation prévue de la demande d'électricité au cours des 10 prochaines années;

b) grâce au mécanisme de capacité belge, d'autres technologies de production nouvelles et existantes (en particulier la production thermique, la réponse à la demande et le stockage) ont accès à un financement pour une période courte ou plus longue (les contrats du mécanisme de capacité sont accordés pour 1, 3, 8 ou 15 ans). Par conséquent, le projet d'exploitation à long terme n'aura pas d'incidence indue sur la situation des autres technologies de production en Belgique et ne découragera pas les investissements dans de nouvelles installations thermiques, dans la réponse à la demande et dans le stockage jusqu'en 2035;

c) rien n'indique que la Belgique cesserait de soutenir le développement de nouvelles capacités de production à partir de sources d'énergie renouvelables. Par exemple, la Commission a approuvé en 2024 les plans de la Belgique pour le développement de parcs éoliens en mer du Nord, dans le cadre du projet éolien offshore Princesse Élisabeth (voir note de bas de page n° 148).

(532) Pour les raisons susmentionnées, la Commission ne dispose d'aucune indication laissant supposer que le projet d'exploitation à long terme empêchera de nouveaux acteurs d'entrer sur le marché de la production d'électricité en Belgique et/ou empêchera d'autres acteurs de développer de nouvelles capacités de production. Par conséquent, l'incidence du projet d'exploitation à long terme sur le marché de détail devrait également rester limitée.

(533) En outre, la Commission observe également que la concentration du marché belge de l'énergie a légèrement diminué ces dernières années (voir section 2.5) et que le déclassement parallèle des autres réacteurs nucléaires d'Engie en Belgique pourrait accentuer cette tendance.

(534) En ce qui concerne la composante 2, la Commission a observé au considérant 372 de la décision d'ouvrir la procédure que le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé n'aura pas pour effet immédiat d'améliorer la situation concurrentielle des bénéficiaires par rapport à leurs concurrents. Dans un premier temps, cette composante de la mesure obligera l'exploitant nucléaire à verser un montant en espèces supérieur à celui qui est actuellement inscrit au bilan. La redevance d'ajustement du volume, qui garantit que l'exploitant nucléaire paie un montant supplémentaire s'il produit davantage de déchets nucléaires qu'initialement prévu, fait office de mesure de sauvegarde. En outre, à l'issue de l'examen formel, la Commission conclut, sur la base des éléments supplémentaires fournis par la Belgique, comme expliqué à la section 3.3.2.3, que le paiement forfaitaire initial de 15 milliards d'EUR réduira suffisamment le risque pris par l'État belge lorsqu'il reprendra les passifs liés aux déchets nucléaires d'Electrabel et qu'il est donc proportionné. De même, les autres sous-mesures de la composante 2 ont également été jugées proportionnées (voir section 8.3.3.5.2). Par conséquent, les sous-mesures de la composante 2 n'ont pas d'effets négatifs potentiels sur la concurrence et les échanges entre États membres.

(535) Enfin, en ce qui concerne la composante 3, comme indiqué au considérant 373 de la décision d'ouvrir la procédure, les clauses de protection juridique, si et lorsqu'elles sont applicables, sont de nature strictement indemnitaire. La Commission estime donc qu'elles n'ont aucun effet négatif potentiel sur la concurrence et les échanges entre États membres.

(536) En conclusion, compte tenu des modifications apportées à la conception du CEC, de l'organisation d'un appel d'offres pour l'ASGE (et des modifications apportées à la rémunération du partenaire de l'ASGE) et des garanties relatives à l'indépendance du partenaire de l'ASGE, de l'absence d'indications selon lesquelles le projet d'exploitation à long terme entraverait le développement d'autres technologies de production d'électricité en Belgique ainsi que de la proportionnalité des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé transférés et des protections juridiques, la Commission estime que les distorsions indues potentielles sur le marché belge resteront limitées.

8.3.4. *Mise en balance des effets positifs et des effets négatifs de l'aide sur la concurrence et les échanges*

(537) À la suite de l'évaluation effectuée à la section 8.3.2 de la présente décision, la Commission reconnaît que la mesure vise à encourager un investissement dans l'énergie nucléaire et contribue donc au développement d'une activité économique, à savoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie nucléaire, tout en contribuant à la sécurité de l'approvisionnement en électricité et en réduisant la dépendance de la Belgique à l'égard des combustibles fossiles (et en contribuant donc également aux objectifs de décarbonation de la Belgique).

(538) La Commission reconnaît qu'en l'absence de l'aide, incluant les trois composantes qui constituent la mesure, on ne pourrait pas s'attendre à ce que l'investissement soit réalisé. L'aide est donc nécessaire au développement de cette activité économique et a un effet incitatif.

(539) La Commission a estimé que le CEC bidirectionnel, complété par les autres mesures financières visant à soutenir la viabilité financière de l'entreprise commune, l'accord sur le transfert des passifs liés aux déchets nucléaires et au combustible usé, ainsi que les protections juridiques, constituaient des instruments appropriés. L'examen formel n'a pas permis de prouver que d'autres mesures auraient été tout aussi efficaces et auraient eu moins d'effets de distorsion, compte tenu notamment des circonstances particulières de l'affaire, qui concerne une prolongation de la durée de vie d'actifs existants, et ce pour une période limitée.

(540) L'aide sera octroyée de manière proportionnée, étant donné que le bénéficiaire ne conservera pas de bénéfices en dehors de ce qui est strictement nécessaire pour assurer l'exploitation économique et la viabilité de la centrale nucléaire. La conception modifiée du CEC et la formule de rémunération modifiée du partenaire de l'ASGE (dont les paramètres seront réexaminés dans trois ans), ainsi que le plafonnement du paiement minimal des charges d'exploitation et des charges de capital, garantissent que les unités LTO produiront de l'électricité conformément aux signaux du marché et que l'exploitant nucléaire et l'entreprise commune seront davantage exposés au risque de marché, tandis que l'exposition de l'État belge a été réduite.

(541) La révision régulière d'un ensemble clairement défini de valeurs d'entrée du modèle financier, permettant de les ajuster à la hausse ou à la baisse, garantit que les incertitudes importantes qui existent actuellement en ce qui concerne les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation n'entraîneront pas de surcompensation pour les bénéficiaires. L'application d'un mécanisme (renforcé) de partage des pertes/gains garantit en outre qu'il existe des incitations à exploiter les unités LTO de la manière la plus efficace possible, tout en partageant la charge avec l'État belge dans le cas où les prix du marché seraient supérieurs ou inférieurs aux prévisions.

(542) Le taux de rendement des fonds propres, compris entre 6 et 8 % (avec un taux cible de 7 %), se situe dans la fourchette basse par rapport aux projets de référence et correspond au coût du capital. Il est donc considéré comme proportionné, d'autant plus compte tenu des circonstances du projet d'exploitation à long terme, qui concerne la prolongation de la durée de vie d'actifs existants reposant sur une technologie ancienne et pour une période limitée à 10 ans.

(543) La Commission observe également que ni Electrabel ni BE-NUC ne contrôleront les ventes de l'électricité produite par les unités LTO, mais qu'un partenaire de l'ASGE indépendant vendra l'intégralité de l'électricité sur le marché, ce qui contribuera à garantir que la position d'Engie sur le marché belge ne soit pas renforcée.

(544) En outre, la Commission ne dispose d'aucune indication laissant supposer que le projet d'exploitation à long terme empêchera de nouveaux acteurs d'entrer sur le marché de la production d'électricité en Belgique et/ou empêchera d'autres acteurs de développer de nouvelles capacités de production et conclut que, dans l'ensemble, les distorsions indues de concurrence potentielles sont limitées, eu égard aux considérations exposées à la section 8.3.3.

(545) Après une mise en balance complète, et en tenant compte des engagements proposés, la Commission est arrivée à la conclusion que les distorsions indues de la concurrence résultant de la mesure sont limitées au minimum nécessaire et sont contrebalancées par les effets positifs de la mesure.

8.3.5. *Conclusion concernant la compatibilité de l'aide*

(546) Sur la base de l'évaluation effectuée dans la présente décision et compte tenu des circonstances particulières de l'espèce, à savoir la prolongation de la durée de vie de réacteurs nucléaires existants reposant sur une technologie ancienne offrant une flexibilité limitée, et ce pour une période limitée à 10 ans, la Commission estime que l'ensemble des mesures notifiées puis modifiées par les autorités belges, y compris les possibilités de révision et les engagements pris, est compatible avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

9. **CONCLUSION**

(547) La mesure telle que modifiée est compatible avec le marché intérieur sur le fondement de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

(548) La Commission observe que l'accord de mise en œuvre et les documents qui l'accompagnent ont été fournis, pour évaluation, conjointement avec les conditions de l'ASGE et le modèle financier de signature. La Belgique s'engage à ce que les accords dont les conditions définitives n'ont pas encore été fixées (par exemple, les conditions de l'accord sur les pratiques administratives, des prêts d'actionnaires, des prêts liés au coût de la période d'arrêt et de la facilité de financement du fonds de roulement) contiennent les clauses standard attendues de tout investisseur pour ce type de projet et à ce que ces conditions soient fixées dans des conditions de pleine concurrence. Si les conditions définitives de ces documents modifient la mesure notifiée telle que présentée dans la présente décision, la Belgique s'engage à les notifier à la Commission,

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

La mesure que la Belgique envisage de mettre en œuvre pour soutenir la prolongation de la durée de vie de deux réacteurs nucléaires en Belgique, à savoir Doel 4 et Tihange 3, est compatible avec le marché intérieur.

La mise en œuvre de la mesure est approuvée conformément à ces dispositions.

Article 2

Le Royaume de Belgique est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 21 février 2025.

Par la Commission
Teresa RIBERA
Vice-présidente exécutive