2025/2370

16.12.2025

DECIZIA (UE) 2025/2370 A COMISIEI

din 21 februarie 2025

privind măsura de ajutor de stat SA.106107 (2024/N) pe care Belgia intenționează să o pună în aplicare pentru prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare (Doel 4 și Tihange 3)

[notificată cu numărul C(2025) 1070]

(Numai textul în limba engleză este autentic)

(Text cu relevanță pentru SEE)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, în special articolul 108 alineatul (2) primul paragraf,

având în vedere Acordul privind Spațiul Economic European, în special articolul 62 alineatul (1) litera (a),

după ce părțile interesate au fost invitate să își prezinte observațiile în conformitate cu dispozițiile menționate ([1]) și având în vedere observațiile acestora,

întrucât:

1. PROCEDURA

(1) Prin scrisoarea din 21 iunie 2024, Belgia a notificat Comisiei măsura de sprijinire a prelungirii duratei de viață a două reactoare nucleare din Belgia [Doel 4 (denumit în continuare „D4") și Tihange 3 (denumit în continuare „T3")], denumite împreună unitățile de exploatare pe termen lung (*long-term operation* – „LTO"). Aceasta a furnizat Comisiei informații suplimentare prin scrisorile din 9 și 10 iulie 2024, în urma solicitării de informații transmise de Comisie la 4 iulie 2024.

(2) Prin scrisoarea din 22 iulie 2024, Comisia a informat Belgia cu privire la decizia sa de a iniția procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (denumit în continuare „TFUE") în ceea ce privește măsura (denumită în continuare „decizia de inițiere a procedurii").

(3) Belgia și-a prezentat observațiile privind decizia de inițiere a procedurii la 22 august 2024.

(4) Decizia Comisiei de inițiere a procedurii a fost publicată în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene* ([2]). Comisia a invitat părțile interesate să prezinte observații.

(5) Comisia a primit observații de la părțile interesate. Aceste observații au fost comunicate Belgiei, căreia i s-a dat posibilitatea de a răspunde; observațiile sale au fost primite prin scrisoarea din 30 octombrie 2024.

(6) Belgia a furnizat informații suplimentare la 2 septembrie 2024, la 23, 27 și 30 octombrie 2024, la 8, 14, 18, 22, 25, 27 și 30 noiembrie 2024, la 2, 4, 5, 12, 13, 17 și 20 decembrie 2024, la 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 și 31 ianuarie 2025 și la 1 februarie 2025 ([3]).

(7) Prin scrisoarea din 24 octombrie 2024, Belgia a acceptat, în mod excepțional, să renunțe la drepturile care decurg din articolul 342 din TFUE coroborat cu articolul 3 din Regulamentul nr. 1/1958 ([4]) și și-a exprimat acordul privind adoptarea și comunicarea prezentei decizii în limba engleză.

([1]) Ajutor de stat – Belgia – Ajutorul de stat SA.106107 (2024/N) – Prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare (Doel 4 și Tihange 3) – Invitație de a prezenta observații în temeiul articolului 108 alineatul (2) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (JO C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).

([2]) A se vedea nota de subsol 1.

([3]) Pe baza informațiilor furnizate de Electrabel au fost elaborate anumite contribuții de natură tehnică, financiară, economică sau operațională.

([4]) Regulamentul nr. 1 de stabilire a regimului lingvistic al Comunității Economice Europene (JO 17, 6.10.1958, p. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. DESCRIEREA DETALIATĂ A CONTEXTULUI

2.1. Flota nucleară din Belgia

(8) Până în 2022, flota nucleară a Belgiei era formată din șapte reactoare nucleare, patru localizate în Flandra (Doel) și trei în Valonia (Tihange). Toate reactoarele au fost puse în funcțiune între 1975 și 1985 ([5]) și au fost construite de operatori de servicii de utilități publice (Ebes, Intercom și Unerg), care au fuzionat în cele din urmă, devenind Electrabel SA (deținută majoritar de Tractebel) în 1990 (denumită în continuare „Electrabel"). În 1996, Société Générale de Belgique (denumită în continuare „SGB") a devenit acționarul majoritar al Tractebel, iar în 1999, Suez a achiziționat aproape 100 % din SGB. În urma fuziunii dintre Suez și Gaz de France (denumit în continuare „GDF") în 2008, beneficiarul real al Electrabel a fost Engie S.A. (denumită în continuare „Engie").

(9) Electrabel, o filială deținută integral de Engie, a fost operatorul nuclear și proprietarul majoritar al celor șapte reactoare nucleare din Belgia încă de la punerea lor în funcțiune. În prezent, drepturile de proprietate asupra reactoarelor nucleare belgiene sunt după cum urmează:

— Electrabel deține 100 % din Doel 1 și Doel 2, 89,807 % din Doel 3, Doel 4, Tihange 2 și Tihange 3 și 50 % din Tihange 1;

— Luminus, o filială a EDF Belgium, deține 10,193 % din Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 și Doel 4;

— EDF Belgium ([6]) deține restul de 50 % din Tihange 1.

(10) În ceea ce privește capacitățile unităților LTO (a se vedea tabelul 2).

— Doel 4 deține în prezent o capacitate nominală de 1 038 MW în 2022 (1 026 MW în 2023) și a generat 8,940 TWh de energie electrică în 2022 ([7]), ceea ce reprezintă o cotă de aproximativ 11 % din cererea totală de energie electrică din Belgia în 2022 [82,9 TWh ([8])];

— Tihange 3 deține în prezent o capacitate nominală de 1 038 MW în 2022 (1 030 MW în 2023) și a generat 7,366 TWh de energie electrică în 2022 ([9]), ceea ce reprezintă o cotă de aproximativ 9 % din cererea totală de energie electrică din Belgia în 2022 [82,9 TWh ([10])].

(11) Belgia explică faptul că toate reactoarele nucleare belgiene, inclusiv unitățile LTO, au fost proiectate și exploatate ca unități de sarcină de bază, bazate pe tehnologia reactoarelor cu apă sub presiune (denumite în continuare „PWR"). Proiectul datează din anii 1970 și este tipic pentru unitățile de sarcină de bază, cum ar fi reactoarele nucleare mai vechi din întreaga lume. Aceste unități sunt exploatate în mod obișnuit la capacitatea nominală maximă ori de câte ori sunt în funcțiune, spre deosebire de tehnologiile mai noi (generația III) care sunt capabile să funcționeze flexibil, inclusiv să modifice puterea de ieșire în timp („rampă" sau „urmărirea sarcinii") și să asigure rezerve de reglare a frecvenței și de funcționare ([11]). În cazul funcționării la sarcină de bază, puterea este, de obicei, redusă sau oprită numai atunci când este necesară pentru realimentarea planificată și/sau întreținerea periodică, întreținerea urgentă neplanificată pentru remedierea problemelor legate de echipamentele instalației sau constrângeri neprevăzute în materie de proiectare și/sau siguranță. Prin urmare, reducerea puterii de ieșire este determinată mai degrabă de nevoile operatorului nuclear sau ale operatorului de sistem de transport („OST") decât de semnalele pieței.

([5]) Doel 1, Doel 2 și Tihange 1 în 1975; Doel 3 și Tihange 2 în 1982 și, respectiv, 1983; Doel 4 și Tihange 3 în 1985.
([6]) EDF Belgium și Luminus sunt entități juridice distincte. Ambele fac parte din Grupul EDF. EDF Belgium deține 68,6 % dintre acțiunile Luminus. Ceilalți acționari ai Luminus sunt Ethias, Publilec, Socofe și Nethys.
([7]) Sursă: Asociația Nucleară Mondială (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Sursă: *Adequacy & flexibility study for Belgium* (Studiu de flexibilitate și adecvare pentru Belgia) (2024-2034), realizat de grupul Elia – Issuu (p. 42).
([9]) Sursă: Asociația Nucleară Mondială (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Sursă: *Adequacy & flexibility study for Belgium* (Studiu de flexibilitate și adecvare pentru Belgia) (2024-2034), realizat de grupul Elia – Issuu (p. 42).
([11]) Sursă: 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*, volumul 222, 2018, pp. 872-884.

(12) Belgia clarifică faptul că reactoarele nucleare belgiene sunt limitate din punct de vedere tehnic de proiectarea lor, ceea ce restricționează în mare măsură posibilitățile de modulare a producției, care a fost limitată pentru o lungă perioadă de timp la reglementările în materie de rețea. Acest lucru se datorează faptului că reactoarele nucleare belgiene sunt echipate exclusiv cu bare de control negre pentru reactoare, ceea ce restricționează în mare măsură capacitatea de modulare, spre deosebire de cele gri ([12]). În schimb, de exemplu, unele dintre cele mai recente reactoare nucleare franceze sunt echipate atât cu bare de control negre, cât și cu bare de control gri, astfel încât sunt proiectate și construite cu scopul de a efectua modulări și urmăriri ale sarcinii. Ca urmare a proiectului bazat pe bare de control negre în reactoarele nucleare belgiene, până de curând, modularea din motive economice a fost interzisă de Agenția belgiană pentru securitate nucleară (denumită în continuare „AFCN/FANC") ([13]). Modularea a fost acceptabilă numai din motive tehnice sau la cererea OST din Belgia (Elia), pentru a evita un colaps ([14]).

(13) Cu toate acestea, potrivit Belgiei, ca răspuns la evoluția generală a piețelor energiei electrice și la necesitatea de a introduce flexibilitate în funcționarea lor, au fost efectuate studii privind autorizarea anumitor situații de modulare din motive economice (denumită în continuare „modularea economică"). În 2015, Engie, Electrabel și autoritățile de reglementare din Belgia au lansat studii de securitate ([15]) pentru a analiza condițiile care ar trebui îndeplinite pentru autorizarea anumitor modulări din motive economice, analizând, printre altele, impactul unei astfel de modulări asupra combustibilului nuclear. Studiul a concluzionat că pentru Tihange 3 și Doel 4 ar putea fi acceptate maximum 30 de modulații economice per ciclu al combustibilului, cu condiția respectării unei serii de condiții tehnice – legate în principal de încălzirea și răcirea elementului combustibil:

— limitarea vitezei de decelerare și de accelerare la 1 %/min;

— puterea minimă la 50 % din puterea nominală ([16]);

— minimum 2 ore (3 ore dacă modularea este declanșată pe parcursul zilei) și maximum 72 de ore pentru o modulare și

— minimum 72 de ore între două modulări pe același reactor pentru stabilizare.

(14) În plus, modulările nu ar fi posibile în anumite perioade ([17]), cum ar fi:

(a) la sfârșitul unui ciclu al combustibilului, în cursul ultimelor două luni, atunci când concentrația de bor din circuitul primar este scăzută (concentrație de acid boric mai mică de 200 ppm) și

(b) atunci când operatorul reactorului solicită lipsa modulării pentru a evita o perioadă tranzitorie într-o situație specifică (de exemplu, teste lunare ale fluxului de neutroni, posibile scurgeri de supapă, inspecția construcției reactorului etc.) sau din cauza unor probleme tehnice.

([12]) Barele de control „negre" ale reactorului (care sunt fabricate din carbură de bor) absorb toți neutronii incidenți. Acestea sunt concepute pentru a opri reactorul și, prin urmare, pot crea un gradient puternic de temperatură și stres termic în elementele combustibile în timpul unei modulări. Barele de control „gri" (care sunt fabricate din argint-indiu-cadmiu) absorb doar o parte din neutronii incidenți și sunt concepute pentru a asigura o putere de ieșire flexibilă a reactorului, deoarece provoacă depresiuni mult mai mici în fluxul neutronilor și distribuția puterii în proximitatea barelor și, prin urmare, nu prezintă aceleași probleme de supraîncălzire a combustibilului.

([13]) Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN)/Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle (FANC).

([14]) Astfel de cereri de modulare din partea Elia pot fi împărțite în două categorii, în funcție de caracterul critic al situației: „faza de alarmă": modulare solicitată de Elia cu un preaviz de o săptămână, deoarece se așteaptă la o situație critică în rețea; „faza de urgență": modulare solicitată de Elia direct camerei de comandă a unităților nucleare pentru eliberarea fără întârziere a rețelei.

([15]) Sursă: Femke Flachet, Jinzhao Zhang, Ruben Van Parys, Daniel Vantroyen, Christophe Schneidesch, „Core and fuel feasibility study for improved flexibility on the Belgian Nuclear Power Plants" (Studiu de fezabilitate privind miezul reactorului și combustibilul pentru îmbunătățirea flexibilității centralelor nucleare belgiene), în *Proceedings of WRFPM*, 2014, Lucrarea nr. 100136, Sendai, Japonia, 14-17 septembrie.

([16]) În practică, se asigură, de obicei, o capacitate de până la 400 MW pentru modulări economice la cererea operatorilor centralelor, mai degrabă decât o capacitate de 500 MW (50 % din puterea nominală), ceea ce presupune mai multe operațiuni manuale și, prin urmare, crește riscul de oprire automată.

([17]) A se vedea *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, anexa Q1, secțiunile 3.1 și 3.2, pp. 4-6.

(15) În urma acestor studii, AFNC/FANC a autorizat operatorul să efectueze până la 30 de modulări pe ciclu ([18]), ceea ce corespunde numărului maxim de modulări care pot fi efectuate în limitele actualei autorizații de funcționare. Având în vedere aceste constrângeri, Engie a subliniat că fiecare decizie de modulare este evaluată cu prudență de către operator, întrucât implică riscuri multiple (de exemplu, producerea de efluenți lichizi din cauza modulării, uzura mai rapidă a instalațiilor, riscul declanșării opririi automate, daune potențiale care ar face imposibilă repornirea reactorului etc.), toate acestea fiind în mare măsură documentate în literatura de specialitate ([19]).

(16) Potrivit Belgiei (pe baza contribuției Electrabel), în lumina stadiului actual al cunoștințelor, nu există soluții tehnologice disponibile pentru a spori flexibilitatea la un cost rezonabil și într-un interval de timp rezonabil. Modernizarea tehnică pentru a transforma un reactor de sarcină de bază în instalație de urmărire a sarcinii și pentru a permite o mai mare flexibilitate ar necesita o modificare completă a proiectului și, în special, înlocuirea capului vasului de presiune al reactorului, care este o operațiune foarte îndelungată și complexă. În plus, aceasta ar necesita noi studii privind raportul de analiză a securității (*Safety Analysis Report* – SAR) și o modificare semnificativă a autorizației lor de funcționare, care ar trebui să fie emisă de autoritățile belgiene competente în materie de securitate nucleară.

(17) În plus, Belgia (pe baza contribuției Electrabel) explică faptul că flexibilitatea reactoarelor este, de asemenea, limitată de caracterul specific al combustibilului lor și de gestionarea perioadelor de întrerupere:

(a) Combustibilul este adaptat pentru o durată specifică a ciclului și pentru un anumit număr de modulări posibile. Creșterea flexibilității reactoarelor ar necesita modificarea îmbogățirii combustibilului, ceea ce nu este posibil, deoarece combustibilul a fost deja comandat pentru întreaga durată a proiectului. În cazul în care unitățile LTO ar fi „modernizate” pentru a crește numărul modulărilor disponibile, carburantul ar trebui comandat din nou, ceea ce ar fi nejustificat de costisitor.

(b) Limitat din punct de vedere tehnic și juridic de AFNC/FANC ([20]), operatorul nuclear dispune doar de o marjă de manevră foarte limitată pentru planificarea perioadelor de întrerupere pentru întreținere, lucrări și realimentare. Perioadele planificate de întrerupere sunt foarte complexe de pus în aplicare și trebuie pregătite cu luni sau chiar ani în avans. În cadrul REMIT ([21]), participantul la piață trebuie să facă publice în timp util datele perioadelor de întrerupere – de exemplu prin intermediul platformei NordPool pentru mesaje urgente de piață (UMM) ([22]) – în general, în practică, cu 3 ani înainte. În plus, datele perioadelor de întrerupere pot fi modificate într-o foarte mică măsură odată ce au fost anunțate (având în vedere constrângerile operaționale, cum ar fi disponibilitatea pieselor și a contractanților), iar aceste modificări pot fi contestate de OST care, în cazul în care acesta din urmă consideră că abaterea duce la o perturbare a rețelei, poate solicita compensații din partea operatorului nuclear. În orice caz, datele perioadelor de întrerupere nu pot fi modificate după jumătatea lunii iulie a anului precedent fără aprobarea prealabilă a OST.

(c) Din punct de vedere operațional, unitățile LTO vor fi exploatate în cicluri ale combustibilului de 12 luni (în loc de cicluri de combustibil de 18 luni în prezent). Această decizie este luată ca urmare a unui echilibru economic:

— În primul rând, maximizarea perioadei de producție a unităților LTO în cursul următoarelor ierni, atunci când cererea de energie electrică înregistrează cel mai ridicat nivel – și prețurile, de asemenea – în timp ce producția de energie electrică din surse regenerabile este mai scăzută. Prin urmare, s-a convenit ca unitățile LTO să fie exploatate într-un ciclu al combustibilului de 12 luni, astfel încât întreruperile periodice cauzate de realimentare să poată fi sincronizate și să aibă loc în fiecare an în timpul verii.

([18]) Belgia a pus la dispoziție autorizațiile directorului general al BelV, o organizație subsidiară a AFNC/FANC, pentru modulări economice de până la 30 de ori pe ciclu:
Pentru Doel 4, a se vedea BelV, 3078/2739/POI.851, „Kerncentrale Doel – Eenheid Doel 4 – Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties”, 26 iulie 2017.
Pentru Tihange 3, a se vedea BelV, 2018-0330, „Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues”, 28 august 2018.

([19]) A se vedea, de exemplu, (i) SFEN/RGN, „9. Parc nucléaire : la manoeuvrabilité au détriment de la performance?”, 25 iulie 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*, Volumul 151, 2018, pp. 289-296; (iii) Alexey Lokhov, „Suivi de charge dans les centrales nucléaires”, *AEN Infos*, 2011, n°29.2.

([20]) A se vedea nota de subsol 18.

([21]) Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (JO L 326, 8.12.2011, p. 1), articolul 2 punctul 1 litera (b).

([22]) Următorul link oferă toate UMM Tihange 3 și Doel 4 în viitor: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— În al doilea rând, pentru a ține seama de semnalele pieței pe termen mediu și lung, programarea perioadelor de întrerupere în lunile cu prețuri mai mici reprezintă o practică standard în industria nucleară. Prin urmare, încă de la început, planificarea în ansamblu a perioadelor de întrerupere în cadrul Doel 4 și Tihange 3 a fost optimizată pentru a limita cât mai mult posibil impactul asupra prețului pieței, datorită trecerii de la un ciclu al combustibilului de 18 luni la un ciclu al combustibilului de 12 luni (astfel cum se explică la punctul – de mai sus).

2.2. **Eliminarea treptată a energiei nucleare în Belgia**

(18) Astfel cum se descrie în secțiunea 2.1 din decizia de inițiere a procedurii, în 2003, parlamentul federal belgian a adoptat o lege prin care se interzice construirea de noi unități nucleare destinate producției industriale de energie electrică prin fisiune nucleară în Belgia și se limitează exploatarea reactoarelor deja existente la 40 de ani, instituind astfel eliminarea treptată a energiei nucleare în perioada 2015-2025 („Legea din 2003" sau „Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare") ([23]). Astfel cum se prevedea inițial în Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare, Doel 3 și Tihange 2 au fost deconectate permanent de la rețea la 23 septembrie 2022 și, respectiv, la 31 ianuarie 2023. Prin legile din 18 decembrie 2013 și 28 iunie 2015 ([24]), legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare a fost modificată, iar durata de viață a celor mai vechi trei reactoare, Tihange 1, Doel 1 și Doel 2, a fost prelungită cu 10 ani, până la 30 septembrie 2025, 14 februarie 2025 și, respectiv, 30 noiembrie 2025 (prelungire cu 10 ani a duratei de viață) ([25]).

(19) În conformitate cu Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare, Doel 4 și Tihange 3 urmau să se închidă până în 2025. În consecință, începând din 2020, obiectivele strategice ale Engie în ceea ce privește activitățile nucleare au fost (i) retragerea din activitățile de producere a energiei nucleare din Belgia pentru a reduce riscul expunerii sale în calitate de operator nuclear la volatilitatea prețurilor de pe piață și (ii) eliminarea producției de energie nucleară din cadrul activităților principale ale Engie. Începând din 2020, această retragere a condus la suspendarea tuturor studiilor referitoare la prelungirea duratei de viață a centralelor sale nucleare (toate localizate în Belgia). Comunicarea financiară a Engie începând din 2020 este în conformitate cu acest obiectiv strategic al retragerii și a fost avută în vedere în ipotezele contabile utilizate pentru întocmirea situațiilor financiare consolidate, în special în cadrul testelor de depreciere ([26]).

(20) Tabelul 1 oferă o prezentare generală a celor șapte reactoare nucleare belgiene, inclusiv a structurii de proprietate, a capacității nete și a datelor inițiale de dezactivare, în conformitate cu Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare și revizuirile ulterioare.

Tabelul 1

Prezentare generală a centralelor nucleare din Belgia

Reactor nuclear	Structura de proprietate	Capacitatea netă în 2023 (MWe)	Data dezactivării (Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare)	Data dezactivării (revizuită)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 februarie 2015	14 februarie 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1 decembrie 2015	30 noiembrie 2025

([23]) A se vedea 31 ianuarie 2003, *Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie/Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*. În conformitate cu Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare, datele de închidere a centralelor nucleare din Belgia ar fi fost 15 februarie 2015 (Doel 1), 1 decembrie 2015 (Doel 2), 1 octombrie 2022 (Doel 3), 1 iulie 2025 (Doel 4), 1 octombrie 2015 (Tihange 1), 1 februarie 2023 (Tihange 2) și 1 septembrie 2025 (Tihange 3).

([24]) La 5 martie 2020, legea din 28 iunie 2015 a fost anulată de Curtea Constituțională (cauza 34/2020) – după pronunțarea unei hotărâri preliminare de către Curtea de Justiție a Uniunii Europene (cauza C 411/17) – pe motivul că obligațiile privind evaluarea impactului asupra mediului nu au fost respectate, menținând în același timp efectele legii până la 31 decembrie 2022. La 11 octombrie 2022, după o evaluare a impactului asupra mediului, a fost adoptată o „lege privind reparațiile", care a modificat datele de dezactivare. Legea privind reparațiile a amânat dezactivarea Doel 1, Doel 2 și Tihange 1 până în 2025.

([25]) A se vedea Decizia Comisiei din 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgia, Extinderea duratei de viață a centralelor nucleare Tihange 1, Doel 1 și Doel 2 (JO C 142, 5.5.2017, p. 1).

([26]) A se vedea elementele de probă din notele de subsol 7 și 8 din decizia de inițiere a procedurii.

Reactor nuclear	Structura de proprietate	Capacitatea netă în 2023 (MWe)	Data dezactivării (Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare)	Data dezactivării (revizuită)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1 octombrie 2022	*Dezactivare la 23 septembrie 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1 iulie 2025	31 octombrie 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1 octombrie 2015	30 septembrie 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1 februarie 2023	*Dezactivare la 31 ianuarie 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 septembrie 2025	31 octombrie 2035 (*)

Sursă: Autoritățile belgiene – Se face trimitere la site-ul web al Serviciului Public Federal („SPF") Economie privind producția de energie nucleară în Belgia, consultat ultima dată la 18 iunie 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. După cum s-a indicat, Doel 3 și Tihange 2 au fost dezactivate. Următorul raport include capacitatea netă anterioară a acestora: Agenția Internațională pentru Energia Atomică, Experiența operațională cu centrale nucleare din statele membre, Experiența operațională cu centrale nucleare din statele membre, AIEA, Viena (2022) (accesibil prin intermediul site-ului web FPS Economy).

(*) Data revizuită de dezactivare în cazul în care reactoarele nucleare sunt operaționale la 1 noiembrie 2025; ultima dată posibilă pentru dezactivare este 31 decembrie 2037.

2.3. Decizia Belgiei de a utiliza în continuare energie nucleară

(21) La 18 martie 2022, guvernul federal belgian (denumit în continuare și „guvernul belgian") a decis să reevalueze eliminarea treptată a energiei nucleare, permițând prelungirea duratei de funcționare [exploatare pe termen lung (denumită în continuare „LTO")] a celor două reactoare nucleare puse cel mai recent în funcțiune, Doel 4 și Tihange 3, pentru o perioadă de 10 ani (denumit în continuare „proiectul LTO"). Decizia Belgiei a fost luată în contextul răspunsului european la războiul Rusiei împotriva Ucrainei (inclusiv necesitatea ca statele membre ale UE să își reducă consumul de gaze și dependența de gaze) și criza gazelor rezultată, precum și preocupările deja existente cu privire la securitatea aprovizionării în Belgia (a se vedea, de asemenea, secțiunea 2.4 de mai jos), având în vedere nevoile sporite de electrificare (pentru a permite tranziția energetică) și disponibilitatea scăzută a flotei nucleare franceze în perioada 2021-2022 (din cauza unor probleme neprevăzute de coroziune și a întreținerii extinse pentru a-i prelungi durata de funcționare) ([27]).

(22) Ulterior, în 2022, guvernul belgian a început negocierile cu operatorul nuclear belgian, Electrabel, cu privire la punerea în aplicare a prelungirii duratei de viață. Motivele pentru care nu a organizat o licitație, care au fost furnizate de Belgia și cu privire la care Comisia nu a emis rezerve în decizia de inițiere a procedurii, sunt menționate în considerentul 38 din decizia de inițiere a procedurii și includ:

(a) Deținerea know-how-ului și a autorizațiilor necesare: accesul la capacitatea de generare a energiei nucleare necesită un know-how special, inclusiv specific fiecărei țări, care nu este disponibil pentru toți actorii de pe piață, ceea ce Comisia a recunoscut anterior în ceea ce privește Electrabel în special (a se vedea nota de subsol 30 din decizia de inițiere a procedurii) și operatorii nucleari în general (a se vedea nota de subsol 31 din decizia de inițiere a procedurii); know-how-ul, proprietatea intelectuală și autorizațiile relevante privind instalațiile nucleare din Belgia sunt unice și numai Electrabel le deține în prezent.

([27]) A se vedea Decizia Comisiei din 29 septembrie 2023, SA.104336 (2023/N), Belgia, Modificări ale mecanismului de remunerare a capacității de producție (JO C 265, 18.10.2023, p. 1).

(b) Sincronizarea: intervalul de timp dintre decizia guvernului belgian privind proiectul LTO și data planificată de repornire a unităților LTO este foarte scurt, iar o reîncepere până în septembrie (pentru Tihange 3) și noiembrie (pentru Doel 4) 2025 necesită executarea anumitor lucrări pregătitoare și studii de fezabilitate [denumite în continuare „Activități de dezvoltare” (a se vedea nota de subsol 32 din decizia de inițiere a procedurii)] înainte de începerea efectivă a lucrărilor. Electrabel, în calitatea sa de unic operator nuclear în Belgia, era singura întreprindere care dispunea de cunoștințele, resursele și instrumentele unice pentru a desfășura aceste activități în mod rapid și eficient. Prin urmare, niciun alt operator în afară de Electrabel nu ar fi putut fi selectat printr-o procedură de licitație, iar lansarea unei proceduri de licitație pentru selectarea operatorului unităților LTO nu ar fi condus la un rezultat semnificativ, având în vedere particularitățile și constrângerile proiectului LTO.

(23) Engie, societatea-mamă a Electrabel, a ezitat inițial să înceapă negocieri cu Belgia cu privire la proiectul LTO, susținând că tehnologia nucleară devenise prea costisitoare și prea riscantă și făcând trimitere la intenția Engie de a înceta operațiunile nucleare în Belgia după 2025 (a se vedea considerentul 19). Prin urmare, statul belgian a convenit cu Engie să instituie un mecanism de partajare, în mod echilibrat și transparent, a riscurilor și a recompenselor legate de prelungirea duratei de viață a celor două reactoare. Potrivit Belgiei, Engie a precizat de la bun început că, în lipsa unui mecanism de partajare a riscurilor și a unui acord privind deșeurile nucleare rezultate din exploatarea celor șapte centrale nucleare din Belgia, aceasta nu ar lua în considerare prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare, care obligă Engie să își modifice în mod substanțial strategia întreprinderii și expunerea la risc ([28]).

(24) Procesul de negociere a fost descris în detaliu în secțiunea 3.1 din decizia de inițiere a procedurii și a condus la încheierea unui acord de punere în aplicare la 13 decembrie 2023, în vederea reînceperii exploatării unităților LTO înainte de iarna 2025-2026. Astfel cum s-a menționat în considerentul 36 din decizia de inițiere a procedurii, acordul de punere în aplicare constă în trei componente principale, toate având același scop de a sprijini executarea proiectului LTO:

(a) „Componenta 1”: setul de submăsuri referitoare la remunerare și la mecanismele financiare care permit venituri stabile pentru cele două reactoare nucleare, precum și modificările structurii acționariatului prin crearea BE-NUC (a se vedea secțiunea 3.3.1);

(b) „Componenta 2”: setul de submăsuri referitoare la dezafectarea centralelor nucleare și depozitarea pe termen lung și depozitarea definitivă a deșeurilor nucleare și a combustibilului uzat transferate (inclusiv modificarea pachetului de măsuri de securitate pentru a monitoriza situația financiară a operatorului nuclear în raport cu profilul de risc modificat ca urmare a plafonului convenit) (a se vedea secțiunea 3.3.2);

(c) „Componenta 3”: acordurile privind partajarea riscurilor și despăgubirile în cazul anumitor modificări legislative (a se vedea secțiunea 3.3.3).

(25) Acordul de punere în aplicare a fost modificat de două ori în cursul anului 2024 ([29]). Conținutul său este descris în detaliu în secțiunea 3.

(26) Câteva dintre etapele importante ale proiectului LTO sunt:

(a) După încheierea acordului, se vor face pregătiri suplimentare pentru a relua producția cel târziu la 1 septembrie (pentru Tihange 3) și la 1 noiembrie (pentru Doel 4) 2025.

(b) Perioada cuprinsă între data inițială de dezactivare a reactoarelor (astfel cum se prevede în Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare din 2003, și anume 1 iulie 2025 pentru Doel 4 și 1 septembrie 2025 pentru Tihange 3 – a se vedea tabelul 1) și data de reluare a producției va fi utilizată pentru pregătirea unităților LTO pentru repornire și este denumită „perioada de oprire”.

([28]) A se vedea elementele de probă din nota de subsol 10 din decizia de inițiere a procedurii.

([29]) La 10 mai 2024, un prim acord de modificare a vizat următoarele subiecte: modificarea anumitor condiții ale expertului evaluator RFP, amânarea datei de închidere Target, anumite confirmări, modificări tehnice, corectarea unei erori în SPA („acordul de achiziție de acțiuni”) II, termen suplimentar pentru încheierea ASA și EMSA. La 15 iulie 2024, un al doilea acord de modificare a vizat următoarele subiecte: amânarea datei limită până la 21 februarie 2025, acordul privind condițiile procesului de licitație al EMSA, anumite confirmări, modificarea tehnică a SPA I.

(c) Perioada de 3 ani cuprinsă între septembrie 2025 și 31 decembrie 2028 [„data ajustării” ([30])] este „faza de repornire” și va fi utilizată pentru a aduce unitățile LTO în conformitate cu cerințele Autorității belgiene pentru securitate nucleară.

(d) Începând cu 1 ianuarie 2029, se preconizează că unitățile LTO vor funcționa la capacitate maximă până la 1 noiembrie 2035 în timpul „fazei de exploatare”.

(27) Prin urmare, producția de energie electrică în perioada 2026-2028 va fi relativ scăzută din cauza întreruperilor programate mai mult decât în mod obișnuit ale celor două reactoare în faza de repornire [„întreruperi programate ale LTO ([31])”]. Se preconizează că indisponibilitatea unităților LTO în timpul întreruperilor programate ale LTO va fi de 24 de săptămâni pe an, iar aceasta în primii 3 ani de la data repornirii LTO.

(28) Pe lângă întreruperile programate ale LTO, se preconizează o întrerupere anuală normală a funcționării centralelor nucleare [„întreruperi programate care nu sunt legate de LTO ([32])”] pentru întreaga perioadă de prelungire a duratei de viață [și anume, în faza de repornire și în faza de exploatare), cu până la 1 an înainte de încetarea funcționării pentru Doel 4 și până în ultimul an de funcționare pentru Tihange 3. Se preconizează că fiecare întrerupere programată care nu este legată de LTO va dura 6 săptămâni. Prin urmare, în primii 3 ani de la repornirea LTO, se preconizează că cele două reactoare nucleare vor fi oprite timp de 30 de săptămâni pe an.

(29) Pe lângă întreruperile programate (LTO și care nu sunt legate de LTO), pot exista probleme neplanificate și neprevăzute care necesită închiderea suplimentară a unităților LTO. O rată de întrerupere forțată (*forced outage rate* – „FOR”) de 10 % a fost presupusă în modelul financiar de semnare care stă la baza acordului de remunerare (*Remuneration Agreement* – „RA”) ([33]). Aceasta înseamnă că atât Doel 4, cât și Tihange 3 au o rată-țintă de disponibilitate de 90 % pe o perioadă de 10 ani, atunci când nu se iau în considerare întreruperile programate ale LTO și care nu sunt legate de LTO.

(30) Atunci când sunt incluse toate întreruperile programate și neprogramate, Doel 4 și Tihange 3 au o rată-țintă de disponibilitate de aproximativ 68,4 % și, respectiv, 67,4 %.

(31) Capacitatea nominală de producție de energie electrică, producția anuală de energie electrică și ponderea din cererea națională de energie electrică din Belgia pentru Doel 4 și Tihange 3, înainte și după prelungirea duratei de viață, au fost rezumate în tabelul 2. Astfel cum reiese clar din tabelul 2, se preconizează că producția anuală estimată de energie electrică a unităților LTO se va dubla după faza de repornire.

Tabelul 2

Principalele caracteristici ale Doel 4 și Tihange 3 (înainte și după LTO)

	Doel 4	Tihange 3
Înainte de prelungirea duratei de viață		
Capacitatea nominală (*date din 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Producția anuală de energie electrică (*date din 2022*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Ponderea cererii de energie electrică din Belgia (*date din 2022*)	11 %	9 %

([30]) O „ajustare” este un proces utilizat pentru a se asigura că toate conturile și înregistrările sunt exacte și echilibrate. Aceasta presupune compararea cifrelor estimate sau inițiale cu cifrele reale și finale și efectuarea ajustărilor necesare.

([31]) „Întreruperile programate ale LTO” sunt perioadele planificate de întrerupere care sunt necesare pentru a aduce unitățile LTO în conformitate cu cerințele autorității pentru securitate.

([32]) „Întreruperile programate care nu sunt legate de LTO” sunt întreruperile normale anuale (în principal în scopul realimentării) care sunt avute în vedere încă din anul 1, anul 2 și anul 3 după data repornirii LTO pentru Doel 4 și, respectiv, Tihange 3, cu până la 1 an înainte de încetarea funcționării pentru Doel 4 și până în ultimul an de funcționare pentru Tihange 3.

([33]) Modelul financiar de semnare este modelul financiar care stă la baza acordului de remunerare semnat la 13 decembrie 2023.

	Doel 4	Tihange 3
După prelungirea duratei de viață		
Capacitatea nominală (*date din 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Producția anuală de energie electrică (*estimări*)	2026-2028: 3 435 GWh după 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh după 2029: 7 186 GWh
Ponderea cererii de energie electrică din Belgia (*estimări*)	2026-2028: 3 %-4 % după 2029: 6 %-8 %	2026-2028: 3 %-4 % după 2029: 6 %-8 %

Sursă: AIEA PRIS, Asociația Nucleară Mondială; Studiu de flexibilitate și adecvare pentru Belgia realizat de Elia (2024-2034).

2.4. Preocupări legate de adecvarea resurselor în Belgia

(32) Astfel cum s-a menționat în considerentul 17 din decizia de inițiere a procedurii, începând din 2019, OST din Belgia, Elia, a efectuat trei studii privind adecvarea resurselor la nivel național („NRAA din 2019", „NRAA din 2021" și „NRAA din 2023"), toate identificând nevoia de noi capacități până în iarna 2025-2026, ca urmare a eliminării treptate (parțiale) a energiei nucleare din Belgia, care a început cu dezafectarea Doel 3 și Tihange 2 în 2022 și 2023 (a se vedea tabelul 1), coroborată cu dezafectarea capacităților de generare a energiei termice în țările învecinate și problemele cu activele nucleare din Franța.

(33) Pentru a răspunde acestor preocupări legate de adecvarea resurselor, Belgia a instituit un mecanism de asigurare a capacității (*capacity mechanism* – „CM"), aprobat de Comisie în 2021 și modificat ulterior de două ori ([34]). CM reprezintă o măsură la nivelul întregii piețe care compensează disponibilitatea centralelor de a furniza energie electrică în perioade predefinite, indiferent dacă produc sau nu. CM vizează abordarea preocupărilor legate de adecvarea resurselor în domeniul energiei electrice, sprijinind în același timp tranziția energetică și se va lansa în iarna anului 2025, în momentul în care se preconizează că cele două unități LTO vor fi, de asemenea, repornite (a se vedea considerentul 26).

2.5. Piața energiei electrice din Belgia

(34) Mixul energetic al Belgiei este dominat în prezent de producția de gaze și de energie electrică nucleară, deși ponderea surselor regenerabile de energie a crescut constant în ultimii ani. În 2023, ponderea energiei nucleare, a gazelor și a energiei din surse regenerabile în mixul de producție a fost de 39,9 %, 21,4 % și, respectiv, 32,7 % ([35]).

(35) Potrivit Belgiei, principalii actori de pe piața producției de energie electrică, în ceea ce privește capacitatea instalată conectată la nivelul rețelei de transport, sunt Electrabel (9,3 GW în 2023 – 65 %), Luminus (2,2 GW în 2023 – 15 %), RWE (0,7 GW în 2023 – 5 %), Eneco (0,7 GW în 2023 – 5 %) și TotalEnergies (0,6 GW în 2023 – 4 %). Belgia susține că indicatorul HHI ([36]) pentru concentrarea pieței a scăzut de la 5 510 în 2016 la 4 431 în 2023, ceea ce se explică parțial prin dezvoltarea sporită a surselor regenerabile de energie (solară și eoliană) de către actorii netradiționali de pe piață ([37]).

([34]) A se vedea Decizia Comisiei din 27 august 2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Belgia, Mecanismul de remunerare a capacității de producție (JO L 117, 19.4.2022, p. 40). Prima decizie de modificare: Decizia Comisiei din 29 septembrie 2023, SA.104336 (2023/N), Belgia, Modificări ale mecanismului de remunerare a capacității de producție (JO C 265, 18.10.2023, p. 1). A doua decizie de modificare: Decizia Comisiei din 17 septembrie 2024, SA.114003 (2024/N), Belgia, Al doilea set de modificări ale mecanismului de remunerare a capacității de producție (JO C, C/2024/6138, 14.10.2024).

([35]) Prezentare generală a datelor privind energia din Belgia (SPF Economie 2024). Mai multe detalii privind piața angro și cu amănuntul a energiei electrice din Belgia și poziția pe piață a principalilor actori (pe baza datelor din 2022) sunt furnizate în secțiunile 2.2.1 și 2.2.2 din decizia de inițiere a procedurii.

([36]) Indicele Herfindahl-Hirschman este o măsură de concentrare a pieței, calculat prin ridicarea la pătrat a cotei de piață a fiecărei întreprinderi concurente pe piață și apoi prin însumarea cifrelor rezultate. Piețele cu un HHI de peste 2 500 sunt considerate, în general, piețe foarte concentrate. Valorile HHI sunt preluate din rapoartele anuale CREG și se bazează pe capacitatea instalată și pe producția din instalațiile conectate la nivelul rețelei de transport.

([37]) Raportul anual CREG (2024).

(36) Potrivit Belgiei, principalii actori în ceea ce privește producția de energie electrică din instalațiile conectate la rețeaua de transport din Belgia sunt Electrabel (39,1 TWh în 2023 – 70 %), Luminus (6,8 TWh în 2023 – 12 %), Eneco (2,5 TWh în 2023 – 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh în 2023 – 4 %) și RWE (2 TWh în 2023 – 4 %). Belgia susține că indicatorul HHI pentru concentrarea pieței a scăzut de la 6 372 în 2016 la 5 143 în 2023, datorită creșterii producției de energie electrică din surse regenerabile de energie ([38]).

(37) Potrivit Belgiei, la nivelul comerțului cu amănuntul, în Belgia erau prezenți în total 16 furnizori de energie electrică în 2023. Principalii furnizori de energie electrică furnizată sunt Electrabel (47 % în 2023), Luminus (18,2 % în 2023), TotalEnergies (5,5 % în 2023) și Eneco (5,3 % în 2023), în timp ce numeroși actori sunt de dimensiuni foarte mici ([39]).

3. DESCRIEREA DETALIATĂ A MĂSURII

3.1. Obiectivele măsurii și disfuncționalitățile pieței

(38) Prelungirea duratei de viață a celor două unități LTO va facilita dezvoltarea unei activități economice și va contribui la abordarea preocupărilor legate de adecvarea resurselor în Belgia (a se vedea secțiunea 2.4). În plus, Belgia susține că prelungirea duratei de viață a reactoarelor nucleare vizează, de asemenea, reducerea dependenței de importuri în general și de combustibilii fosili importați (în conformitate cu obiectivele REPowerEU) în special, contribuind astfel și la decarbonizarea sistemului de energie electrică din Belgia, precum și la furnizarea de capacitate de bază în contextul nevoilor sporite de electrificare în viitorul apropiat în Belgia.

(39) Belgia susține că obiectivul măsurii de ajutor este de a remedia o serie de disfuncționalități ale pieței care împiedică Electrabel să continue exploatarea reactoarelor nucleare în Belgia fără contribuții suplimentare din partea guvernului belgian ([40]).

(a) În primul rând, Belgia susține că există o serie de disfuncționalități bine documentate ale pieței energiei electrice care împiedică, în general, piețele să ofere suficiente stimulente pentru investiții în capacitatea de producție necesară pentru a respecta standardele în materie de adecvare a resurselor, astfel cum se descrie mai detaliat în deciziile Comisiei referitoare la mecanismul de asigurare a capacității din Belgia (a se vedea nota de subsol 34).

(b) În al doilea rând, Belgia susține că piețele energiei electrice și ale carbonului prezintă disfuncționalități suplimentare ale pieței care afectează în special stimulentele pentru investiții în tehnologii cu emisii scăzute de dioxid de carbon, cum ar fi lipsa oportunităților de acoperire a riscurilor pe termen lung (acest lucru afectează în special tehnologiile curate care necesită capital din cauza expunerii lor la fluxuri volatile de venituri), acoperirea insuficientă a efectelor externe negative ale gazelor cu efect de seră [de exemplu, prin intermediul unui preț al carbonului în schema europeană de comercializare a certificatelor de emisii („ETS”) sub costul social al carbonului și lipsa unui semnal previzibil pe termen lung privind prețul carbonului din cauza volatilității structurale a EU ETS], precum și lipsa stimulentelor pentru a investi într-un mix divers de producere a energiei, având în vedere natura stabilirii prețurilor centralelor electrice (pe bază de gaz) de origine fosilă pe piețele energiei electrice care oferă o acoperire naturală împotriva riscurilor.

(c) În al treilea rând, Belgia susține că investițiile nucleare se confruntă cu o serie de riscuri specifice care sunt deosebit de dificil de acoperit sau de gestionat pentru investitorii comerciali, cum ar fi: (i) riscuri de natură tehnică și în materie de gestionare a proiectelor, (ii) riscuri legate de gestionarea deșeurilor și de dezafectare și (iii) riscuri de natură politică și de reglementare.

(40) Belgia susține că, având în vedere aceste disfuncționalități generale ale pieței legate de investițiile cu emisii scăzute de dioxid de carbon pe piețele energiei electrice, precum și riscurile suplimentare la care este expus un operator nuclear, se impune un angajament din partea guvernului belgian de a sprijini prelungirea duratei de viață a unităților LTO. Prin urmare, Belgia susține că obiectivul măsurii notificate este de a remedia aceste disfuncționalități ale pieței.

([38]) Raportul anual 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]) O descriere mai detaliată a disfuncționalităților pieței se regăsește în considerentele 23 și 24 din decizia de inițiere a procedurii.

3.2. Modificarea măsurii de către Belgia în urma deciziei de inițiere a procedurii

(41) Ca răspuns la îndoielile exprimate de Comisie în decizia sa de inițiere a procedurii (a se vedea secțiunea 3.8), Belgia a modificat anumite elemente ale măsurii.

(42) În special, aceste modificări se referă la:

(a) Transferul autorității decizionale privind modulările economice de la întreprinderea comună dintre statul belgian și Electrabel, denumită BE-NUC (entitatea care va deține 89,807 % din unitățile LTO, care inițial era obligată prin contract să efectueze o modulare de fiecare dată când erau îndeplinite condițiile prevăzute în contracte), către partenerul la contractul de servicii de gestionare a energiei (denumit în continuare „EMSA") (care vinde energie electrică nucleară pe piață) și introducerea unor stimulente financiare în remunerarea partenerului EMSA, pentru a garanta în continuare o utilizare eficientă a stocului de modulări (a se vedea secțiunea 3.3.1.5). În consecință, pragul de modulare prestabilit fix de minus 20 EUR/MWh a fost eliminat, deoarece partenerul EMSA va avea stimulente adecvate pentru a decide când este modularea reactorului nuclear cea mai eficientă. Structura de remunerare modificată a fost, de asemenea, avută în vedere în strategia revizuită de ofertare și dezechilibru (*Bidding and Imbalance Strategy* – „BIS").

(b) Intensificarea mecanismului de partajare a pierderilor/câștigurilor („ajustarea riscului de preț de piață" sau „MPRA"), astfel încât sprijinul financiar să urmărească mai îndeaproape modificările prețurilor pieței (prin ajustarea ratei de rentabilitate *de facto* a proiectului) (a se vedea punctul 3.3.1.3.2).

(c) Un plafon al cuantumului cheltuielilor de funcționare și plății de capital minime („MOCP") pentru a evita atingerea unei valori prea mari a costului MOCP pentru statul belgian (a se vedea punctul 3.3.1.3.3).

(43) Modificările de mai sus sunt prezentate detaliat în secțiunea 3.3 din prezenta decizie.

3.3. Descrierea detaliată a componentelor măsurii

(44) Această subsecțiune descrie diferitele componente ale pachetului de sprijin pentru proiectul LTO, inclusiv modificările aduse de Belgia ca urmare a îndoielilor exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii (a se vedea secțiunile 3.3.1, 3.3.2 și 3.3.3), precum și opțiunile alternative de finanțare avute în vedere de Belgia (a se vedea secțiunea 3.3.4).

3.3.1. *Componenta 1: Mecanisme financiare și structurale*

(45) A fost prevăzut un set de mecanisme de sprijin financiar pentru a permite finanțarea unei prelungiri în timp util și în condiții de siguranță a duratei de viață a celor două reactoare nucleare. Toate submăsurile componentei 1 sunt descrise în detaliu în restul prezentei secțiuni.

(46) În cursul procedurii oficiale de investigare, Belgia a prezentat motivele care stau la baza tuturor elementelor sprijinului financiar:

(a) Belgia reamintește că investițiile nucleare sunt investiții mari în infrastructură, cu amprente seculare, caracterizate de costuri inițiale de capital și perioade de construcție considerabile, cu riscuri și incertitudini semnificative, precum și de perioade lungi de amortizare ([41]). Întrucât investițiile comerciale în active nucleare sunt expuse unor riscuri incontrolabile și cu impact potențial ridicat în materie de politică, reglementare și tehnologie, cu o structură predominant fixă a costurilor, performanța lor financiară este deosebit de sensibilă la disponibilitatea efectivă și la potențialele depășiri de costuri. Prin urmare, din punct de vedere istoric, reactoarele nucleare au fost finanțate în contextul proprietății publice și/sau al unui cadru de reglementare favorabil care reduce expunerea la riscuri și care asigură angajamentul pe termen lung din partea autorităților.

([41]) A se vedea Asociația Nucleară Mondială, „Financing Nuclear Energy" (Finanțarea energiei nucleare), 2 mai 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

(b) În majoritatea cazurilor recente de investiții în active nucleare, finanțarea a fost sprijinită printr-un set de măsuri de reglementare menite să atenueze efectul potențial al riscurilor de piață și prin mecanisme specifice de limitare a expunerii la riscuri de natură tehnologică, de politică și de reglementare specifice în domeniul nuclear. De exemplu, unele proiecte au fost dezvoltate în cadrul unui model de bază de active reglementate (*regulated asset base* – „RAB") ([42]), pe care Belgia îl consideră a oferi un nivel ridicat de protecție. Belgia a optat pentru un proiect de contract bidirecțional pentru diferențe (denumit în continuare „CfD"). Pentru a asigura viabilitatea economică a proiectului, pachetul de măsuri al proiectului LTO a fost adaptat la nevoile investiției nucleare în cauză.

(c) Prin măsurile avute în vedere în RA, Belgia explică faptul că intenționează să ofere măsuri de protecție suplimentare în comparație cu o schemă CfD individuală pentru a oferi garanții în caz de o posibilă situație de insolvență sau de faliment. Cu toate acestea, Belgia precizează că:

— RA nu asigură performanța financiară a întreprinderii comune, în special în cazul unor probleme de disponibilitate extinsă sau al depășirii semnificative a costurilor, de exemplu, din cauza anumitor riscuri de reglementare și

— acționarii sunt expuși în continuare unor riscuri semnificative și unor stimulente financiare care încurajează performanța și comportamentul conform cu piața, care diferă de modelele RAB tipice ce oferă, de obicei, garanții solide în ceea ce privește recuperarea costurilor și rentabilitatea investițiilor, pe lângă finanțare și lichidități suficiente.

(d) În plus, Belgia observă că investițiile în domeniul nuclear fac obiectul unor verificări stricte de către instituțiile financiare, în temeiul unor cerințe ample privind diligența necesară pentru a evalua impactul potențial al diferitelor tipuri de riscuri și incertitudini, precum și punând un accent esențial pe structurarea generală a proiectelor. Experiența din Europa sugerează, în special, că obținerea de finanțare pentru investițiile în domeniul nuclear este deosebit de dificilă, în absența unor mecanisme de protecție adecvate ([43]).

3.3.1.1. Acordul de dezvoltare în comun (*Joint Development Agreement* – „JDA")

(47) Astfel cum s-a menționat în considerentul 22, din cauza calendarului strict pentru repornirea LTO, operatorul nuclear, Electrabel, a identificat și a convenit cu Belgia să întreprindă anumite activități de dezvoltare, care sunt necesare pentru a permite repornirea LTO în timp util și pentru a îndeplini cerințele și așteptările autorității pentru securitate, înainte de a încheia tranzacția finală. Aceste activități de dezvoltare au fost prevăzute în JDA, care a fost modificat ultima dată la 18 iulie 2024 (JDA++) ([44]).

(48) JDA++ stabilește condițiile în care Belgia prefinanțează costurile și cheltuielile Electrabel pentru activitățile de dezvoltare ([45]) până la adoptarea și intrarea în vigoare a tuturor modificărilor legislative necesare (denumită în continuare „condiția legislativă"). La scurt timp după îndeplinirea condiției legislative (la 15 iulie 2024), Electrabel a început să își finanțeze propriile costuri și cheltuieli pentru activitățile de dezvoltare și va continua să facă acest lucru până când valoarea finanțării Electrabel este egală cu suma prefinanțată de statul belgian (preconizată până la începutul anului 2025), după care Electrabel și statul belgian vor finanța în proporții egale (50/50) costurile și cheltuielile pentru activitățile de dezvoltare.

([42]) Modelele RAB au fost descrise pe larg în literatura de specialitate. A se vedea, de exemplu, Meshkat, Mustafa. „Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models" [Evaluarea modelelor de inginerie, achiziții publice, construcții (EPC) și a modelelor de bază de active reglementate (RAB)], *Comparative Law Review*, 14.2 (2023): pp. 1001-1022; Thomas, Steve, & al. „The proposed RAB financing method" (Metoda propusă de finanțare RAB), *Nuclear Consult* (2019).

([43]) Belgia susține că băncile comerciale nu sunt dispuse, iar investitorii sunt adesea reticenți, chiar și în cazul în care există acorduri de partajare a riscurilor cu statul, de a obține expunerea la active nucleare, și anume de a-și asuma riscul asociat investițiilor masive în sectorul nuclear în contextul unor politici și reglementări incerte, precum și riscuri tehnologice.

([44]) Activitățile de dezvoltare, descrise în anexa 1 la JDA++, se referă la studii tehnice, în principal în ceea ce privește proiectarea și uzura instalațiilor, îmbunătățirea proiectelor, competențele organismelor de conducere, programele de testare și inspecție, evaluarea impactului asupra mediului (inclusiv întocmirea documentelor necesare pentru obținerea licențelor și autorizațiilor) și revizuirile periodice ale securității nucleare a unităților LTO.

([45]) Reprezentând 89,807 % (și anume procentul de proprietate al unităților LTO) din costul total, iar Luminus suportă restul de 10,193 %.

(49) Belgia susține că prefinanțarea de către statul belgian a costurilor și cheltuielilor pentru activitățile de dezvoltare este limitată la orice costuri și cheltuieli (care urmează să fie) suportate efectiv de Electrabel, reprezentând 89,807 % din costurile totale ale activităților de dezvoltare. Se instituie un mecanism de control, precum și de ajustare („true-up") la sfârșitul perioadei contractuale. Belgia susține, de asemenea, că mecanismele de finanțare în contextul JDA++ funcționează în condiții de concurență deplină și pe baza raportului calitate-preț.

3.3.1.2. Întreprindere comună („JV") și finanțare din partea acționarilor

(50) Statul belgian va investi, împreună cu operatorul nuclear Electrabel, într-o întreprindere comună („JV"), denumită BE-NUC, care va deține 89,807 % din unitățile LTO (astfel cum deține în prezent Electrabel). Restul de 10,193 % din unitățile LTO vor reveni Luminus. Electrabel și statul belgian vor deține fiecare 50 % din BE-NUC și vor fi acționari cu participații financiare egale (furnizarea de capital propriu și împrumuturi din partea acționarilor) și cota din veniturile din vânzarea de energie electrică. BE-NUC, în calitate de coproprietar, va suporta 89,807 % din investițiile necesare pentru extinderea operațiunii și, prin urmare, statul belgian va suporta în mod indirect 44,9035 % din costurile de investiții legate de proiectul LTO. Restul de 10,193 % vor fi suportate de Luminus.

(51) Electrabel este și va rămâne unicul operator al celor două reactoare nucleare prin intermediul unui acord de exploatare și întreținere („O&M") (a se vedea secțiunea 3.3.1.4). BE-NUC nu va deveni operator nuclear, ci va avea drepturi de control asupra costurilor de funcționare prin intermediul Acordului O&M.

(52) Belgia a susținut că nu preconizează nicio posibilitate de a atrage datorii externe pentru a finanța proiectul LTO. Proiectul LTO va fi finanțat integral de acționarii săi prin capitaluri proprii și împrumuturi din partea acționarilor (a se vedea secțiunea 3.3.1.2.2 de mai jos).

3.3.1.2.1. Întreprindere comună

(53) Statul belgian nu va achiziționa participații în coproprietate în unitățile LTO, ci mai degrabă un transfer (divizare parțială a activelor relevante) de la Electrabel la JV, în conformitate cu etapele descrise în considerentul 49 din decizia de inițiere a procedurii.

(54) Electrabel își va transfera drepturile de proprietate de 89,807 % asupra unităților LTO (precum și autorizațiile aferente și orice alte active necesare) către BE-NUC, în schimbul distribuirii acțiunilor BE-NUC către Engie (fiind, la momentul respectiv, acționarul unic al Electrabel). Contribuția Electrabel la BE-NUC va fi evaluată în funcție de valoarea reziduală a clădirii, de valoarea terenului și de valoarea instalațiilor imobile, astfel cum se descrie în considerentul 51 din decizia de inițiere a procedurii.

(55) Această evaluare a contribuției Electrabel se reflectă în prețul de achiziție de 24,7 milioane EUR (sub rezerva unor ajustări) care urmează să fie plătit de statul belgian pentru achiziționarea de noi acțiuni și pentru păstrarea unei participații de 50 % în cadrul BE-NUC. Consiliul de administrație al BE-NUC va solicita unui auditor (statutar) sau unui contabil autorizat să întocmească un raport privind contribuția în natură, analizând în special evaluarea aplicată și metodele de evaluare utilizate în acest scop.

(56) Belgia susține că evaluarea activelor nu are niciun impact asupra analizei scenariului contrafactual și a furnizat dovezi în sprijinul faptului că transferul de active (clădiri și terenuri) în cadrul proiectului LTO este neutru. Potrivit Belgiei, utilizarea unor metode conservatoare de evaluare a activelor (pe baza valorii reziduale sau a valorii juste) garantează că Engie nu obține niciun avantaj din transferul de active.

(57) În plus, instalațiile imobile corespund echipamentelor LTO, care sunt achiziționate în cadrul serviciilor LTO, al serviciilor O&M și al serviciilor JDA și care au fost instalate și încorporate în unitățile LTO înainte de divizarea parțială. Din motive legate de legislația belgiană în materie de proprietate și pentru a evita dubla contabilizare, aceste elemente specifice ale echipamentelor LTO nu sunt plătite direct, ci sunt avute în vedere în divizarea parțială, împreună cu terenul și clădirile. În plus, Belgia confirmă că fluxurile de trezorerie aferente acestor elemente ale echipamentelor LTO sunt deja reflectate în modelul financiar de semnare.

(58) Un acord al acționarilor între Electrabel, guvernul belgian și BE-NUC a fost încheiat pentru a institui guvernanța corporativă a BE-NUC și drepturile fiecăruia dintre acționarii săi. În conformitate cu acest acord, consiliul de administrație al BE-NUC este format din patru directori, doi numiți la propunerea guvernului belgian și doi numiți la propunerea Electrabel. Președintele și directorul financiar al BE-NUC vor fi întotdeauna directori numiți de guvernul belgian. Cvorumul în cadrul consiliului de administrație se întrunește cu majoritate simplă, iar hotărârile acestuia sunt adoptate cu majoritate simplă. Au fost puse în aplicare dispoziții privind conflictele de interese.

(59) Astfel cum s-a menționat în considerentul 55 din decizia de inițiere a procedurii, activele din afara Europei deținute în prezent de Electrabel vor fi transferate către Engie. Engie, în calitate de societate-mamă a Electrabel, garantează că active în valoare de cel puțin 4 miliarde EUR sunt păstrate în cadrul Electrabel la momentul încheierii tranzacției (pe baza unei valori a capitalului propriu calculate la 30 iunie 2023). În plus, după încheiere, se aplică și alte garanții, cum ar fi monitorizarea continuă și consolidată a poziției financiare a operatorului nuclear de către CPN/CNV și garanția neplafonată și irevocabilă a societății-mamă acordate de Engie pentru anumite obligații ale operatorului nuclear.

(60) Belgia susține că JV constituie o investiție *pari passu*, întrucât cei doi acționari participă la aceasta în termeni și condiții egale și, în calitate de acționari, cu același nivel de risc și de beneficii.

3.3.1.2.2. Finanțare din partea acționarilor: Injecția de capital și împrumuturile din partea acționarilor

(61) Rolul statului belgian în calitate de acționar presupune, printre altele, finanțarea cheltuielilor de capital (CAPEX) și a costurilor de funcționare (OPEX) ale BE-NUC, gestionarea acțiunilor și exercitarea drepturilor acționarilor (de exemplu, drepturile de vot), precum și sprijinul celor doi directori ai BE-NUC, numiți la propunerea statului belgian (a se vedea considerentul 58).

(62) Contribuția la capitalul social constă în:

(a) o injecție de capital: guvernul belgian și Electrabel, în calitate de acționari ai BE-NUC, vor furniza, fiecare în parte, capitaluri proprii către BE-NUC printr-o majorare de capital social pentru a finanța orice cheltuială prevăzută în acordul acționarilor și

(b) împrumuturi din partea acționarilor: Electrabel și guvernul belgian vor acorda BE-NUC împrumuturi din partea acționarilor („împrumutul din partea acționarilor Electrabel” și, respectiv, „împrumutul din partea acționarilor guvernului belgian”) pentru a finanța orice cheltuială prevăzută în acordul acționarilor.

(63) Belgia explică faptul că termenii și condițiile împrumutului din partea acționarilor Electrabel și ale împrumutului din partea acționarilor guvernului belgian sunt identice. Ambele împrumuturi din partea acționarilor vor fi acordate în condițiile pieței, la rate ale dobânzii care nu au fost încă stabilite, dar, conform Contractelor de împrumut din partea acționarilor, urmează a fi stabilite de consiliul de administrație al BE-NUC în conformitate cu acordul acționarilor prin raportare la ratele predominante de pe piață și la orice finanțare comparabilă prin îndatorare din partea terților care ar putea fi disponibilă la momentul relevant. În cadrul procedurii convenite între guvernul belgian și Engie, Engie a întocmit o listă de termeni și condiții pentru ambele împrumuturi din partea acționarilor. Lista de termeni și condiții descrie metodologia de stabilire a ratei dobânzii. Belgia susține că această metodologie este în concordanță cu politicile Engie de creditare în materie de stabilire a prețurilor de transfer și este în conformitate cu principiul BEPS al OCDE ([46]), asigurând faptul că rata dobânzii a fost stabilită în condiții de deplină concurență. Conform listei de termeni și condiții, se preconizează că rata dobânzii va fi o rată fluctuantă, stabilită la rata EURIBOR la 6 luni (cu un prag minim de 0 %), la care se adaugă o marjă estimată de aproximativ [0-3] %.

(64) Belgia susține că introducerea unui împrumut din partea acționarilor în plus față de injecția de capital rezultă din considerente financiare și comerciale. Pe de o parte, acordarea de împrumuturi din partea acționarilor acordă mai multă flexibilitate în conceperea graficelor de tragere și rambursare. În special, dispozițiile privind rambursarea împrumuturilor pot fi convenite cu mai puține constrângeri de reglementare decât plățile de dividende sau rambursările de titluri de capital. Pe de altă parte, împrumutul ar putea optimiza structura financiară în ceea ce privește venitul impozabil (până la 30 % din EBITDA poate fi rambursat pentru deducerea dobânzilor).

([46]) BEPS înseamnă erodarea bazei impozabile [reducerea venitului impozabil (sau a bazei de impozitare) într-o țară] și transferul profiturilor (transferul profiturilor către țări în care impozitele sunt mult mai mici sau inexistente). Principiile OCDE privind BEPS se referă la un set de orientări internaționale menite să combată evitarea obligațiilor fiscale de către întreprinderile multinaționale. Acestea se asigură că întreprinderile plătesc impozite acolo unde realizează efectiv profituri și își desfășoară activitățile comerciale reale, în loc să transfere profiturile către țări cu un nivel scăzut de impozitare.

(65) Pe baza calculelor preliminare din modelul financiar de semnare, aportul total de capital social (injecția de capital și împrumuturile din partea acționarilor) se ridică la [2 000-2 500] de milioane EUR ([47]), sumă care urmează să fie asigurată în proporție de 89,807 % atât de guvernul belgian, cât și de Electrabel în condiții *pari passu* în [...] tranșe de la [...] la [...] pentru a finanța, printre altele, cheltuielile CAPEX ale proiectului LTO (restul de 10,193 % fiind finanțat de Luminus). Aportul de capital social urmează să fie rambursat acționarilor BE-NUC printr-o serie de reduceri ale capitalului social și rambursarea împrumuturilor din partea acționarilor și să fie remunerat prin distribuirea dividendelor și a dobânzilor aferente împrumuturilor din partea acționarilor. Împărțirea aportului de capital social ([2 000-2 500] de milioane EUR) în injecție de capital și împrumuturi din partea acționarilor nu a fost încă decisă.

(66) Belgia susține că obligațiile acționarilor în materie de finanțare și împrumutul din partea acționarilor pot fi considerate finanțare *pari passu*, iar împrumutul va fi acordat de acționari în condițiile pieței, astfel încât finanțarea din partea acționarilor să nu acorde un avantaj selectiv beneficiarilor.

3.3.1.3. Acordul de remunerare

(67) Între BE-NUC, Luminus și contrapartea RA a fost încheiat un acord de remunerare (RA), care va fi un serviciu autonom independent în materie de evidență contabilă în cadrul statului belgian („BE-WATT"). RA urmărește să abordeze incertitudinea prețurilor de piață și să reducă riscurile legate de veniturile proiectului LTO pentru proprietarii unităților LTO, BE-NUC și Luminus. Prin urmare, BE-NUC și Luminus ar trebui să primească venituri suficiente din exploatarea unităților LTO pentru a le asigura funcționarea sigură și fiabilă și viabilitatea economică, permițând în același timp acționarilor să aibă în vedere rentabilitatea financiară necesară în conformitate cu condițiile de piață.

(68) În special, Belgia clarifică faptul că principiile de finanțare ale tranzacției sunt următoarele:

(a) Cerințele CAPEX ale proiectului LTO sunt finanțate în principal de acționarii BE-NUC pe bază *pari passu* (și de Luminus proporțional cu coproprietatea sa), fie prin capitaluri proprii, fie prin împrumuturi din partea acționarilor (a se vedea secțiunea 3.3.1.2).

(b) Costurile de exploatare și de întreținere ale proiectului LTO sunt finanțate în principal din veniturile din exploatare ale LTO, prin care un flux de venituri din exploatare este asigurat prin CfD (în măsura în care sunt disponibile unitățile LTO) (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.2). Prețul de exercitare al CfD este estimat la nivelul care permite ca rata internă de rentabilitate („RIR") preconizată a fluxurilor de trezorerie ale proiectului LTO să atingă RIR țintă de 7 % (nominală și după impozitare), în limitele intervalului de 6 %-8 % (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1).

(c) Valoarea MOCP (cheltuieli de funcționare și o plată de capital minime) și împrumuturile destinate „costurilor aferente perioadei de oprire" (sau „împrumuturile destinate costurilor de dezafectare – SDC") completează veniturile din exploatare ale LTO și constau în măsuri de protecție pentru a se asigura că BE-NUC dispune, în orice moment, de lichidități suficiente pentru a-și plăti costurile de exploatare, de întreținere și de combustibil în scopul de a permite o exploatare sigură și fiabilă a unităților LTO.

— Împrumuturile destinate costurilor de dezafectare sunt menite să finanțeze costurile înainte de repunerea în funcțiune a unităților LTO și să asigure un volum suficient de lichidități în perioada inițială de 3 ani (până la 31 decembrie 2028), atunci când mai trebuie întreprinse lucrări semnificative, iar unitățile LTO nu pot funcționa la capacitate maximă.

— MOCP se declanșează numai în cazul unei disponibilități (semnificativ) reduse a unităților LTO, asigurând astfel stabilitatea financiară pe termen lung pe parcursul întregii perioade de prelungire a duratei de viață. O facilitate de capital circulant (*working capital facility* – „WCF") servește drept punte în cursul exercițiului către valoarea anuală MOCP.

(69) Mecanismele de sprijin financiar (CfD, MOCP și împrumuturile SDC) sunt explicate mai detaliat în secțiunile 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 și 3.3.1.3.4 de mai jos.

([47]) Fără TVA. Valorile prevăzute în modelului financiar de semnare nu includ TVA.

3.3.1.3.1. Rata de rentabilitate a proiectului LTO

(70) În termeni generali, RIR (țintă) este nivelul minim de rentabilitate pe care investitorii îl acceptă pentru a fi compensat pentru un anumit nivel de risc în cadrul unui proiect de investiții. RIR țintă este adesea denumită „pragul minim acceptabil de rentabilitate", care este pragul pe care RIR a unui proiect trebuie să îl egaleze sau să îl depășească înainte de realizarea proiectului. Teoretic, pragul minim acceptabil de rentabilitate este egal cu suma costului capitalului (de exemplu, costul mediu ponderat al capitalului sau „WACC") și o primă pentru pragul minim acceptabil de rentabilitate. Cu alte cuvinte, este vorba despre o combinație între ratele de rentabilitate ale activelor/proiectelor comparabile și ajustările pentru alinierea la un anumit profil de risc, inclusiv primele specifice proiectului, pentru a acoperi riscurile suplimentare care nu pot fi diversificate.

(71) În speță, costurile totale egalizate ale producerii de energie (denumite în continuare „LCOE") corespund nivelului minim al prețului mediu al energiei electrice (sau al prețului de exercitare din proiectul CfD) care trebuie obținut pentru ca proiectul LTO să își atingă RIR țintă. Astfel cum s-a menționat în considerentul 72 din decizia de inițiere a procedurii, prețul de exercitare preliminar din modelul financiar de semnare, bazat pe ipoteza unui cost de modernizare a unităților LTO de aproximativ [2-2,5] miliarde EUR, a fost stabilit la [80-90] EUR/MWh (la valorile din 2022). Belgia susține că, atunci când se ia în considerare aplicarea mecanismului (intensificat) de partajare a pierderilor/câștigurilor (MPRA), prețul de exercitare, bazat pe modelul financiar de semnare, poate varia de la [80-90] EUR/MWh la [80-90] EUR/MWh (la valorile din 2022).

(72) Belgia susține că RIR țintă este o rată de rentabilitate prudentă, având în vedere expunerea la risc a proiectului LTO, având la bază: (i) un exercițiu de analiză comparativă a ratelor de rentabilitate a altor investiții nucleare la nivel mondial și a altor active din sectorul energetic din Belgia (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1.1), (ii) o evaluare a costului capitalului BE-NUC [atât WACC, cât și costul capitalului propriu („CCP")] pe baza modelului de determinare a valorii CAPM (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1.2) și (iii) o simulare a RIR ajustată la MPRA preconizată, având în vedere circumstanțele actualizate ale pieței, care arată că RIR preconizată a proiectului LTO a scăzut în comparație cu momentul negocierii acordului de punere în aplicare (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Exercițiul de analiză comparativă

(73) Belgia a furnizat o valoare de referință internațională a ratelor țintă de rentabilitate și de cost al capitalului pentru întreprinderile care exploatează centrale nucleare în diferite zone geografice, precum și pentru centralele electrice pe bază de gaze remunerate în cadrul mecanismului de asigurare a capacității din Belgia și pentru întreprinderile care exploatează alte tipuri de infrastructură de transport și stocare a energiei în Belgia. Exercițiul de analiză comparativă a fost ajustat după adoptarea deciziei de inițiere a procedurii, în special în ceea ce privește o descriere suplimentară a naturii cadrelor de reglementare și a eventualelor scheme suplimentare care afectează alocarea riscurilor pentru întreprinderile și proiectele avute în vedere. Tabelul 3 oferă o imagine de ansamblu a ratei țintă publice de rentabilitate sau a estimărilor WACC ale proiectelor și întreprinderilor vizate de analiza comparativă.

Tabelul 3

Estimări publice ale WACC pentru proiecte/întreprinderi vizate de analiza comparativă

Întreprinderea/proiectul în cauză și dreptul de proprietate	Cadrul de reglementare și perioada relevantă	Rata țintă de rentabilitate după impozitare/WACC și anul deciziei [1]	Prima peste rata fără risc [2]
Întreprinderi americane de servicii de utilități integrate pe verticală (Georgia Power și Duke Energy), în cea mai mare parte aflate în proprietate privată	Modelul RAB [Perioada de 3 ani 2023-2025 pentru Georgia Power, din 2023 pentru Duke Energy în Carolina de Sud, din 2024 pentru Duke Energy în Carolina de Nord (ultimul an care face obiectul revizuirii)]	6,36 %- 7,06 % (2022 și 2023)	2,8 %- 4,2 %

Întreprinderea/proiectul în cauză și dreptul de proprietate	Cadrul de reglementare și perioada relevantă	Rata țintă de rentabilitate după impozitare/WACC și anul deciziei ([1])	Prima peste rata fără risc ([2])
Întreprinderea de stat canadiană de servicii de utilități publice OPG (portofoliu de producție, inclusiv, printre altele, centrale nucleare și hidroelectrice)	Modelul RAB (perioada de 5 ani 2022-2026)	5,6 % (2021)	3,5 %- 4,3 %
Centrala nucleară canadiană reabilitată Bruce A, aflată în proprietate privată	Contract bidirecțional pentru diferență cu preț de exercitare bazat pe RIR țintă (contract pe 25 de ani, de la reluarea exploatării)	10,6 %- 13,8 % (2007)	6,0 %- 9,7 %
Noua centrală nucleară Hinkley Point C (Regatul Unit), care nu este deținută de statul britanic	Contract bidirecțional pentru diferență cu preț de exercitare bazat pe RIR țintă (contract pe 35 de ani, de la punerea în funcțiune)	9,25 %- 9,75 % (2014)	5,8 %- 7,5 %
Noua centrală nucleară Paks II din Ungaria, construcție finanțată în proporție de 100 % de stat	Remunerație bazată pe piață, sprijin din partea statului pentru finanțare CAPEX 100 %	7,38 %- 8,4 % (2017)	3,9 %- 5,2 %
Active nucleare existente în cadrul EDF din Franța, EDF deținută 100 % de stat	Reglementarea parțială a prețurilor (ARENH – în curs de restructurare); în cea mai mare parte expusă la piață până în 2026, necunoscută ulterior	7,6 % (2022)	4,9 %- 6,2 %
Extinderea reactorului nuclear belgian Tihange 1, care nu este deținut de statul BE	Remunerație bazată pe piață cu impozit pe profit excepțional (până în 2025)	9,3 % (2013)	5,9 %- 6,9 %
CM din Belgia (centrale electrice pe bază de gaze)	Contract de capacitate (până la 15 ani pentru capacitățile nou construite)	7,6 % – 8,6 % (2023) ([3])	5,5 %- 6,5 %

Sursă: Memo Compass Lexecon, 29 noiembrie 2024, SA.106107 BE – *Prolongation of two nuclear reactors – Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment* („SA.106107 BE – Prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare – Evaluarea proporționalității ajutorului: Analiza alocării riscurilor și a rentabilității investițiilor").

([1]) În unele cazuri, decizia de reglementare a întreprinderii/proiectului în cauză se referă la rata țintă de rentabilitate (de exemplu, în scopul stabilirii prețului de exercitare CfD) sau WACC (de exemplu, astfel cum se consideră în modelul RAB pentru a determina veniturile permise). Pentru fiecare întreprindere/proiect în cauză, se prezintă fie rata de rentabilitate, fie WACC luat în considerare în regimul de reglementare respectiv. Anul dintre paranteze se referă la anul în care a fost efectuată evaluarea/decizia privind rata țintă de rentabilitate/WACC.

([2]) În scopul comparabilității rezultatelor, punem accentul pe prima peste rata fără risc, și anume diferența dintre rata țintă de rentabilitate după impozitare/WACC evaluată și rata fără risc de la momentul respectiv (prima peste rata fără risc la momentul evaluării/deciziei autorității de reglementare referitoare la activul/întreprinderea în cauză).

([3]) WACC după impozitare a fost calculat pe baza WACC real înainte de impozitare specific tehnologiei (propus de CREG și Elia, stabilit de ministrul energiei), astfel cum a fost aplicat pentru a determina parametrii de licitație ai CM.

(74) Tabelul 4 oferă o imagine de ansamblu a elementelor care abordează riscurile din cadrul proiectelor sau al întreprinderilor vizate de analiza comparativă.

Tabelul 4

Elemente care abordează riscurile pentru proiectele/întreprinderile vizate de analiza comparativă

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point C	CM din Belgia	Active nucleare existente în cadrul EDF din Franța	Paks II	Unități LTO	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy Carolina de Sud și de Nord
Portofoliu/riscuri	4 unități nucleare reabilitate	1 unitate nucleară reabilitată	1 centrală nucleară nouă (2 unități)	/	Flotă nucleară (57 de unități)	1 centrală nucleară nouă (2 unități)	2 unități nucleare reabilitate	Unități nucleare și hidrocentrale reabilitate	Integrate pe verticală, inclusiv rețele, tehnologii nucleare și alte tehnologii.
Construcții	Ajustarea prețului de exercitare	-	-	-	-	100 % finanțare din partea statului + sumă forfetară EPC	Ajustarea prețului de exercitare	RAB	RAB
Piață	CfD bidirecțional	-	CfD bidirecțional	Contract de capacitate	ARENH (reglementarea parțială a prețurilor)	-	CfD bidirecțional	RAB	RAB
Operațiune	Indexarea/ajustarea prețului de exercitare; Transferul costului combustibilului	-	Indexarea/ajustarea prețului de exercitare	-	-	-	Indexarea/ajustarea prețului de exercitare + MOCP	RAB	RAB
Finanțare	-	-	Garanție pentru credit	Contract de capacitate	Deținut de stat	100 % finanțare din partea statului	MOCP / Împrumut SDC	RAB	RAB
Politică	-	Protecție juridică	Protecție juridică	-	Deținut de stat	100 % finanțare din partea statului	Protecție juridică	RAB	RAB

Sursă: Memo Compass Lexecon, 29 noiembrie 2024, SA.106107 BE – *Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment* („SA.106107 BE – Prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare – Evaluarea proporționalității ajutorului: Analiza alocării riscurilor și a rentabilității investițiilor").

(*) Compass Lexecon observă că nu poate aprecia profilul exact de risc pe baza cadrului de reglementare pentru întreprinderile de servicii de utilități publice din SUA și Canada, deoarece nu deține informații detaliate.

(75) Potrivit Belgiei, acest exercițiu de analiză comparativă evidențiază trei elemente:

(a) Întreprinderile și proiectele reglementate incluse în această analiză nu sunt direct comparabile cu BE-NUC, deoarece prezintă diferențe fie în ceea ce privește cadrul de reglementare/schema de finanțare și alocarea riscurilor rezultate și/fie pentru că acestea cuprind alte tipuri de active (care diversifică și atenuează riscurile corespunzătoare domeniului nuclear). Nu există o întreprindere direct comparabilă, dar valoarea de referință constă într-o selecție de întreprinderi și proiecte cu caracteristici individuale relevante, cum ar fi geografia, tehnologia activelor, activele existente/noi, piața și cadrul de reglementare/sprijin. Totuși, aceste întreprinderi și proiecte comparabile nu se aseamănă cu BE-NUC în nicio privință. În pofida acestor limitări, valoarea de referință furnizează în continuare informații relevante pentru evaluarea parametrilor de remunerare (rata țintă de rentabilitate/WACC), ținând seama de particularitățile fiecărei întreprinderi sau fiecărui proiect în parte și de profilurile de risc asociate. Prin urmare, valoarea de referință prezentată ar trebui înțeleasă ca fiind relevantă pentru evaluarea și contextualizarea unor intervale rezonabile bazate pe piață ale parametrilor de remunerare.

(b) Valoarea de referință subliniază că primele peste rata fără risc scad odată cu diversificarea portofoliului, cu o expunere mai scăzută la risc (la riscuri de construcție, de piață, de exploatare, de finanțare și de politică) și, eventual, natura proprietarului/operatorului, întreprinderile de servicii de utilități existente, deținute de stat sau finanțate de stat putând beneficia de costuri de finanțare mai mici (a se vedea tabelul 3 și tabelul 4).

— La limita inferioară, întreprinderile nord-americane de servicii de utilități (OPG, Georgia Power și Duke Energy), care au portofolii de active diversificate și care fac obiectul unui model RAB ce oferă o acoperire cuprinzătoare a riscurilor, prezintă prime relativ scăzute peste rata fără risc (în jur de 2,8 %-4,3 %).

— Proiectul nuclear Paks II și flota nucleară existentă a EDF prezintă prime mai mari (în jur de 3,9 %-6,2 %). Remunerarea lor este, cel puțin parțial, comercială și activele luate în considerare sunt doar centrale nucleare. Cu toate acestea, proprietatea/finanțarea statului poate reduce într-o anumită măsură costurile de finanțare.

— Noile centrale electrice pe bază de gaze în temeiul CM din Belgia prezintă o primă de risc relativ ridicat (5,5 %-6,5 %). Aceste centrale termice nou construite sunt expuse riscurilor de construcție, operaționale și de politică, în timp ce riscurile de piață tind să fie reduse din cauza plăților și a contractelor de capacitate multianuale.

— La limita superioară, unitatea nucleară unică Tihange 1 prezintă o primă ridicată (5,9 %-6,9 %), deoarece proprietarii suportă riscuri de investiții și de exploatare, în timp ce veniturile de pe piață sunt incerte, iar creșterile prețului sunt plafonate. Hinkley Point C prezintă, de asemenea, o primă relativ ridicată (5,8 %-7,5 %), care poate fi explicată prin natura activelor (noua centrală nucleară unică) și prin riscurile semnificative de construcție/operaționale suportate de acționari, în pofida CfD și a altor măsuri de protecție. În mod similar, prima de risc pentru Bruce Power, societate privată care își desfășoară activitatea doar în sectorul nuclear și care beneficiază de un contract pentru diferență (inclusiv alte sisteme de partajare a riscurilor), este relativ ridicată (6,0 %-9,7 %). Acestea fiind spuse, remunerația pentru această centrală a fost stabilită în 2007, într-un context de finanțare și de piață diferit.

(c) În ansamblu, Belgia subliniază că expunerea la risc a BE-NUC la nivelul diferitelor dimensiuni se situează între expunerea la risc a activelor și a utilităților care beneficiază de un model RAB și a celor care beneficiază de un contract pentru diferență și/sau de alte tipuri de remunerare bazată pe piață. RIR țintă nominală după impozitare a BE-NUC („RIR a proiectului”) de 7 % (și intervalul său de prag cuprins între 6 % și 8 %) prezintă o primă de 3 %-5 %, având în vedere o rată medie fără risc de aproximativ 3 %. Pe baza dovezilor empirice, prima implicită a RIR a proiectului în cadrul RA se situează la limita inferioară a cerințelor investitorului pentru proiectele/întreprinderile vizate de analiza comparativă și aproape de primele estimate pentru activele diversificate ale utilităților în cadrul schemelor RAB, care au o expunere mai redusă la riscuri specifice nuclearului și, în mod previzibil, riscuri mai mici de a înregistra pierderi în materie de investiție și rentabilitate.

(76) Prin urmare, Belgia consideră că RIR țintă de 6 %-8 % a proiectului se încadrează în intervalul probabil al rentabilității bazate pe piață care nu va duce la supracompensare.

3.3.1.3.1.2. Compararea RIR țintă cu costul de capital al BE-NUC

(77) Pe lângă exercițiul de analiză comparativă, în scopul de a confirma dacă RIR țintă de 7 % se încadrează în gama probabilă de rentabilități conforme cu piața, Belgia a furnizat o evaluare a costului de capital utilizând doi indicatori, WACC și CCP cu excluderea efectului de levier, având în vedere că BE-NUC nu este finanțată prin îndatorare.

(78) Belgia a obținut estimări pentru WACC și pentru CCP cu excluderea efectului de levier, cuprinse între 6,2 % și 7,4 % (ceea ce reprezintă o primă de risc pentru proiect cuprinsă între 3,1 % și 4,3 % peste rata fără risc). Potrivit Belgiei, acest lucru demonstrează și confirmă, de asemenea, că RIR țintă de 7 % este proporțională și nu conduce la supracompensare. Secțiunile de mai jos explică în detaliu modul în care au fost estimate intervalele WACC și CCP.

3.3.1.3.1.2.1. Estimarea WACC al proiectului LTO

(79) Primul indicator pentru estimarea costului de capital este WACC, care reprezintă rata minimă de rentabilitate pe care proiectul trebuie să o ofere pentru a atrage capital. Această rentabilitate minimă reprezintă rentabilitatea pe care investitorii potențiali ar putea-o obține dacă ar decide să investească într-un alt proiect cu caracteristici echivalente în ceea ce privește fluxul de numerar, calendarul și riscul. WACC după impozitare se calculează cu ajutorul formulei de mai jos:

WACC = w_E * (Rata fără risc + β_E * Prima de risc de capital propriu) + (1– w_E) * Costul datoriei după impozitare

w_E: ponderea finanțării prin capitaluri proprii

B_E: coeficientul beta al capitalului propriu care include și efectul de levier, și anume expunerea societății la riscuri sistematice

(80) Prin urmare, WACC este suma dintre (i) CCP ponderat proporțional cu valoarea de piață a capitalurilor proprii din capitalul total (w_E) și (ii) costul datoriilor (după impozitare) ponderat cu cota valorii de piață a datoriei în capitalul total (1-w_E). CCP se calculează pe baza modelului de determinare a valorii activelor financiare („CAPM”), un model standard de măsurare a rentabilității solicitat de un investitor pentru a acoperi costul de oportunitate al valorii pecuniare pe un orizont de investiții stabilit (rata fără risc) și pentru expunerea la riscul de piață ([48]). Expunerea la riscul de piață este reflectată de valoarea beta a capitalului propriu care include și efectul de levier (β_E). Din cauza volatilității parametrilor, datele de intrare ale CAPM au fost calculate în intervale.

(81) În ceea ce privește calculul coeficientului beta al capitalului propriu care include și efectul de levier, Belgia susține că, întrucât JV este o societate nouă și privată care deține două unități LTO nucleare cu o producție preconizată pe 10 ani, coeficientul său beta nu poate fi calculat pe baza datelor de piață sau istorice și, prin urmare, trebuie să fie estimat prin intermediul unui grup de societăți comparabile cotate la bursă. Cu toate acestea, având în vedere că nu există întreprinderi comparabile de servicii de utilități care să aibă o expunere de 100 % la generarea de energie nucleară, Belgia a luat în considerare un eșantion de cinci întreprinderi europene de servicii de utilități, cotate la bursă și având cea mai mare expunere la activitățile nucleare, și anume proiecte comparabile cu o producție de 15 %-65 % utilizând centrale nucleare, în cadrul unui portofoliu diversificat (a se vedea tabelul 5).

([48]) Modelul CAPM este recunoscut și acceptat pe scară largă în literatura de specialitate și de către practicienii din industrie ca o abordare solidă pentru estimarea costului capitalului propriu.

Tabelul 5

Valori beta ale activelor pentru întreprinderi de servicii de utilități comparabile cu diferite expuneri nucleare

Societatea	% Mix energetic nuclear 2022/2023	Valorile beta ale activelor (cu excluderea efectului de levier)
Grupul 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, S.A.	[40-50] %	[0,40-1,00]
Iberdrola, S.A.	[10-20] %	[0,40-1,00]
Media aritmetică	-	[0,40-1,00]
Mediană	-	[0,40-1,00]

Sursă: Evaluarea proporționalității ajutorului: Analiza actualizată a alocării riscurilor și a rentabilității investițiilor, Compass Lexecon, 29 noiembrie 2024.

(82) Belgia a explicat că fiecare unitate în cauză este o întreprindere de servicii de utilități cotată la bursă, cu un portofoliu diversificat, având o expunere semnificativă la activele de rețea reglementate de RAB și/sau la activele din domeniul energiei din surse regenerabile care beneficiază de sprijin, spre deosebire de întreprinderea comună, care este o entitate privată cu o expunere de 100 % la producerea de energie nucleară supusă RA. Prin urmare, riscurile sistemice estimate pe baza acestor întreprinderi comparabile ar subestima probabil riscul sistemic al BE-NUC.

(83) Belgia a utilizat parametrii din tabelul 6 pentru a-i introduce în formula WACC și, pe baza acestora și a factorilor de producție suplimentari, observați pe parcursul anului 2023, a obținut un WACC teoretic care se situează între 6,2 % și 7,4 %, incluzând o primă de 3,1 %-4,3 % peste rata fără risc.

Tabelul 6

WACC estimat al BE-NUC și parametrii-cheie subiacenți

Parametru	Ipoteză/abordare	Estimare (*)
Rata fără risc	intervalul din 2023 al randamentelor obligațiunilor de stat belgiene (OLO) cu scadența la 10 ani	2,5 %- 3,6 %
Prima de risc de piață de capital propriu	Estimări ale experților pentru piețele mature	4,6 %- 6,0 %
Coeficientul beta (cu excluderea efectului de levier)	Mediana și media elementelor comparabile	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Efectul de levier vizat	Mediana și media elementelor comparabile	53,0 %- 54,4 %
Coeficientul beta (care include și efectul de levier)	Formula Hamada cu efect de levier vizat	[0,40-1,00]-[1,00-1,60]
Costul capitalurilor proprii (care include și efectul de levier)	CAPM	7,4 %-9,3 %
Costul datoriilor înainte de impozitare	Rata fără risc + prima de risc pentru întreprinderi din sectorul energetic	5,3 %- 5,5 %
Ponderea datoriei în capitalul total	Derivat din efectul de levier vizat	34,6 %- 35,2 %

Parametru	Ipoteză/abordare	Estimare (*)
Rata de impozitare	Rata impozitului pe profit în Belgia	25 %
WACC înainte de impozitare	Utilizarea costului capitalului mobilizat și a costului datoriilor înainte de impozitare	6,7 %-7,9 %
WACC după impozitare	Utilizarea costului capitalului mobilizat și a costului datoriilor după impozitare	**6,2 %-7,4 %**

Sursă: Evaluarea proporționalității ajutorului: Analiza actualizată a alocării riscurilor și a rentabilității investițiilor, Compass Lexecon, 29 noiembrie 2024.

(*) Intervalul corespunde evoluției istorice de la începutul până la sfârșitul anului 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Estimarea costului capitalului propriu al proiectului LTO

(84) A doua metodologie se bazează pe CCP, care măsoară rentabilitatea proiectului necesară pentru acționari, presupunând că nu există finanțare prin îndatorare, astfel cum este cazul proiectului LTO. Deși abordarea CCP utilizează, de asemenea, CAPM, aceasta se bazează pe CCP cu excluderea efectului de levier (și anume, fără grad de îndatorare financiară) ([49]). CCP cu excluderea efectului de levier se calculează după cum urmează:

CCP (cu excluderea efectului de levier) = Rata fără risc +β_A × Prima de risc de capital propriu

β_A: coeficientul beta cu excluderea efectului de levier sau „coeficientul beta al activelor”

(85) Pentru a estima fiecare parametru al ecuației CCP (a se vedea tabelul 7), s-a utilizat următoarea abordare:

(a) Rata fără risc este aproximată de randamentele obligațiunilor de stat belgiene (denumite în continuare „OLO” ([50])) cu scadența la 10 ani, care au fluctuat pe parcursul anului 2023 în intervalul 2,5 %-3,6 %. Pentru estimarea primei de risc (de piață) de capital propriu, au fost luate în considerare diverse surse externe, din care s-a reținut un interval cuprins între 4,6 % și 6 %:

— Estimări Damodaran: 5,9 % în ianuarie 2023 și 4,6 % în ianuarie 2024.

— Estimările Kroll se situează între 5,5 % și 6 % în 2023.

(b) Estimarea coeficientul beta (cu excluderea efectului de levier) s-a bazat pe aceleași ipoteze ca pentru calculul WACC de mai sus, conducând la o valoare mediană și medie de [0,40-1,00] și [0,40-1,00] pentru cinci întreprinderi de servicii de utilități cotate la bursă, cu o anumită expunere la producerea de energie nucleară (a se vedea tabelul 5).

(86) Introducerea estimărilor de mai sus în ecuația CCP oferă o estimare pentru CCP cu excluderea efectului de levier în intervalul 6,2 %-7,5 % (a se vedea tabelul 7), inclusiv o primă cuprinsă între 3,1 % și 4,3 % peste rata fără risc, care este în concordanță cu rezultatele obținute pentru WACC.

([49]) Spre deosebire de „coeficientul beta care include și efectul de levier”, denumit și „coeficientul beta”, care compară volatilitatea rentabilității datoriilor și a capitalurilor proprii ale unei întreprinderi cu cele ale pieței mai extinse (de exemplu, o societate cu un coeficient beta de 1,4 are o rentabilitate de 140 % la fel de volatilă ca piața cu care este comparată), „coeficientul beta cu excluderea efectului de levier”, denumit și „coeficientul beta al activelor”, măsoară riscul de piață al întreprinderii fără impactul datoriei pentru a izola riscul datorat exclusiv activelor societății.
CCP cu excluderea efectului de levier este utilizat, în general, pentru a evalua proiectele sau investițiile care sunt finanțate exclusiv din capitaluri proprii. Ca atare, compararea WACC și a costului de capital imobilizat oferă informații cu privire la impactul datoriei asupra costului de capital al unei întreprinderi.

([50]) OLO este abrevierea folosită pentru „Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie”.

Tabelul 7

Estimările costului capitalului propriu cu excluderea efectului de levier al BE-NUC și parametrii subiacenți (întregul interval)

Parametru	Ipoteză/abordare	Estimare
Rata fără risc	intervalul din 2023 al randamentelor obligațiunilor de stat cu scadența la 10 ani	2,5 %- 3,6 %
Prima de risc de piață de capital propriu	Estimări ale experților pentru piețele mature	4,6 %- 6,0 %
Coeficientul beta (cu excluderea efectului de levier)	Mediana și media elementelor comparabile	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Costul capitalurilor proprii (cu excluderea efectului de levier)	CAPM	6,2 %- 7,5 %

Sursă: Evaluarea proporționalității ajutorului: Analiza actualizată a alocării riscurilor și a rentabilității investițiilor, Compass Lexecon, 29 noiembrie 2024.

(87) Luând în considerare parametrii estimați mai sus (pentru intervalele posibile pe parcursul anului 2023), Belgia estimează trei scenarii plauzibile pentru CCP cu excluderea efectului de levier la momentul încheierii acordului dintre părți în 2023, corespunzând unui interval cuprins între 6,8 % și 7,3 % (a se vedea tabelul 8).

Tabelul 8

Trei scenarii pentru costul capitalurilor proprii cu excluderea efectului de levier al BE-NUC (interval redus)

	Limita inferioară	Scenariu de bază	Limita superioară
Rata fără risc (media pentru 2023)	3,11 %		
Prima de risc de capital propriu (media pentru 2023)	5,27 % (media Damodaran pentru 2023)	5,51 % (media Damodaran și Kroll)	5,75 % (media Kroll pentru 2023)
Coeficientul beta cu excluderea efectului de levier (medie comparabilă)	[0,40-1,00] (media aritmetică, cu excepția Iberdrola)	[0,40-1,00] (mediana a 5 întreprinderi)	[0,40-1,00] (media aritmetică a Fortum și CEZ)
Grad de îndatorare financiară	0 %		
Costul capitalurilor proprii (cu excluderea efectului de levier)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Sursă: SA.106107 Notă suplimentară Explicații suplimentare privind intervalul de estimări ale costurilor de capital ale Compass Lexecon la 5 decembrie 2024.

3.3.1.3.1.2.3. Limitări ale estimărilor bazate pe CAPM ale costului de capital BE-NUC

(88) Belgia recunoaște limitările abordării CAPM în ceea ce privește estimarea costului de capital al BE-NUC, având în vedere lipsa unor întreprinderi direct comparabile cotate la bursă și particularitățile profilului de risc și ale abordării în materie de finanțare a proiectului ([51]). În special, Belgia invocă specificitatea sectorului nuclear și comparabilitatea limitată cu alte grupuri de active.

([51]) Exprimarea tuturor riscurilor de piață posibile în cadrul unui singur parametru nu este întotdeauna fezabilă, în special pentru investițiile private al căror coeficient beta poate fi estimat numai la nivelul unui grup similar de active cu o comparabilitate limitată.

(89) În plus, Belgia discută despre diferite prime solicitate de obicei de investitori pentru a investi în practică în proiecte de investiții pe termen lung comparabile în raport cu estimarea WACC obținută prin aplicarea abordării CAPM. Belgia prezintă o posibilă justificare pentru necesitatea de a contabiliza această primă în raport cu estimarea WACC în ceea ce privește riscul de blocare a capitalului pentru proiectele de investiții pe termen lung care nu pot fi diversificate și care nu sunt recompensate în temeiul CAPM ([52]). În plus, un alt argument invocat pentru a justifica necesitatea de a contabiliza o primă se referă la deficitul de capital pentru atingerea obiectivelor politicii energetice în Europa, întrucât există o concurență puternică pentru investiții între proiectele disponibile, ceea ce crește rata de rentabilitate necesară pentru a atrage capital. Belgia susține că este o practică obișnuită în rândul întreprinderilor de servicii de utilități să adauge o primă cuprinsă în intervalul 1,5 % – 4 % și oferă câteva exemple pentru a dovedi acest lucru ([53]). În cele din urmă, Belgia susține, de asemenea, că o altă justificare pentru contabilizarea unei prime de finanțare în raport cu estimarea WACC este prima de lipsă de lichiditate ([54]), având în vedere natura acestei investiții, care este susținută atât de studii academice (care indică un interval relevant cuprins între 0,7 % și 7,3 %) ([55]), cât și de practicienii din industrie ([56]). Aceste prime ar putea fi adăugate la estimările WACC sau CCP obținute prin abordarea CAPM, astfel cum s-a explicat în secțiunile anterioare, și ar putea justifica argumentul Belgiei potrivit căruia RIR țintă este o rată de rentabilitate prudentă, având în vedere expunerea la risc a proiectului.

3.3.1.3.1.3. RIR ajustată la MPRA preconizată pe baza așteptărilor actuale privind prețurile pieței

(90) Potrivit explicațiilor furnizate de Belgia, MPRA are ca efect faptul că RIR țintă după ajustarea MPRA variază în mod dinamic în intervalul 6 % – 8 %. Belgia susține că, deși RIR țintă este stabilită la 7 % înainte de ajustarea MPAR, în condițiile actuale ale pieței (cu prețuri de piață preconizate mai mici decât la data modelului financiar de semnare) se poate preconiza o RIR mai mică decât cea estimată la momentul negocierii RA.

(91) Pentru a demonstra acest lucru, Belgia a furnizat o analiză a evoluției așteptărilor pieței în perioada 2025-2035 de la negocierea RA pe baza mai multor surse, precum și a impactului acestor previziuni revizuite asupra RIR preconizată a proiectului LTO (prin aplicarea MPRA).

(92) Figura 1 indică curbele prețurilor inițiale la sfârșitul anului 2023 (și anume la momentul semnării contractelor). În cadrul diferitelor previziuni privind prețurile, prețurile pieței încep – în scenariul central prezentat cu linii neîntrerupte – la o valoare de 120 EUR/MWh în 2025, scăzând către o valoare medie de 87 EUR/MWh în perioada de până în 2033.

([52]) Potrivit Belgiei, rentabilitatea estimată din analiza bazată pe CAPM din setul de comparatori dat nu va recompensa riscurile pentru: (i) caracterul privat al investiției în întreprinderea comună; (ii) riscurile specifice producerii de energie nucleară și (iii) profilul de risc specificat de RA.

([53]) A se vedea, de exemplu, CEER, 2017: pp. 115-119: „Primele pentru costul capitalului pentru rețelele de energie electrică au variat între 0,6 % și 3,5 %, în funcție de vechimea investiției (și anume noua investiție) și de calitatea aprovizionării". Elia, Studiu de flexibilitate și adecvare pentru Belgia 2024-2034, p. 382: În studiul de flexibilitate și adecvare pentru Belgia, comportamentul investitorilor a fost modelat cu o abordare care nu încurajează asumarea de riscuri prin adăugarea la WACC a unei prime pentru pragul minim acceptabil de rentabilitate de 3,0-8,0 % pentru a compensa riscurile suplimentare. În special pentru proiectele nucleare, Oxera a estimat o primă suplimentară de 2,0-4,0 %, din care jumătate ar putea fi atribuită costului capitalului propriu pentru orice producător „având în vedere pieţele liberalizate ale energiei electrice", iar cealaltă jumătate unor „riscuri tehnologice și de construcție" (Oxera, 2005:4). Engie necesită o RIR medie realizată cu excluderea efectului de levier de [0-5] % peste WACC. Fortum necesită o primă de [0-5]-[0-5] %, în funcție de tehnologie. Marja țintă a Iberdrola pentru costul WACC este stabilită la [0-5] %.

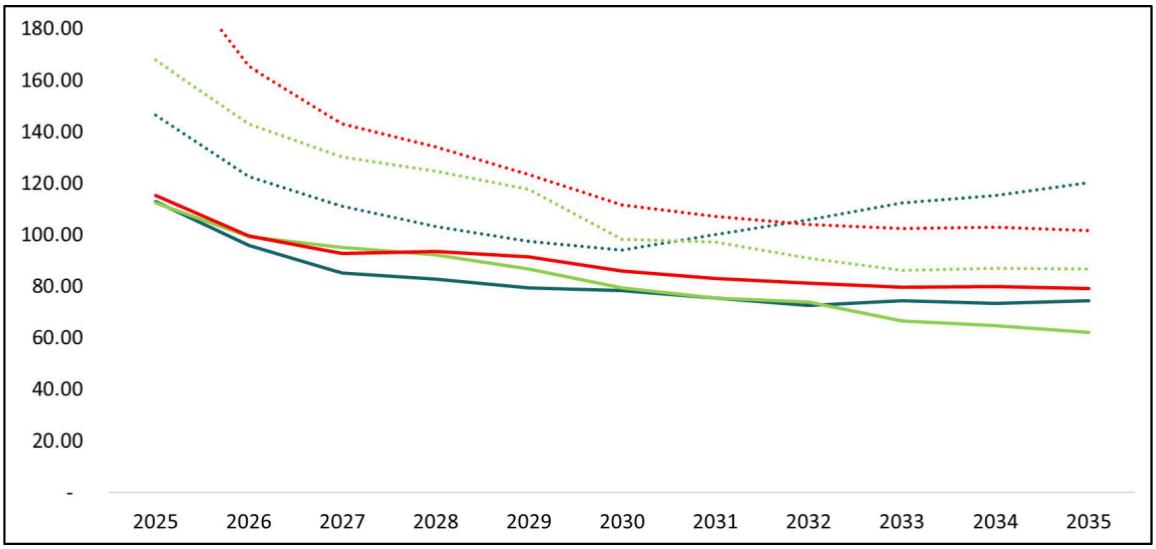
([54]) Tranzaționabilitatea sau lichiditatea unui activ se referă la măsura în care acesta poate fi convertit rapid în numerar fără a suporta costuri mari de tranzacționare sau concesii de preț. Potrivit Belgiei, lipsa de lichiditate este importantă pentru investitori, deoarece aceștia pretind rentabilități mai mari din activele mai puțin lichide decât din alte active mai lichide similare. Cu alte cuvinte, sunt necesare rentabilități mai mari pentru compensarea costului de oportunitate al neinvestirii într-un activ tranzacționabil și a suportării riscului de pierdere din investiția nelichidă.

([55]) Potrivit dovezilor furnizate de studiile academice, investitorii solicită rentabilități pentru nivelul de lipsă de lichiditate a unei investiții. Statul belgian a furnizat referințe academice ample cu privire la această chestiune, printre care Nair și Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio și Surata (2014), Ilmanen, Chandra și McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

([56]) Autoritățile belgiene de reglementare au adăugat o primă de lipsă de lichiditate la acordarea rentabilității activelor reglementate din sectorul gazelor. Mai recent, din cauza lipsei de lichiditate și a necotării la bursă a operatorului instalației GNL, CREG a aplicat un factor de 1,2 ratei fără risc și primei de risc pentru perioada de reglementare 2020-2023.

Figura 1

Curbele prețurilor de bază în modelul financiar de semnare (EUR/MWh) (valorile din 2022)



Sursă: Evaluarea proporționalității ajutorului: Notă suplimentară – Previziuni actualizate ale prețurilor de piață și impactul RIR prin intermediul MPRA, Compass Lexecon, 11 decembrie 2024.

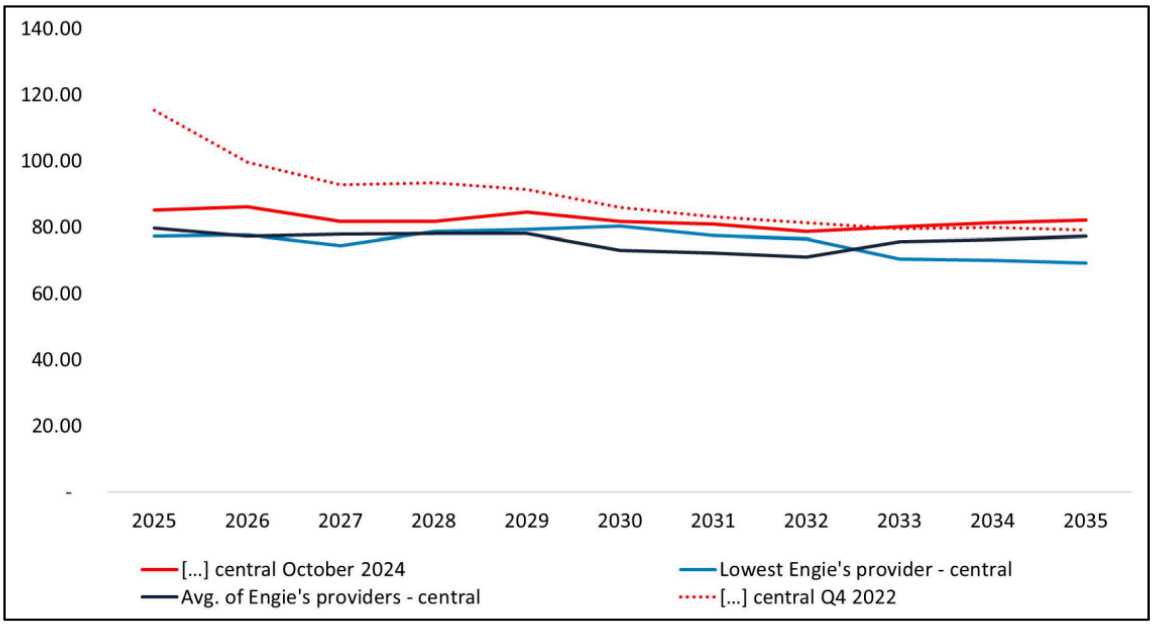
Notă: Numele fiecărui furnizor de servicii nu poate fi afișat din motive de confidențialitate. Liniile neîntrerupte reprezintă previziunile de preț ale diverșilor furnizori în scenariul central, iar liniile punctate corespund scenariului evolutiv. Zona gri [eliminată din motive de confidențialitate] reprezintă intervalul de prețuri pentru ajustările MPRA ale prețului de exercitare, și anume intervalul de prețuri de piață în care este ajustat prețul de exercitare, astfel cum s-a prevăzut inițial în RA, fără a lua în considerare actualizarea menționată în secțiunea 3.3.1.3.2. Peste (sub) acest interval, prețul de exercitare este ajustat la limita superioară (inferioară).

(93) Figura 2 arată că previziunile actuale privind prețul energiei în scenariul central ([57]), afișate cu linii neîntrerupte, au scăzut în comparație cu cele utilizate la momentul modelului financiar de semnare. [...] previziunea prețurilor în scenariul central din T4 2022, utilizată, printre altele, drept curbă de referință în modelul financiar de semnare, este prezentată, de exemplu, cu o linie punctată roșie în acest grafic. Deși, la sfârșitul anului 2022, prețurile au fost estimate la 120 EUR/MWh în 2025, acestea sunt estimate în prezent la 85 EUR/MWh sau chiar mai puțin în 2025. Evoluțiile pieței începând din 2022 au redus prețurile angro preconizate ale energiei electrice în următorul deceniu, în special din cauza previziunilor privind scăderea prețurilor materiilor prime (gaze și CO_2), printre altele. Figura 2 arată, de asemenea, că previziunile actuale din scenariul central prognozează prețuri relativ fixe în perioada 2025-2035, variind de la 69 EUR/MWh la 86 EUR/MWh.

([57]) Din T3 și T4 2022, în funcție de furnizor.

Figura 2

Curbele prețurilor de bază actualizate în toamna anului 2024 (EUR/MWh) (valorile din 2022)



Sursă: Evaluarea proporționalității ajutorului: Notă suplimentară – Previziuni actualizate ale prețurilor de piață și impactul RIR prin intermediul MPRA, Compass Lexecon, 11 decembrie 2024.

Notă: Liniile neîntrerupte reprezintă previziunile de preț în scenariul central, în toamna anului 2024. Prin comparație, linia punctată corespunde previziunii prețurilor de [...] în T4 2022, utilizată în modelul financiar de semnare. Zona gri [eliminată din motive de confidențialitate] reprezintă intervalul de prețuri pentru ajustările MPRA ale prețului de exercitare, și anume intervalul de prețuri de piață în care este ajustat prețul de exercitare, astfel cum s-a prevăzut inițial în acordul de remunerare, fără a lua în considerare actualizarea menționată în secțiunea 3.3.1.3.2. Peste (sub) acest interval, prețul de exercitare este ajustat la limita superioară (inferioară).

(94) Belgia concluzionează, pe baza figurilor de mai sus, că așteptările privind prețurile pieței s-au redus.

(95) Belgia susține că zona gri indicată în figurile de mai sus reprezintă intervalul de prețuri (astfel cum s-a prevăzut inițial în RA) pentru ajustările MPRA ale RIR țintă, și anume intervalul de prețuri de piață în care este ajustată RIR țintă ([58]). Așteptările mai reduse privind prețurile pieței sugerează apoi o scădere a RIR preconizată ajustată de MPRA. Conform parametrilor MPRA prevăzuți inițial în acord, RIR preconizată a proiectului LTO ar fi anticipată în T3 din 2024 la 6,7 % (dacă sunt respectate toate ipotezele din modelul financiar de semnare). Având în vedere parametrii MPRA actualizați (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.2), în contextul cărora veniturile BE-NUC și RIR sunt mai sensibile la condițiile prețului pieței, RIR preconizată ar fi redusă la 6,5 % (dacă sunt respectate toate ipotezele din modelul financiar de semnare), luând în considerare aceleași previziuni de preț (a se vedea tabelul 9).

([58]) Prețurile din afara intervalului implică aceeași ajustare ca cea mai apropiată limită exterioară a intervalului. Această ajustare se aliniază la o RIR țintă, limita superioară a intervalului fiind stabilită la 8 %, iar limita inferioară la 6 %.

Tabelul 9

RIR preconizată (cu MPRA inițială și actualizată) în raport cu RIR țintă (T3 2024)

RIR țintă înainte de ajustarea MPRA	Perspectivă	Prețul mediu de piață (EUR/MWh) (valorile din 2022)	Prețul de exercitare preliminar (EUR/MWh) (valorile din 2022)	RIR preconizată cu parametrii MPRA inițiali (+/- 30 %)	RIR preconizată cu parametrii MPRA actualizați (+/- 20 %)
7 %	Media furnizorilor; scenariul central; T3 2024	[70-80]	[80-90]	6,7 %	6,5 %

Sursă: Evaluarea proporționalității ajutorului: Notă suplimentară – Previziuni actualizate ale prețurilor de piață și impactul RIR prin intermediul MPRA, Compass Lexecon, 11 decembrie 2024.

3.3.1.3.2. Contractul bidirecțional pentru diferențe („CfD")

(96) CfD se va aplica între statul belgian și BE-NUC, precum și între statul belgian și Luminus, celălalt coproprietar al celor două reactoare nucleare. Aceasta înseamnă că un preț indicativ predefinit (denumit în continuare „prețul de exercitare"), care va fi indexat pe toată perioada RA, va fi garantat de statul belgian pentru producția totală de energie electrică contorizată a unităților LTO. În cazul în care prețul de referință al pieței (denumit în continuare „MRP") este mai mare decât prețul de exercitare, diferența pozitivă înmulțită cu producția contorizată efectivă va fi plătită de BE-NUC și Luminus statului belgian. În cazul în care MRP este mai mic, diferența negativă înmulțită cu producția contorizată efectivă va fi plătită de statul belgian către BE-NUC și Luminus. Plățile pentru diferență devin exigibile la data primei conectări la rețea (data la care unitatea LTO relevantă injectează energie electrică în rețeaua de înaltă tensiune pentru prima dată după termenul-limită inițial legal) și vor fi efectuate proporțional cu cota BE-NUC și Luminus din energia produsă de unitățile LTO.

(97) Principalii parametri ai CfD sunt:

(a) MRP, care se referă la prețul spot pe piața pentru ziua următoare („PZU") în zona de ofertare belgiană.

(b) Prețul de exercitare, definit de BE-NUC pe baza unui model financiar care urmează să fie aprobat de contrapartea RA pentru a reflecta costurile reale de funcționare, de capital și de finanțare ale BE-NUC aferente prelungirii duratei de viață a LTO începând cu 21 iulie 2022 (prin urmare, estimat ca fiind costul egalizat al producerii de energie, denumit în continuare „LCOE"). Prețul de exercitare va fi stabilit inițial pentru a atinge o rată internă de rentabilitate țintă medie („RIR") de 7 % (nominală și după impozitare) (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1).

(98) Potrivit Belgiei, pe baza unei analize independente efectuate de Compass Lexecon ([59]), alegerea inițială a PZU ca MRP în cadrul CfD este adecvată în contextul proiectului LTO, în special în perioada lucrărilor LTO (faza de repornire până la 31 decembrie 2028). În plus, Belgia susține că flexibilitatea integrată în RA deschide calea pentru opțiuni alternative de MRP pe durata contractului, în funcție de evoluția contextului și a nevoilor pieței belgiene, menținând în același timp raportul risc-randament al proiectului inițial al CfD. Belgia justifică în continuare utilizarea PZU pe baza următoarelor elemente:

(a) PZU este o referință adecvată în Belgia, deoarece este transparent, solid și întrucât PZU este relativ lichid în comparație cu alte piețe din Belgia. Belgia observă, de asemenea, că PZU nu conferă nicio marjă de apreciere în ceea ce privește alegerea cumpărătorilor, deoarece volumul este oferit în cadrul unei licitații anonime. În plus, licitația PZU concentrează cererea și oferta pe o perioadă care maximizează adâncimea pieței.

([59]) Compass Lexecon, Memo din 28 mai 2024, *Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice* (Analiza prețului de referință al pieței și alocarea costurilor de echilibrare și observații cu privire la avizul CREG).

(b) MRP ales, în combinație cu unele acorduri specifice pentru CfD, cum ar fi MPRA și stimulentele pentru modulare, menține stimulentele pentru funcționarea și participarea eficientă pe piața energiei electrice prin încurajarea producției în perioadele în care prețurile de piață sunt ridicate și a modulării în perioadele cu prețuri scăzute, în măsura posibilului.

(c) Alegerea inițială a PZU ca MRP, împreună cu acordurile de comercializare prevăzute în BIS (a se vedea secțiunea 3.3.1.5), permite o gestionare adecvată a riscului de piață pentru BE-NUC, deoarece este granulară și permite corelarea MRP cu prețurile PZU reflectate. În acest sens, prețul PZU este deosebit de adecvat ca MRP în perioada inițială a lucrărilor LTO, în special în comparație cu produsele pe termen lung. Potrivit Belgiei, vânzarea la prețul PZU reduce riscul de piață pentru BE-NUC în comparație cu utilizarea contractelor futures, deoarece permite o mai bună corelare a modelului specific de disponibilitate în perioada inițială a lucrărilor LTO. Utilizarea contractelor futures ar putea genera riscuri de piață suplimentare pentru BE-NUC din cauza riscului sporit de întreruperi neplanificate în perioada inițială a lucrărilor LTO (și anume, dacă energia electrică vândută în avans nu poate fi livrată și trebuie să fie răscumpărată, eventual la un preț mai mare al pieței, de exemplu la prețul PZU).

(99) Un studiu privind strategia de gestionare a riscului de piață a BE-WATT (contrapartea CfD) a fost achiziționat de Serviciul Public Federal (denumit în continuare „SPF") Economie. Studiul în derulare vizează adoptarea de măsuri pregătitoare pentru operaționalizarea BE-WATT, în special în ceea ce privește sarcina acestei entități privind gestionarea riscurilor. În special:

(a) Studiul va identifica și va analiza principalele riscuri de piață cu care se confruntă BE-WATT în contextul viitoarelor sale CfD pentru energia eoliană nucleară și offshore, punând accentul pe riscurile legate de volum și de preț.

(b) Studiul va identifica și va analiza o serie de strategii potențiale de gestionare a riscurilor pentru BE-WATT (portofoliu de produse/instrumente de acoperire împotriva riscurilor, acțiuni, durată, calendar de acoperire împotriva riscurilor, opțiuni de proiectare), în special având în vedere (i) rolul potențial al acestora în gestionarea riscurilor de piață care rezultă din poziția deschisă a BE-WATT ca urmare a CfD și (ii) contribuția lor potențială la lichiditatea pieței și la dezvoltarea pieței. Studiul ia în considerare în principal două tipuri de produse de acoperire a riscurilor: (i) contractele de achiziție de energie electrică și (ii) contractele forward, acestea din urmă fiind în principal sub formă de instrumente standardizate tranzacționate în locuri organizate, denumite de obicei „contracte futures". În ambele cazuri, sunt luate în considerare contractele financiare.

(c) Strategiile de acoperire a riscurilor care se bazează pe contracte futures vor contribui la lichiditatea pieței la termen din Belgia în raport cu o serie de scadențe contractuale (săptămâni, luni, ani), având în vedere volumele semnificative în cauză (mai mulți GW de capacitate eoliană nucleară și offshore în temeiul CfD). Impactul exact asupra lichidității pieței la termen va depinde de volumul contractelor vândute de BE-WATT la diferite scadențe.

(100) Alegerea inițială a MRP poate fi reexaminată de guvernul belgian, în calitate de contraparte RA, de până la trei ori pe durata contractului, sub rezerva acordului BE-NUC și Luminus, de la sfârșitul perioadei inițiale a lucrărilor LTO, de exemplu, în funcție de evoluția contextului și a nevoilor pieței belgiene, menținând în același timp raportul risc-randament al proiectului inițial al CfD.

(101) Prețul de exercitare va fi indexat anual pe baza unui calcul al indexării ponderate și poate fi revizuit în anumite momente:

(a) „Preț de exercitare preliminar": În scenariul de bază, Belgia presupune că, în ceea ce privește costurile de modernizare a unităților LTO, acestea se ridică la aproximativ [2-2,5] miliarde EUR, care, împreună cu alte costuri legate de proiectul LTO (de exemplu, costurile O&M în perioada LTO), generează un preț de exercitare preliminar de [80-90] EUR/MWh.

(b) „Preț de exercitare inițial": Valoarea reală a prețului de exercitare va fi stabilită de BE-NUC pe baza unui model financiar aprobat de contrapartea RA în cursul anului 2025, înainte de data repornirii LTO, pe baza costului prelungirii duratei de exploatare în conformitate cu cerințele în materie de securitate nucleară (domeniul de aplicare al acestora din urmă fiind definit de agenția belgiană pentru securitate nucleară), precum și pe baza costurilor care nu sunt legate de securitate, ambele estimate pe baza cotațiilor prezentate de contractanți sau evaluate de echipele tehnice ale operatorului nuclear.

(c) „Preț de exercitare revizuit”: Prețul de exercitare inițial va fi recalculat cât mai curând posibil după 31 decembrie 2028 („data ajustării”) pentru a reflecta calendarul real de repornire, întreruperile LTO, costurile de funcționare, de capital și de finanțare până la data respectivă (pe baza facturilor efective) și previziunile revizuite ale acestor costuri pentru restul perioadei de prelungire de 10 ani, printr-un acord scris între BE-NUC și contrapartea RA.

(d) „Evenimente de reexaminare”: După data ajustării, prețul de exercitare va fi, în principiu, fix și nu va fi recalculat, cu excepția unor evenimente specifice care îndeplinesc condițiile, și anume evenimentele de reexaminare.

(102) Prețul de exercitare va fi calculat pe baza informațiilor furnizate în modelul financiar detaliat care va fi elaborat și actualizat de BE-NUC, în parametrii notificați de Belgia. Modelul financiar (și orice actualizări ale acestuia) intră sub incidența aprobării de către contrapartea RA. În cazul în care o astfel de aprobare este refuzată, BE-NUC și contrapartea RA pot apela la un expert independent pentru stabilirea unui astfel de model financiar, în conformitate cu o procedură specifică de desemnare a experților.

(103) Belgia susține că CfD reduce expunerea BE-NUC la riscul de piață și la variațiile prețurilor de piață.

(a) Plățile efectuate de contrapartea RA către BE-NUC se realizează atunci când MRP este mai mic decât prețul de exercitare, iar BE-NUC va fi răspunzător pentru plățile către contrapartea RA atunci când MRP este mai mare decât prețul de exercitare.

(b) Modelul RA prevede o rată țintă rezonabilă de rentabilitate pentru proiectul LTO: prețul de exercitare este dimensionat pentru a atinge o RIR țintă cuprinsă în intervalul 6 %-8 %, ceea ce este în conformitate cu valorile de referință din industrie (a se vedea tabelul 3), precum și cu estimările pentru WACC al proiectului LTO (a se vedea tabelul 6) și CCP (a se vedea tabelul 7).

(104) Belgia susține că, deși CfD reduce expunerea BE-NUC la riscul de piață și la variațiile prețurilor de piață, acesta include mecanisme de partajare a riscurilor care ar trebui să asigure că BE-NUC este în continuare expusă unor riscuri de piață și unor stimulente. În special, RA include un mecanism de partajare a pierderilor/câștigurilor (MPRA) atunci când prețurile pieței se dovedesc a fi mai mici sau mai mari decât prețul de exercitare.

(a) Atunci când MRP se situează între prețul de exercitare și un prag definit, rentabilitatea țintă (sub forma unui preț de exercitare mai mic) scade de la o RIR de 7 % la o RIR minimă de 6 %.

(b) Atunci când MRP se situează între prețul de exercitare și un plafon definit, rentabilitatea țintă (sub forma unui preț de exercitare mai mare) crește la o RIR maximă de 8 %.

(105) Obiectivul MPRA este de a stimula BE-NUC să își optimizeze structura costurilor înainte de stabilirea și revizuirea prețului de exercitare (2025/2029), de a maximiza producția reactoarelor atunci când se preconizează prețuri ridicate, iar sistemul de energie electrică se apropie de deficit, precum și de a atenua profiturile excepționale.

(106) MPRA se obține și se calculează după cum urmează:

(a) În primul rând, prețul de exercitare este calculat la o rată internă de rentabilitate nominală țintă după impozitare (RIR) de 7 %, un preț de exercitare ipotetic mai mic la o RIR țintă de 6 % (pragul inferior) și un preț de exercitare ipotetic mai mare la o RIR țintă de 8 % (pragul superior).

(b) Apoi, intervalul dintre prețul de exercitare și pragul superior (respectiv inferior) este împărțit în 20 de valori pozitive (respectiv negative) („valori MPRA”). Aceste valori sunt utilizate pentru a ajusta prețul de exercitare pentru decontarea plății diferenței în temeiul CfD.

(c) Ajustarea prețului de exercitare depinde de raportul dintre MRP și prețul de exercitare (raportul MRP):

— dacă raportul este de 1,20 sau mai mare, prețul de exercitare MPRA este majorat la pragul superior prin adăugarea celor 20 de valori MPRA pozitive la prețul de exercitare;

— dacă raportul este de 0,80 sau mai mic, acesta este redus la pragul inferior;

— între aceste praguri, prețul de exercitare ajustat la MPRA este ajustat în intervalul calculat. De exemplu, un raport de 1,19 conduce la o ajustare prin majorare cu 19 valori MPRA, în timp ce un raport de 1,10 conduce la o ajustare cu 10 valori MPRA.

(d) Prin urmare, atunci când MRP este mai mare decât prețul de exercitare, prețul de exercitare ajustat la MPRA conduce la o RIR mai mare a proiectului, de până la 8 %, având în vedere aceleași ipoteze de bază.

(e) În mod alternativ, atunci când MRP este mai mic decât prețul de exercitare, prețul de exercitare ajustat la MPRA conduce la o RIR a proiectului mai mică, de 6 %.

(107) În proiectul inițial al MPRA („MPRA inițial"), intervalul dintre prețul de exercitare și pragul superior (respectiv inferior) a fost împărțit în 30 de „valori MPRA" pozitive (respectiv negative). În comparație cu „MPRA inițial", „MPRA actualizat" este declanșat mai rapid, și anume mecanismul de partajare a pierderilor/câștigurilor corespunde unui interval de prețuri de piață de +/– 20 % în loc de +/– 30 %.

(108) Prin urmare, Belgia susține că MPRA (actualizat) oferă BE-NUC stimulente (mai) puternice pentru:

(a) Optimizarea structurii costurilor înainte de stabilirea și revizuirea prețului de exercitare. O revizuire a prețului de exercitare va avea loc înainte de data repornirii LTO (2025) și, respectiv, după data ajustării (2028). Belgia susține că un cost mai mic conduce la un preț de exercitare mai mic și la o probabilitate sporită ca prețul pieței să fie mai mare decât prețul de exercitare și, prin urmare, asigură o RIR mai mare (și reduce suma care ar putea fi plătită de statul belgian în temeiul plăților pentru diferență).

(b) Programarea întreținerii în perioadele cu cel mai mic preț preconizat.

(c) Atenuarea potențialelor profituri excepționale. Astfel cum a explicat Belgia, MPRA este stabilită într-un interval prestabilit (raportul MRP între 0,80 și 1,20). Orice MRP din afara acestui interval nu conduce în continuare la o ajustare a prețului de exercitare și, prin urmare, devine pe deplin parte a plății pentru diferență. Prin urmare, profiturile excepționale nu pot fi realizate din prețurile ridicate ale pieței.

(109) În plus, Belgia susține că, în proiectul CfD modificat, autoritatea decizională cu privire la momentul în care ar trebui luată o decizie de modulare economică este transferată partenerului EMSA (a se vedea secțiunea 3.3.1.5). Remunerarea EMSA nu va fi doar fixă conform planificării inițiale, ci, va cuprinde o parte fixă și o parte variabilă și, prin urmare, se vor oferi stimulente pentru utilizarea optimă a stocului limitat de modulări de 30 pe ciclu al combustibilului (a se vedea considerentul 13). În comparație cu proiectul CfD inițial, prin care deciziile de modulare au fost luate pe baza unui prag de modulare fix, proiectul CfD modificat nu se mai bazează pe un prag de modulare fix, ci stimulează executarea modulărilor în momentele în care acestea dau cel mai mult rezultate (și anume atunci când se preconizează că prețurile vor fi profund negative pentru o perioadă de timp suficient de lungă). Remunerarea EMSA este detaliată în secțiunea 3.3.1.5.2.

(110) În cele din urmă, Belgia susține că, din motivele prezentate în considerentul 80 din decizia de inițiere a procedurii, CfD este un instrument adecvat și proporțional pentru a aborda disfuncționalitățile identificate ale pieței și riscurile nucleare specifice, îndeplinind astfel obiectivele măsurii și menținând în același timp semnalele eficiente ale pieței. Belgia clarifică faptul că orice venituri din CfD vor fi vărsate la bugetul general de stat, dar vor face obiectul unei contabilități separate. Acestea vor fi utilizate în principal pentru a finanța plățile contrapărții RA în temeiul CfD. În cazul în care încasările din CfD ar depăși sumele necesare pentru finanțarea costurilor CfD, acestea ar putea fi utilizate pentru a finanța costurile unui alt CfD. Belgia se angajează ca toate încasările rămase din CfD să fie utilizate în scopul distribuirii lor către întreprinderi. De asemenea, Belgia se angajează să informeze Comisia în cazul în care încasările din CfD ar fi distribuite întreprinderilor și, dacă este necesar, să notifice o astfel de măsură. Belgia confirmă, de asemenea, că a inclus clauze de penalizare în cazul rezilierii anticipate unilaterale nejustificate a contractului CfD.

3.3.1.3.3. MOCP și WCF

(111) În cazul în care veniturile BE-NUC nu sunt suficiente pentru a acoperi costurile plătibile într-o lună în temeiul Acordului O&M, precum și orice alte costuri CAPEX de funcționare, combustibil și întreținere necesare pentru exploatarea unităților LTO, contrapartea RA trebuie să efectueze o plată pentru deficit către BE-NUC în scopul de a asigura un flux de numerar suficient pentru a acoperi aceste costuri, în vederea asigurării viabilității economice pe termen lung a întreprinderii comune ([60]).

([60]) În acest sens, BE-NUC prezintă un raport anual de reconciliere. În cazul în care suma din respectivul raport este mai mică decât cuantumurile totale minime ale costurilor de funcționare, atunci contrapartea RA va plăti BE-NUC o sumă egală cu valoarea absolută a deficitului relevant. Se va efectua o plată echivalentă către Luminus.

(112) MOCP cuprinde două componente: OPEX minime: (i) o plată în caz de deficit de venituri în scopul de a asigura fluxuri de numerar suficiente pentru a acoperi costurile necesare funcționării unităților LTO și pentru a proteja viabilitatea economică pe termen lung a întreprinderii comune și (ii) o protecție a costurilor de 50 % pentru capitalul investit în raport cu costurile de capital amortizate ale prelungirii duratei de viață a LTO (o dată la trei ani).

(113) Belgia susține că orice eveniment unic care ar reduce disponibilitatea unităților LTO pentru o perioadă semnificativă în cursul anului și/sau întreruperile repetate pe parcursul mai multor ani ar putea duce la pierderi semnificative pentru BE-NUC.

(114) Belgia a solicitat Electrabel să evalueze riscul unor evenimente majore neprevăzute pe întreaga durată de viață a unităților LTO pe baza datelor istorice. Electrabel susține că există o probabilitate ridicată de producere a unui eveniment semnificativ neplanificat ([61]) pentru perioada de 10 ani de prelungire a duratei de viață a unităților LTO. Pentru a dovedi acest lucru, Electrabel a identificat situații istorice de indisponibilitate pentru fiecare dintre cele șapte reactoare nucleare în perioada de 11 ani cuprinsă între 2012 și 2022 (a se vedea tabelul 10). Electrabel susține că această abordare istorică oferă informații utile din următoarele motive:

(a) nu există o definiție/metodologie unificată pentru estimarea sau calcularea probabilității unor evenimente neplanificate de indisponibilitate și nici pentru estimarea duratei perioadei de indisponibilitate asociate unor astfel de evenimente;

(b) date omogene sunt disponibile numai pentru perioada 2012-2022; cu toate acestea, flota nucleară belgiană s-a confruntat întotdeauna cu evenimente/perioade de indisponibilitate semnificative de la începerea operațiunilor;

(c) legislația belgiană prevede că o revizuire a securității trebuie efectuată o dată la zece ani din momentul în care centrala nucleară primește autorizația de a funcționa la capacitate maximă. Această evaluare este cunoscută sub denumirea de „revizuire periodică a securității nucleare" (RPSN) sau de „revizuire la zece ani" ([62]). Cele mai recente RPSN la Tihange 3 și Doel 4 au fost efectuate în 2015, în cursul perioadei examinate (2012-2022) pentru analiza de risc. Întrucât perioada de 11 ani cuprinsă între 2012 și 2022, în cursul căreia a fost efectuată o RPSN pentru fiecare reactor, corespunde mai mult sau mai puțin duratei de prelungire a duratei de viață a unităților LTO, această perioadă este considerată adecvată ca punct de comparație.

Tabelul 10

Evenimente neprevăzute de indisponibilitate în cele șapte unități nucleare belgiene (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] %

Sursă: SA.106107 – Reuniune tehnică cu Comisia Europeană, „Necesitatea, caracterul adecvat și proporționalitatea împrumutului SDC și a MOCP", 8 octombrie 2024.

([61]) Un „eveniment semnificativ neplanificat de indisponibilitate" este definit ca orice eveniment neplanificat care generează o indisponibilitate a centralei de peste 30 % pe an, echivalentul a 3,6 luni.

([62]) Informații detaliate privind revizuirea periodică cuprinzătoare a securității nucleare care se desfășoară o dată la 10 ani sunt disponibile pe site-ul internet al FANC/AFCN: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Potrivit datelor prezentate în tabelul 10, au existat evenimente semnificative neplanificate de indisponibilitate în afara controlului operatorului nuclear în toate cele șapte unități nucleare în perioada 2012-2022, ceea ce a condus la o indisponibilitate medie de 59 % per unitate (în plus față de întreruperile planificate), ceea ce corespunde unei indisponibilități medii de 7 luni/per eveniment. Pentru cele șapte unități nucleare belgiene considerate împreună, au existat 11 evenimente semnificative neplanificate de indisponibilitate în perioada 2012-2022. Printre cauzele evenimentelor neprevăzute de indisponibilitate s-au numărat fulgi de hidrogen în vasul de presiune al reactorului, degradarea betonului (necesitând reparații importante), defecțiuni ale echipamentelor, scurgeri și sabotaj. Prin urmare, Belgia susține că a existat o medie de aproximativ 1,6 (11/7) evenimente semnificative neplanificate de indisponibilitate per reactor pe deceniu.

(116) Belgia susține că, atunci când există mai multe unități nucleare (sau o flotă nucleară) în exploatare, pierderea de venituri în cursul unei perioade de defalcare a uneia sau mai multor unități poate fi compensată parțial prin veniturile generate de celelalte unități. Cu toate acestea, în cazul proiectului LTO, se preconizează că aceste riscuri sistemice (evenimente de indisponibilitate care afectează majoritatea unităților în același timp) se vor intensifica pe măsură ce flota nucleară a Belgiei se reduce începând din 2025 și devine mai puțin diversificată, cu atât mai mult cu cât cele două unități LTO au aceeași tehnologie. Prin urmare, un eveniment major care afectează ambele unități LTO pentru o mare parte a anului nu este considerat improbabil.

(117) Probabilitatea de indisponibilitate a unității de 59 %, care este echivalentă cu aproximativ 7 luni, corespunde duratei medii a unui eveniment semnificativ neplanificat de indisponibilitate. Electrabel consideră că această durată este o estimare realistă, bazată pe propria experiență în ceea ce privește funcționarea unităților LTO în Belgia, deoarece evenimentele semnificative necesită lucrări de inginerie importante, achiziționarea de piese de schimb, un studiu de impact asupra securității și discuții extinse cu autoritatea competentă în materie de securitate nucleară înainte ca reactoarele nucleare să poată fi repornite.

(118) Belgia explică, de asemenea, că RPSN-urile periodice, bazate pe Orientarea AIEA SSG-25 ([63]), efectuate o dată la 10 ani de la începerea funcționării, au condus la modernizări semnificative ale proiectului și la investiții importante pentru a face față îmbătrânirii și uzurii unităților nucleare și pentru a contribui la menținerea siguranței și fiabilității acestora. Cu toate acestea, în pofida acestor revizuiri periodice, operatorul nuclear nu poate exclude posibilitatea apariției unor noi probleme care declanșează perioade semnificative de indisponibilitate pentru unitățile nucleare.

(119) Pentru a estima impactul asupra BE-NUC al apariției unui eveniment semnificativ neplanificat de indisponibilitate în perioada de prelungire a duratei de viață a unităților LTO și efectul MOCP, Belgia a luat în considerare scenarii plauzibile ale unor evenimente majore de indisponibilitate (a se vedea tabelul 11) pe baza datelor din tabelul 10. La fel ca în cazul altor analize, pentru calculele ilustrative, Belgia s-a bazat pe modelul financiar de semnare din 13 decembrie 2023.

(a) Scenariul 1 presupune o indisponibilitate medie de 59 %, în plus față de întreruperile programate, separat în cadrul Doel 4 și Tihange 3 în ani diferiți (2030 și 2033). În acest scenariu, MOCP nu ar fi declanșată. Proiectul LTO ar genera în continuare un excedent de venituri anuale (peste costuri) de [0-200] de milioane EUR pentru Doel 4 și de [0-200] de milioane EUR pentru Tihange 3, dar RIR a proiectului nu ar depăși [0-5] %.

(b) Scenariul 2 se referă la un scenariu în care ambele unități LTO sunt simultan indisponibile timp de un an întreg în perioada 2029-2035 (și anume, activitate de producție completă după LTO). În acest caz, MOCP este declanșată și s-ar ridica la plăți efectuate către BE-NUC în valoare de [700-1 000] de milioane EUR până la [1 000-1 300] de milioane EUR anual, în funcție de anul indisponibilității. Belgia a furnizat două exemple concrete (un scenariu mai mult sau mai puțin negativ) pentru a simula impactul asupra proiectului LTO:

— În 2029 (scenariul mai negativ), proiectul LTO ar genera o valoare actualizată netă negativă („VAN”) de [0-200] de milioane EUR, rezultând o RIR de [0-5] %.

— În 2034 (scenariul mai puțin negativ), impactul unui eveniment semnificativ neplanificat de indisponibilitate asupra acționarilor întreprinderii comune și asupra BE-NUC ar fi relativ mai scăzut, deoarece proiectul LTO a ajuns la sfârșitul perioadei de 10 ani. Proiectul LTO ar genera o VAN negativă de [0-200] de milioane EUR, rezultând o RIR de [5-10] %.

([63]) Standardele de siguranță ale AIEA, *Revizuirea periodică a securității centralelor nucleare*, STI/PUB/1588.

(c) Scenariul 3 se referă la un scenariu în care ambele unități LTO sunt simultan indisponibile pentru întregul an în timpul fazei de repornire, care este perioada 2026-2028, caracterizată de o producție limitată în timpul lucrărilor legate de LTO. În această perioadă, unitățile LTO sunt programate să funcționeze la mai puțin de 50 % din capacitate și este mai probabil (decât în faza de exploatare) ca orice altă indisponibilitate neplanificată să determine indisponibilitatea unităților LTO pentru întregul an, orice pierderi urmând a fi acoperite mai întâi de împrumutul SDC. În acest caz se declanșează MOCP, dar se preconizează că nici BE-NUC, nici Luminus nu vor genera profituri în faza de repornire; niciun eveniment neplanificat nu ar avea vreun impact suplimentar asupra profitabilității sale.

Tabelul 11

Impactul ilustrativ al trei scenarii plauzibile de evenimente semnificative neplanificate de indisponibilitate asupra BE-NUC și a contrapărții RA pe baza modelului financiar de semnare

	Impactul BE-NUC		Impactul asupra plății MOCP de către contrapartea RA
	Performanța LTO	RIR	
Scenariul 1 Indisponibilitate de 59 % pentru T3 în 2030 și D4 în 2033	2030: Excedent de venituri față de costuri de [0-200] de milioane EUR 2033: Excedent de venituri față de costuri de [0-200] de milioane EUR (VAN de minus [100-300] de milioane EUR)	[0-5] %	Nedeclanșat
Scenariul 2 Contagiune care afectează ambele unități în mod concomitent timp de un an întreg pe parcursul perioadei de exploatare	**2029**		
	Nu s-au realizat venituri pe piață în 2029 (VAN de minus [0-200] de milioane EUR)	[0-5] %	Declanșat: [700-1 000] de milioane EUR În absența MOCP: falimentul BE-NUC
	2034		
	Nu s-au realizat venituri pe piață în 2034 (VAN de minus [0-200] de milioane EUR)	[5-10] %	Declanșat: [1 000-1 300] milioane EUR În absența MOCP: falimentul BE-NUC
Scenariul 3 Contagiune care afectează ambele unități în mod concomitent timp de un an întreg (2028) pe parcursul perioadei de pornire	Venituri pe piață realizate în 2028 (VAN de 0 milioane EUR)	[5-10] %	Declanșat: [600-800] milioane EUR În absența MOCP: falimentul BE-NUC

Sursă: SA.106107 – Reuniune tehnică cu Comisia Europeană, „Necesitatea, caracterul adecvat și proporționalitatea împrumutului SDC și a MOCP", 8 octombrie 2024; SA.106107 – Răspunsul Belgiei la solicitarea de informații din 1 octombrie 2024, 1 noiembrie 2024 (versiune actualizată).

(120) Belgia prezintă analiza de mai sus, potrivit căreia MOCP este concepută pentru a acoperi efectele unor potențiale evenimente majore care amenință viabilitatea economică a întreprinderii comune, permițând ca întreprinderea comună să suporte numeroase riscuri de indisponibilitate: în scenariul 1, MOCP nu este declanșată în cazul în care ar avea loc un eveniment major mediu și nu garantează rentabilitatea acționarilor care continuă să suporte riscul de a nu își recupera investițiile.

(121) În unele scenarii, MOCP ar putea determina un cost relativ semnificativ pentru statul belgian, deoarece va fi declanșată pentru a aborda evenimentele de indisponibilitate cu impact ridicat, astfel cum s-a ilustrat mai sus. Pentru a răspunde acestei preocupări, Belgia a introdus un plafon pentru plățile MOCP. În consecință, contrapartea RA (statul belgian) își va exercita dreptul de reziliere în temeiul RA ([64]) în cazul în care MOCP ajunge la o sumă plătită de 2 miliarde EUR („factorul declanșator al MOCP"), cu condiția ca acest lucru să fie adecvat, având în vedere, printre altele,

— cauzele factorului declanșator al MOCP;

— impactul potențial al acestora pe termen scurt și lung;

— perspectiva aplicabilă în ceea ce privește plățile MOCP în conformitate cu RA (în absența unei rezilieri);

— cuantumul (anticipat) al plăților de reziliere datorate și

— implicațiile asupra securității aprovizionării.

(122) Belgia susține că există circumstanțe în care o reziliere nu ar fi adecvată:

— atunci când, în funcție de dreptul de reziliere aplicabil, plata de reziliere relevantă (dacă există) depășește plățile viitoare preconizate ale MOCP;

— atunci când sarcina și costurile, printre altele pentru statul belgian, ale capacității de înlocuire depășesc plățile MOCP preconizate și

— atunci când capacitatea de înlocuire nu este disponibilă.

(123) În cazul în care contrapartea RA decide să nu își exercite dreptul (drepturile) de reziliere, Belgia va prezenta Comisiei raționamentul său în scopul evaluării.

(124) Valoarea factorului declanșator al MOCP corespunde limitei superioare a plăților MOCP într-un scenariu în care ambele unități LTO nu sunt disponibile simultan timp de doi ani consecutivi. Plățile MOCP preconizate din închiderile pe doi ani vor depinde, într-adevăr, de anul în care au loc închiderile respective. Belgia a furnizat anual calcule pentru plățile anuale MOCP și cuantumurile totale pe parcursul a doi ani consecutivi (a se vedea tabelul 12) pe baza previziunilor preliminare din modelul financiar de semnare din 13 decembrie 2023.

Tabelul 12

Simularea plăților MOCP

Perioada de indisponibilitate 100 %	Cost MOCP anul 1 (milioane EUR)	Cost MOCP anul 2 (milioane EUR)	Cost total MOCP (milioane 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]

Sursă: Autoritățile belgiene.

([64]) Belgia a furnizat o prezentare detaliată a drepturilor de reziliere în temeiul RA și a afirmat că RA include, de asemenea, pe lângă drepturile de reziliere, un „protocol pentru o singură unitate LTO" care reflectă regimul drepturilor de reziliere în mai multe moduri, dar se aplică exclusiv eliminării unei singure unități LTO din domeniul de aplicare al RA înainte de data repornirii LTO.

(125) Pentru a estima perioada de referință de doi ani utilizată pentru a calcula plafonul propus de 2 miliarde EUR pentru MOCP, Belgia oferă câteva exemple de reactoare nucleare care au fost oprite definitiv din motive tehnice în Statele Unite (deoarece acest lucru nu a avut loc niciodată în Europa până în prezent) ([65]). Potrivit Belgiei, aceste exemple arată că perioada de referință de doi ani este în concordanță cu realitatea industrială, întrucât o perioadă de doi ani de la detectarea unei probleme care necesită închiderea ambelor unități LTO poate fi considerată, de obicei, un termen-limită rezonabil pentru a pune sub semnul întrebării continuarea reparațiilor sau pentru a lua în considerare oprirea definitivă.

(126) Pentru ca MOCP să devină operațională, BE-NUC va achiziționa, fie de la acționarii săi, fie de la o parte externă, o facilitate de capital circulant (*working capital facility* – WCF) cel târziu la data primei reporniri a LTO. WCF servește la finanțarea nevoii de capital circulant care decurge din funcționarea unităților LTO. BE-NUC va fi autorizată să tragă WCF în cazul în care diferența dintre intrările și ieșirile sale de numerar este mai mică decât cheltuielile operaționale estimate pentru următoarea perioadă de cheltuieli stabilită în RA. Cuantumul WCF este cel puțin media cheltuielilor operaționale agregate estimate pentru o perioadă de trei luni. În fapt, WCF servește drept punte în cursul exercițiului către valoarea anuală MOCP, acționând ca o facilitate de credit reînnoibilă care ar fi rambursată anual, dacă ar fi trasă, de către MOCP furnizată de Belgia.

(127) Condițiile WCF, care va fi achiziționată în condițiile pieței cel târziu la data primei reporniri a LTO, nu sunt cunoscute încă. Cu toate acestea, Belgia a clarificat în continuare că rata dobânzii WCF va fi stabilită utilizând aceeași metodologie ca cea convenită pentru împrumuturile din partea acționarilor (a se vedea considerentul 63).

3.3.1.3.4. Împrumuturile SDC

(128) Pe lângă MOCP, care prevede stabilitate financiară pe întreaga perioadă de 10 ani a prelungirii duratei de viață, în primii trei ani ai proiectului LTO (faza de repornire), guvernul belgian va acorda un împrumut BE-NUC și Luminus în condiții identice. Împrumuturile vor fi evaluate în funcție de cota lor proporțională în unitățile LTO și, prin urmare, de cota lor respectivă din costurile de închidere și de funcționare începând cu 1 iulie 2025. Astfel cum a menționat Belgia, împrumuturile SDC sunt furnizate pentru a asigura lichiditatea până în 2028, deoarece costurile de funcționare nu pot fi finanțate prin fluxuri de numerar din cauza lucrărilor LTO.

(129) Împrumuturile SDC, care sunt acordate la o rată plafonată a dobânzii și rambursabile conform unui grafic de rambursare specificat, sunt compuse din două facilități diferite (și anume, una pentru fiecare unitate LTO), fiecare compusă din două tranșe:

(a) O tranșă referitoare la costurile de oprire a unității relevante suportate de BE-NUC și Luminus de la data legală de oprire până la data de repornire a unității relevante: această tranșă finanțează și plătește costurile necesare pentru menținerea unităților LTO până la data de repornire. În cazul în care costurile aferente perioadei de oprire sunt mai mari decât se anticipase, contrapartea RA trebuie să se asigure că tranșa este redimensionată.

(b) O tranșă legată de acoperirea costurilor de funcționare și o parte din costurile CAPEX suportate în legătură cu unitatea relevantă până la data ajustării de 31 decembrie 2028: această tranșă se utilizează pentru a acoperi deficitele de fluxuri de numerar din exploatare înregistrate înainte de 31 decembrie 2028. Cu toate acestea, orice alte pierderi cauzate de întreruperi neprogramate trebuie să fie acoperite de MOCP.

(130) Condițiile împrumuturilor SDC sunt prevăzute în considerentul 96 din decizia de inițiere a procedurii și nu au fost modificate. Împrumuturile SDC sunt rambursabile cu o dobândă de până la 6 % și *pari passu* cu veniturile acționarilor. În ceea ce privește metodologia utilizată pentru stabilirea ratei dobânzii, Belgia explică faptul că aceasta a fost rezultatul unei negocieri între părțile la RA și că rata maximă de 6 % corespunde limitei inferioare a intervalului RIR țintă cuprins între 6 % și 8 % (având în vedere MPRA).

([65]) De exemplu, Crystal River 3 a fost oprit definitiv în 2013, la 3,5 ani de la detectarea unei probleme grave. În mod similar, San Onofre 2 și 3 au fost oprite în 2013, la 1,5 ani de la detectarea unei probleme grave.

(131) Astfel cum se menționează în considerentul 97 din decizia de inițiere a procedurii, se preconizează că împrumuturile SDC vor fi trase pentru o sumă agregată de [500-700] de milioane EUR în [...] tranșe de la [...] până la [...], rambursată în trei tranșe de la [...] până la [...], inclusiv dobânzile capitalizate. Aceste calcule și sume vor fi actualizate în modelul financiar aprobat de contrapartea RA în cursul anului 2025, înainte de data repornirii LTO, pe baza costului de extindere a exploatării în conformitate cu cerințele de securitate nucleară stabilite de agenția belgiană pentru securitate nucleară, estimat pe baza cotațiilor prezentate de contractanți.

(132) Belgia susține că împrumuturile SDC nu aduc beneficii disproporționate acționarilor: riscurile de nerealizare a rentabilității preconizate sunt împărțite proporțional de acționarii întreprinderii comune și de contrapartea RA, deoarece, în condițiile unor profituri mai scăzute, atât RIR a proiectului LTO, cât și împrumuturile SDC vor scădea. În fapt, împrumuturile SDC nu vor fi (deloc) rambursate numai în cazul în care proiectul LTO nu generează profituri suficiente pentru a plăti vreun randament al investiției acționarilor ([66]). În consecință, Belgia susține că împrumuturile SDC nu generează riscuri suplimentare pentru furnizorul în temeiul RA în plus față de riscurile legate de performanța și profitabilitatea proiectului LTO, deoarece facilitatea nu este utilizată pentru a finanța cheltuielile de capital (numai costurile de capital amortizate ale prelungirii duratei LTO în faza de repornire).

3.3.1.4. Acordul de exploatare și întreținere („O&M”)

(133) În temeiul Acordului O&M, Electrabel trebuie să furnizeze pentru BE-NUC:

(a) „Servicii LTO”: de la data încheierii tranzacției, lucrările și serviciile necesare pentru prelungirea duratei de funcționare a fiecărei unități LTO cu 10 ani și

(b) „Servicii O&M”: de la sfârșitul duratei de viață legale inițiale a fiecărei unități LTO, serviciile de exploatare și întreținere a unităților LTO, sistemele comune și activele comune, în măsura în care sunt utilizate în legătură cu unitățile LTO (inclusiv serviciile de gestionare a deșeurilor).

(134) Anumite servicii sunt excluse în mod explicit din Acordul O&M, inclusiv serviciile, lucrările sau activitățile legate de dezafectarea și dezasamblarea unităților LTO, care rămân în responsabilitatea Electrabel (a se vedea secțiunea 3.3.2.4).

(135) În temeiul articolului 12.1 din Acordul O&M și sub rezerva anumitor ajustări și excepții, BE-NUC va plăti Electrabel 89,807 % (reflectând deținerea de către Luminus a 10,193 % din unitățile LTO) din totalul costurilor suportate pentru furnizarea serviciilor LTO și a serviciilor O&M plus marja relevantă, și anume:

— [0-5] % pentru costurile și taxele de asigurare;

— [0-5] % pentru bunurile și serviciile furnizate de membrii grupului Engie și

— [10-20] % pentru toate celelalte costuri.

(136) Belgia susține că nivelurile marjelor sunt aliniate la cele aplicate în temeiul Acordului de parteneriat LTO cu Luminus (care acoperă, la rândul său, o gamă largă de servicii, inclusiv, dar fără a se limita la O&M). Acordul inițial care acoperă servicii similare furnizate către o parte terță, Luminus, încheiat la 26 iunie 2003 și reconfirmat la 13 decembrie 2023, este o referință relevantă pentru a susține poziția potrivit căreia Acordul O&M reflectă costurile în condiții de concurență deplină pentru operațiunile nucleare. În plus, Belgia susține că riscurile financiare suportate de Electrabel sunt mai mari decât în temeiul acordului de parteneriat încheiat cu Luminus, deoarece, în temeiul Acordului O&M, marja Electrabel va fi redusă în cazul depășirilor de costuri (nescuzabile) (și anume costuri care nu sunt incluse în buget, astfel cum au fost propuse de Electrabel și validate de părți) și în cazul indisponibilității centralei după o dată-limită.

(137) În plus, Belgia susține că Acordul O&M include anumite controale ale costurilor, inclusiv drepturile BE-NUC de a audita calculele onorariilor și prestarea serviciilor de către Electrabel și de a solicita o revizuire de referință a prețurilor percepute de Electrabel pentru serviciile tehnice conexe.

([66]) Acest lucru ar fi valabil numai dacă indisponibilitatea substanțială ar dura mai mulți ani, de exemplu mai puțin de 60 % în fiecare an din 2029 până în 2035.

(138) În cele din urmă, în calitate de operator (unic) al unităților LTO și de furnizor de servicii pentru BE-NUC în temeiul Acordului O&M, Electrabel va fi stimulată să realizeze performanța tehnică și economică a unităților LTO. În special, în temeiul Acordului O&M:

(a) Electrabel va fi obligată să plătească daune-interese în cazul în care disponibilitatea unităților LTO în cursul unui an contractual este mai mică de [90-100] % (excluzând întreruperile LTO, întreruperile normale și evenimentele justificate). Ca urmare a plății acestor daune-interese, marja obținută de Electrabel pentru anul contractual respectiv scade pe o scară progresivă de la [10-20] % la [0-5] %;

(b) în cazul depășirilor de costuri, Electrabel nu are dreptul să primească nicio marjă relevantă pentru și în limita oricărei depășiri a costurilor, alta decât orice depășire justificată a costurilor și

(c) în cazul depășirii costurilor doar în faza de repornire, se vor aplica penalități în raport cu marja Electrabel (până la [50-60] % din marja pentru serviciile O&M și până la [70-80] % din marja pentru serviciile LTO).

(139) În consecință, Belgia concluzionează că acordul O&M se limitează la acoperirea costurilor suportate, iar condițiile financiare prevăzute în acordul O&M sunt stabilite astfel încât să reflecte condițiile pieței.

3.3.1.5. Contractul de servicii de gestionare a energiei („EMSA”)

(140) Deși BE-NUC va fi proprietarul tehnic al 89,807 % din energia electrică produsă de unitățile LTO (restul de 10,193 % este deținut de Luminus), aceasta transferă dreptul de proprietate asupra volumului de energie electrică în cauză administratorului de energie, care o va vinde ([67]). În acest scop, BE-NUC va încheia un contract EMSA cu un partener care achiziționează energia electrică de la BE-NUC și o vinde.

(141) EMSA va stabili termenii, condițiile și alocările de risc esențiale și, prin urmare, va stabili în mod detaliat o strategie BIS și rolul managerului de vânzări în domeniul energiei („partenerul EMSA”) în acest sens, în cadrul parametrilor stabiliți. Partenerul EMSA desemnat în temeiul EMSA va fi cumpărătorul și proprietarul cotei BE-NUC din energia electrică produsă de unitățile LTO și face obiectul unei strategii BIS predefinite. BIS poate fi revizuită și modificată periodic în urma unei proceduri detaliate în RA. Guvernul belgian (BE-WATT), în calitatea sa de contraparte RA, poate impune BIS în măsura în care respectă condițiile BIS, astfel cum sunt prevăzute în RA. Partenerul EMSA are un rol consultativ în această privință.

(142) Pentru a aduce energia electrică produsă pe piața angro de energie electrică într-un mod competitiv și transparent, Electrabel și statul belgian au convenit să organizeze o licitație publică pentru aceste servicii, asigurând transparența și concurența (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.1). Legislația privind achizițiile publice și toate garanțiile necesare aferente se aplică procedurii de licitație.

3.3.1.5.1. Procedura de licitație

(143) Belgia susține că procedura de licitație se desfășoară în mod voluntar în conformitate cu Legea belgiană privind achizițiile publice din 17 iunie 2016 și cu Decretul regal din 18 iunie 2017 privind achizițiile publice în sectoarele utilităților publice ([68]).

([67]) Luminus este proprietarul cotei sale (10,193 %) din energia electrică produsă de unitățile LTO. Luminus gestionează vânzarea energiei electrice în mod independent și nu intră sub incidența EMSA, care are ca obiect vânzarea cotei BE-NUC din producția unităților LTO.

([68]) Loi relative aux marches publics. Disponibilă la adresa: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. Legea din 17 iunie 2016 privind contractele de achiziții publice transpune Directiva 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 februarie 2014 privind achizițiile efectuate de entitățile care își desfășoară activitatea în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale și de abrogare a Directivei 2004/17/CE.

(144) Contractul EMSA va fi atribuit printr-o procedură de negociere cu invitație prealabilă la procedura concurențială de ofertare ([69]), care este o procedură standard în sectorul utilităților publice. Cererea de oferte a fost publicată pe platformele relevante din Belgia ([70]) și din UE ([71]), permițând tuturor potențialilor candidați să participe la procedura de licitație.

(145) Având în vedere importanța serviciului oferit și caracterul sensibil din punctul de vedere al concurenței, Belgia a pus în aplicare dispoziții și garanții suplimentare pentru a se asigura că obiectivele EMSA vor fi atinse și că serviciile preconizate vor fi furnizate în mod adecvat:

(a) Înainte de întocmirea documentației de licitație, la 3 septembrie 2024 (până la 2 octombrie 2024) a fost lansată o solicitare de informații („RFI") privind EMSA pentru a colecta opinii de pe piață cu privire la o serie de subiecte legate de EMSA ([72]). RFI a urmărit două obiective principale: (i) anunțarea în prealabil a pieței cu privire la viitoarea procedură de licitație, acordând astfel suficient timp candidaților interesați să își pregătească participarea ([73]) și asigurând o transparență suplimentară; (ii) rezultatele RFI sunt luate în considerare, după caz, la întocmirea documentației de licitație, facilitând astfel propunerea de către BE-NUC a unei licitații rafinate, testată pe piață, îmbunătățind claritatea criteriilor și asigurându-se că toate condițiile sau criteriile impuse sunt nediscriminatorii. Solicitarea de informații a arătat, de exemplu, că nu ar trebui organizate licitații separate pentru fiecare unitate LTO, dar că acestea pot fi scoase la licitație sub formă de pachet.

(b) La 11 decembrie 2024 a fost emisă o cerere de depunere a candidaturilor (*Request for Expression of Candidacies* – „RFC"), prin care părțile interesate au fost invitate să își exprime interesul de a participa la licitație până la 13 ianuarie 2025. La cererea mai multor părți, termenul de depunere a fost amânat până la 3 februarie 2025, pentru a asigura o concurență suficientă în cadrul procedurii de licitație. Ulterior, părțile interesate vor fi invitate să își prezinte ofertele, pe baza viitoarelor documente contractuale (inclusiv a structurii de remunerare modificate, astfel cum se explică în figura 3). Belgia susține că descrierea detaliată a serviciilor scoase la licitație îi permite să aibă un singur criteriu de atribuire bazat pe preț. Întrucât contractul va fi atribuit printr-o procedură de negociere, odată ce candidații și-au prezentat ofertele ca răspuns la cererea de propuneri (inclusiv proiectul de contract EMSA și orice documente auxiliare), autoritatea contractantă poate invita candidații să prezinte o ofertă mai bună, care să asigure rezultatul cel mai competitiv.

(146) În plus, Belgia susține că licitația include un set de criterii de selecție pentru a se asigura că orice candidat la procedura de licitație îndeplinește condițiile în materie de profesionalism și infrastructură necesară pentru o bună punere în aplicare a EMSA. Totuși, aceste criterii de calificare sunt limitate cât mai mult posibil, fiecare făcând trimitere la o cerință necesară pentru serviciile avute în vedere, pentru a asigura o concurență maximă în timpul procedurii de licitație.

(147) În comparație cu informațiile aflate la dispoziția Comisiei la momentul deciziei de inițiere a procedurii, Belgia a furnizat mai multe detalii cu privire la criteriile de calificare. Ofertantul (sau, pentru primele patru criterii descrise mai jos, apelând la capacitățile unei alte entități) trebuie:

(a) să prezinte cel puțin două referințe în materie de experiență (de cel puțin un an) în gestionarea energetică a unui portofoliu de active de producere a energiei termice sau nucleare de cel puțin 1 000 MW în total (și anume, luând în considerare toate referințele), situat în țări din Uniunea Europeană, în Regatul Unit sau în țări AELS ([74]);

([69]) În conformitate cu articolul 120 din Legea belgiană privind achizițiile publice din 17 iunie 2016.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen/Bulletin des Adjudications.
([71]) Supliment la *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.
([72]) Aceste subiecte includ, printre altele, profilul de risc, garanțiile în legătură cu contrapartea și riscul de contraparte, mecanismul de stabilire a prețurilor, condițiile de plată, frecvența facturării și penalitățile de întârziere, BIS, rezervele de echilibrare a portofoliului intern, împărțirea ofertei în două loturi (câte unul pentru fiecare activ energetic), creditul și structura garanției asociate și gruparea părții responsabile cu echilibrarea „PRE").
([73]) Statul belgian a identificat în mod activ participanții relevanți de pe piață pe care dorește să îi contacteze și să îi încurajeze să participe la solicitarea de informații, precum și la procedura de licitație ulterioară.
([74]) Criteriul de 1 000 MW asigură faptul că participanții calificați/selectați sunt capabili din punct de vedere financiar să gestioneze cererile care vor fi alocate, care vor varia între 1 000 și 2 000 MW.

(b) să prezinte cel puțin două referințe în materie de gestionare a energiei (de cel puțin un an de exploatare) în ceea ce privește activele de producere a energiei termice sau nucleare. Fiecare referință face trimitere la un activ de cel puțin 350 MW, situat în țări din Uniunea Europeană, în Regatul Unit sau în țările AELS ([75]);

(c) să prezinte cel puțin o referință în materie de gestionare a energiei (de cel puțin un an) pentru un terț în ceea ce privește o capacitate de producție de cel puțin 350 MW pentru un activ de producție situat în țări din Uniunea Europeană, în Regatul Unit sau în țările AELS ([76]);

(d) să aibă un rating de credit din categoria „investment grade", adică următorul rating de credit la una dintre următoarele agenții de rating (sau echivalent): (i) Fitch: minimum BBB–, (ii) S&P: minimum BBB–, (iii) Moody's: minimum Baa3 ([77]) și

(e) să aibă calitatea de membru activ al cel puțin unui operator al pieței de energie electrică desemnat („OPEED"), care își desfășoară activitatea în Belgia, pentru comercializarea energiei electrice ([78]).

(148) Pe durata contractului EMSA, partenerului EMSA i se aplică, printre altele, următoarele condiții:

(a) să încheie un contract de parte responsabilă cu echilibrarea („PRE") în Belgia cu Elia;

(b) să aibă un rating de credit din categoria „investment grade", adică următorul rating de credit la una dintre următoarele agenții de rating (sau echivalent): (i) Fitch: minimum BBB-, (ii) S&P: minimum BBB-, (iii) Moody's: minimum Baa3;

(c) să aibă calitatea de membru activ al cel puțin unuia dintre OPEED, care își desfășoară activitatea în Belgia, pentru comercializarea energiei electrice.

(149) În ceea ce privește calendarul licitației, Belgia susține că intenționează să încheie licitația în timp util, cel târziu până la 15 mai 2025, astfel încât partenerul EMSA să dispună de suficient timp pentru a efectua pregătirile necesare înainte de repornirea unităților LTO.

(150) Serviciile oferite cuprind, în ceea ce privește activele de energie electrică, printre altele (i) „servicii de reprezentare a activelor energetice la termen și realizate", (ii) „servicii de optimizare și exploatare pentru ziua următoare" („ZU") și intrazilnice („IZ"), (iii) servicii legate de obligațiile de reglementare a pieței, (iv) servicii de contractare de către OST din Belgia și (v) tranzacționare, acces pe piață și analiza pieței. Din cauza interdependenței dintre diferitele sarcini enumerate și a practicii obișnuite a pieței de a corobora aceste servicii într-un singur contract comercial pentru a asigura eficiența operațională, aceste servicii vor fi integrate într-o singură definiție a serviciilor EMSA.

3.3.1.5.2. Vânzările de energie electrică LTO și remunerarea partenerului EMSA

(151) Belgia a clarificat faptul că partenerul EMSA nu tranzacționează în calitate de agent sau în numele BE-NUC, ci vinde energia electrică achiziționată deoarece este proprietarul acesteia. În plus, în proiectul CfD modificat, partenerul EMSA obține autoritatea decizională în ceea ce privește modulările economice pentru a stimula utilizarea eficientă a stocului limitat de modulări și pentru a răspunde mai bine semnalelor pieței (a se vedea considerentul 153 și următoarele).

([75]) Gestionarea punctelor unice de întrerupere în funcționare importante de pe piață necesită o configurație operațională specifică, cu formarea specializată a personalului. În timp ce, în contextul unei abordări standard pentru activele descentralizate de dimensiuni mai mici, ori de câte ori apare o problemă, unui dispecer i se solicită să achiziționeze volumul lipsă cât mai curând posibil pe piața intrazilnică, o astfel de abordare nu este adecvată pentru activele de dimensiuni mai mari.

([76]) Acest criteriu asigură capacitatea contrapărții de a desfășura operațiuni pentru o terță parte și de a dispune de un cadru contractual solid.

([77]) Criteriul este introdus pentru a asigura o capacitate suficient de puternică a partenerului EMSA în ceea ce privește plata angajamentelor sale financiare.

([78]) Calitatea de membru al unui OPEED (Epexspot și Nord Pool în Belgia), și anume o organizație mandatată să gestioneze piețele integrate ale energiei electrice pentru ziua următoare și intrazilnice, asigură accesul la piețele energiei electrice. Acest criteriu asigură posibilitatea candidatului de a avea acces la piețele de tranzacționare în timp util și de a avea o experiență suficientă și actualizată în ceea ce privește funcționarea pieței europene.

(152) Belgia susține că tranzacția dintre partenerul EMSA și BE-NUC se bazează pe PZU, pentru a limita riscul de bază pentru BE-NUC, întrucât acest lucru implică faptul că, în combinație cu plata diferenței BE-NUC prin intermediul unui CfD în care MRP este prețul PZU, BE-NUC primește prețul de exercitare (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.2) ([79]). Belgia confirmă că partenerul EMSA va fi liber să comercializeze pe piața aleasă și nu este obligat să depună oferte în cadrul PZU.

(153) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 2.1 și în considerentul 109, întrucât unitățile LTO sunt limitate la 30 de modulări pe ciclu și, prin urmare, nu au posibilitatea tehnică și de reglementare de a-și modifica producția în niciun moment, remunerația partenerului EMSA a fost modificată pentru a oferi stimulente în scopul utilizării în mod optim a volumului limitat de modulări autorizate. În loc să aibă doar o taxă fixă (stabilită prin licitație), formula de remunerare modificată include, de asemenea, o taxă variabilă (pe baza unei formule prestabilite și în funcție de plata de decontare a corecției și a modulării). O astfel de remunerare expune partenerul EMSA la o parte din potențialele creșteri ale veniturilor generate de modulări în condiții de prețuri negative (precum și la o parte din potențialele descreșteri ale veniturilor generate de modulări în condiții de prețuri pozitive, dacă este cazul), expunând în același timp partenerul EMSA în mod direct la dezechilibre și la costuri intrazilnice, astfel cum se prevede în continuare. Prin urmare, taxa variabilă va consta într-o cotă procentuală fixă („alfa”) din creșterile veniturilor care determină o modulare în ZU și o cotă procentuală diferențiată („beta”) a veniturilor și costurilor intrazilnice și de dezechilibru, și anume plățile de decontare a corecției (care pot include creșteri ale veniturilor din declanșarea unei modulări în IZ), prin care:

(a) Alfa este stabilită *ex ante* la 20 %. Alfa este stabilită la un nivel destul de ridicat pentru a oferi suficiente stimulente pentru deciziile optime de modulare, fără a fi prea ridicată pentru a evita descurajarea participanților la licitații care manifestă reticență față de asumarea de riscuri.

(b) Creșterile veniturilor generate de modulare sunt calculate *ex post* ca produsul dintre volumul răscumpărat pe PZU pentru modulare și diferența dintre zero și prețul PZU.

(c) Beta este diferențiată, dar și stabilită *ex ante* și reflectă răspunderea financiară a partenerului EMSA în calitate de PRE în caz de dezechilibre. În acest sens, Belgia susține că reactoarele sunt relativ vechi, iar lucrările necesare pentru proiectul LTO, precum și modulările ar putea crește riscurile de opriri neplanificate, ceea ce generează dezechilibre. În plus, centralele sunt supuse unor cerințe de securitate deosebit de ridicate, ceea ce sporește și mai mult riscurile de oprire. În același timp, deși piețele intrazilnice și de echilibrare din Belgia sunt din ce în ce mai integrate cu piețele învecinate, acestea rămân relativ mici în comparație cu dimensiunea celor două reactoare. Prin urmare, orice oprire va reduce șansa PRE de a găsi contrapărți pentru a atenua impactul opririi și va spori în mod disproporționat riscul de creșteri bruște ale prețurilor ca urmare a opririi. Prin urmare, Belgia susține că beta ar trebui să aibă valori diferite în funcție de natura și de impactul evenimentului care conduce la un dezechilibru, menținând în același timp stimulente adecvate pentru ca partenerul EMSA (în calitate de PRE) să atenueze dezechilibrele ([80]). Cu toate acestea, partenerul EMSA rămâne pe deplin expus din punct de vedere financiar la toate dezechilibrele care rezultă în principal din abateri ale producției în comparație cu producția preconizată sau din erori de tranzacționare.

(d) Decontarea corecției este suma plăților intrazilnice și a plăților de dezechilibru, iar beta se aplică în ambele cazuri. Pentru o anumită oră, aceasta poate fi pozitivă și/sau negativă.

([79]) Administratorii în sectorul energiei utilizează sisteme de captare a tranzacțiilor și de gestionare a pozițiilor pentru a raționaliza fluxurile de lucru, incluzând previzionarea, optimizarea, licitațiile, dispecerizarea în timp real și decontarea tranzacțiilor. Mai precis, aceste sisteme înregistrează toate tranzacțiile dintre BE-NUC și partenerul EMSA, precum și vânzările și schimburile legate de piață cu OST. Datele înregistrate sunt prelucrate printr-un modul de decontare, care convertește volumele tranzacțiilor în decontări financiare utilizând formule contractuale predefinite. Declarațiile generate de sistem sunt transmise pe cale electronică către BE-NUC în scopul revizuirii. BE-NUC poate verifica încrucișat acest aspect și, dacă este necesar, poate solicita ajustări.

([80]) În special, beta va ajunge la 100 % în situațiile de „producere de energie electrică la sarcina de bază”, la 20 % în situațiile de „modulare economică”, și anume de până la 30 de ori pe an, și la 8 % în cazul evenimentelor de oprire neplanificate, adică în cazul unor evenimente excepționale cu impact ridicat, care au loc, de regulă, mai puțin de o dată pe an și pe unitate.

Figura 3

Formula de remunerare a EMSA modificată

Remunerația partenerului EMSA = taxă fixă + taxă variabilă

Taxa variabilă = creșterea veniturilor alfa* + decontarea corecției beta*
Creșterea veniturilor = volumul răscumpărat* (0 – prețul ZU)
Decontarea corecției = costuri sau venituri intrazilnice și de dezechilibru

(154) Formula prevăzută în figura 3 se aplică întregului volum în timpul modulărilor, inclusiv în cazul în care modularea are loc atunci când prețurile sunt pozitive (de exemplu, în perioadele de creștere/scădere) și nu numai în perioadele cu prețuri negative ([81]). Taxa variabilă este plătită de BE-NUC în cadrul EMSA, dar aceste costuri și/sau venituri vor fi transferate către BE-WATT în temeiul RA.

(155) Potrivit Belgiei, prin intermediul formulei de remunerare modificate, partenerul EMSA este stimulat, printre altele, să utilizeze modulările economice în mod optim și pe parcursul perioadei pentru ziua următoare și intrazilnice și să reducă costurile intrazilnice și de dezechilibru. Belgia susține că parametrii alfa și beta sunt aleși pentru a menține funcționarea eficientă a pieței, evitând în același timp descurajarea participanților la licitații care manifestă reticență față de asumarea de riscuri.

(156) Formula de remunerare modificată va afecta comportamentul de ofertare al participanților la licitație pentru taxa fixă. Ofertanții vor lua în considerare beneficiile preconizate ale modulării (valoarea opțiunii) în ofertele lor, precum și costurile și veniturile potențiale legate de plățile intrazilnice și de dezechilibru. Belgia susține că documentația de licitație va explica structura (stimulentului) remunerării, astfel încât potențialul de evoluție pozitivă/negativă a formulei de remunerare modificate să fie transparent pentru ofertanți. Belgia va evalua caracterul adecvat al formulei de remunerare (modificate) a partenerului EMSA, precum și conformitatea cu condițiile de piață și eficiența stimulentelor pe care le oferă pe diferitele piețe. Evaluarea va fi efectuată în termen de cel mult doi ani de la începerea operațiunilor, astfel încât să se permită revizuirea în timp util a contractului sau organizarea unei noi licitații, care este posibilă după 3,5 ani ([82]). Cu toate acestea, pentru a menține stimulentele adecvate pentru partenerul EMSA, este posibilă doar o revizuire ascendentă a parametrilor alfa și beta ([83]).

(157) Belgia susține că adaptarea remunerării EMSA aliniază stimulentele partenerului EMSA, care are autoritatea decizională în materie de modulare economică (sub rezerva deciziei finale a operatorului, de exemplu, în cazul unor preocupări legate de siguranță sau de reglementare), la semnalele pieței, răspunzând astfel preocupărilor Comisiei în această privință. În același timp, partenerul EMSA are stimulentele adecvate pentru a-și îndeplini sarcina în calitate de PRE fără a fi pe deplin expus dezechilibrelor care se află în afara controlului propriu. În plus, Belgia susține că va exista un schimb continuu și precis de informații (inclusiv actualizări periodice privind disponibilitatea, capacitățile tehnice etc. ale unităților LTO) între BE-NUC, operatorul nuclear și partenerul EMSA pentru a permite luarea unor decizii de modulare economică în cunoștință de cauză de către partenerul EMSA, care va fi în măsură să ia decizii eficiente.

([81]) Acest lucru este legat de constrângerile tehnice legate de modulări (a se vedea considerentul 13).

([82]) EMSA poate fi reziliată unilateral de BE-NUC după 3,5 ani (42 de luni) de la data reporniri primei unități nucleare. Ulterior, BE-NUC poate încheia un nou contract în urma unei noi licitații în condiții diferite.

([83]) Evaluarea parametrilor alfa și beta se va baza pe: (i) o evaluare a participării la licitație și a rezultatelor (indicatorii pot fi: numărul și tipul ofertanților, rezultatul licitației în ceea ce privește prețul/costurile etc.), o evaluare a deciziilor de (ne)modulare, inclusiv consecințele (financiare) ale acestora pentru părțile implicate, luând în considerare condițiile de piață (preconizate și realizate) și constrângerile operaționale/de modulare și (iii) o evaluare a deciziilor de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică, precum și dezechilibrele rezultate la nivelul perimetrului PRE. Informațiile subiacente acestei evaluări se vor baza pe datele colectate de la partenerul EMSA în cursul contractului EMSA, precum și pe datele operatorului Electrabel prin intermediul BE-NUC și al Acordului O&M, precum și pe orice informații publice/de piață relevante în legătură cu cele de mai sus.

(158) Belgia confirmă totodată că, în ceea ce privește contrapartea la CfD (BE-WATT), aceasta va elabora o strategie de gestionare a riscurilor pentru poziția sa deschisă, astfel cum se prevede în mod legal, și că punerea sa în aplicare va contribui la asigurarea lichidității pe piețele la termen ale energiei electrice (a se vedea considerentul 99). Adoptarea strategiei face obiectul unui aviz din partea autorității de reglementare, care va include o evaluare a impactului strategiei asupra piețelor relevante ale energiei electrice.

3.3.1.5.3. Garanții suplimentare privind administratorul de energie

(159) Partenerul EMSA va fi, în principiu, selectat printr-o procedură de ofertare transparentă, deschisă și competitivă (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.1). Entitatea de tranzacționare a Engie, GEMS (Global Energy Management & Sales), o unitate operațională a grupului Engie independentă din punct de vedere administrativ de unitatea operațională Nuclear, poate participa, de asemenea, la licitație. Au fost prevăzute dispoziții și măsuri specifice în cazul participării GEMS la procedura de licitație pentru a asigura un proces echitabil.

(160) Belgia susține că în prezent sunt luate și puse în aplicare măsuri suficiente pentru a identifica și a preveni în mod eficace eventualele conflicte de interese, măsuri care vor fi luate și puse în aplicare și în viitor. Măsurile respective pot fi rezumate după cum urmează:

(a) Solicitarea de informații a permis testarea pieței și orice parte interesată ar putea propune în acest context condiții și propuneri diferite, asigurându-se că licitația nu include bariere în dezavantajul niciunui participant interesat, spre deosebire de GEMS (sau al oricărei societăți din grupul Engie). Electrabel (sau orice societate din grupul Engie) nu este și nu va fi implicată în procesul de elaborare a documentației de licitație („Documentația integrală de licitație") în urma (rezultatelor) solicitării de informații.

(b) În cursul procedurii de licitație, în cazul participării GEMS la aceasta, chiar și în calitate de subcontractant sau în orice altă calitate, Electrabel (sau orice societate din grupul Engie) și directorii sau agenții săi sunt împiedicați să participe la orice decizie a BE-NUC și/sau deliberare privind oferta (de exemplu, decizia de selecție și decizia de atribuire).

(c) În ansamblu, la nivelul organizației Electrabel, au fost și vor continua să fie stabilite bariere stricte în materie de informare și bariere de natură deontologică între persoanele responsabile cu depunerea ofertelor în cadrul GEMS și persoanele implicate în gestionarea BE-NUC. Aceleași garanții vor fi instituite în cazul în care GEMS este aleasă în cele din urmă ca partener al EMSA printr-o procedură de licitație câștigătoare.

(d) În cazul în care GEMS este selectată ca partener EMSA, aceasta va fi supusă acelorași obligații ca și în cazul unui PRE și al unui partener contractual al EMSA, precum și aceluiași set de stimulente de piață ca orice alt candidat. În special, în calitate de partener al EMSA, aceasta va primi atât o remunerație fixă, cât și o remunerație variabilă, ceea ce va stimula optimizarea în conformitate cu condițiile de piață a stocului de modulare și veniturile din vânzarea de energie electrică. În plus, GEMS va acționa ca parte în temeiul unei delegații clare specificate de BIS de la care nu va deroga. Aceste garanții asigură faptul că GEMS, în cazul în care câștigă licitația EMSA, va acționa ca orice alt participant la licitația EMSA și, prin instituirea acordului EMSA și a formulei de remunerare modificate, este stimulată să acționeze în conformitate cu semnalele pieței.

(161) În cazul în care nu este posibilă desemnarea unui candidat adecvat în cadrul procedurii de licitație, în ultimă instanță, dacă nu este încheiat niciun acord EMSA în timp util, cel târziu până la 15 mai 2025, GEMS va presta temporar serviciile EMSA. Aceste servicii vor fi prestate în conformitate cu condițiile care urmează să fie convenite între părți pe o perioadă limitată, astfel încât BE-NUC să atribuie EMSA prin intermediul unei alte proceduri de licitație. În cazul unei proceduri de licitație câștigătoare, candidatul declarat câștigător va prelua de la GEMS activitățile de furnizare a serviciilor EMSA după expirarea perioadei relevante în care GEMS a furnizat aceste servicii. Nu există o limită în ceea ce privește numărul de noi licitații organizate.

(162) Belgia susține că acest acord este necesar și adecvat pentru a asigura continuitatea serviciului public (și anume, vânzarea energiei electrice produse de unitățile nucleare), dar această soluție este strict limitată în timp și la minimul necesar.

(163) În concluzie, Belgia susține că se va asigura că BE-NUC va respecta în mod strict legislația și principiile privind achizițiile publice. Procesul consultativ amplu oferă garanții suplimentare care asigură faptul că achiziționarea serviciilor se realizează printr-o procedură de licitație competitivă, transparentă, nediscriminatorie și necondiționată. Prin urmare, Belgia consideră că orice risc de împiedicare a accesului pe piață și de alte potențiale practici anticoncurențiale ale Engie este evitat și că au fost adoptate toate măsurile și garanțiile pentru a se asigura numirea unui partener EMSA independent. Doar ca soluție de rezervă, GEMS ar furniza temporar aceste servicii, ceea ce este necesar și adecvat pentru a asigura continuitatea serviciului public.

3.3.1.6. Alte submăsuri

(164) Alte două submăsuri care fac parte din tranzacție constituie contractul de servicii de administrare (*Administration Services Agreement* – „ASA") dintre Electrabel și BE-NUC și un acord care prevede modalități de despăgubire pentru pierderile de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii contractului. Aceste submăsuri au fost explicate în secțiunile 3.3.10 și 3.3.11 din decizia de inițiere a procedurii.

3.3.2. *Componenta 2: Limitarea răspunderii operatorului nuclear pentru depozitarea pe termen lung și depozitarea definitivă a deșeurilor nucleare și a combustibilului uzat*

3.3.2.1. Principii generale de gestionare a deșeurilor nucleare

(165) Astfel cum s-a explicat în considerentul 121 din decizia de inițiere a procedurii, cadrul legislativ aplicabil deșeurilor radioactive și combustibilului uzat în UE se bazează pe următoarele două principii fundamentale: (i) principiul „poluatorul plătește" ([84]) și (ii) răspunderea finală a statelor membre (inclusiv responsabilitatea financiară) pentru gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță (inclusiv depozitarea definitivă) a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive ([85]).

(166) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 3.4.2 din decizia de inițiere a procedurii, în temeiul reglementărilor actuale din Belgia, operatorul nuclear este responsabil din punct de vedere financiar [prin intermediul societății de furnizare a energiei nucleare Synatom și împreună cu EDF Belgium și Luminus (denumite în continuare „societățile contribuitoare")] și din punct de vedere operațional pentru dezafectarea celor șapte centrale nucleare, precum și pentru condiționarea și gestionarea deșeurilor radioactive și a combustibilului uzat și pentru depozitarea pe termen lung a acestora după acceptarea sa de către ONDRAF/NIRAS până la depozitarea definitivă. Provizioanele nucleare pentru combustibilul uzat și deșeurile rezultate din dezafectare sunt finanțate de Electrabel și de societățile contribuitoare, gestionate de Synatom, și sunt supuse controlului prudențial al unei autorități publice independente, Comisia de furnizare a energiei nucleare (denumită în continuare „CPN/CNV"). Astfel cum s-a menționat în considerentele 123-125 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia susține că Electrabel va păstra anumite responsabilități în calitate de operator unic al unităților LTO, care decurg din (i) legislația europeană și belgiană și (ii) obligațiile contractuale din acordul de punere în aplicare, respectând astfel principiul „poluatorul plătește".

(167) CPN/CNV și ONDRAF/NIRAS sunt autoritățile de supraveghere din Belgia:

(a) ONDRAF/NIRAS întocmește un raport cuprinzător de inventar pentru toți producătorii de deșeuri radioactive din Belgia (o dată la 5 ani) și evaluează fondurile pentru gestionarea responsabilităților corespunzătoare în domeniul nuclear.

(b) CPN/CNV analizează (o dată la 3 ani) metodele utilizate pentru calcularea provizioanelor nucleare, precum și caracterul adecvat al acestora și VAN a pasivelor viitoare în conturile Synatom (prin auditarea metodologiei, a scenariului de referință etc.).

([84]) Articolul 4 alineatul (3) litera (e) din Directiva 2011/70/Euratom a Consiliului din 19 iulie 2011 de instituire a unui cadru comunitar pentru gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive (JO L 199, 2.8.2011, p. 48), care prevede astfel: „costurile gestionării combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive sunt suportate de cei care au generat aceste materiale".

([85]) Articolul 4 alineatul (1) și articolul 9 din Directiva 2011/70/Euratom.

(168) Astfel cum s-a menționat în considerentul 129 și în tabelul 4 din decizia de inițiere a procedurii, pe baza ultimei revizuiri trienale a CPN/CNV din iulie 2023, cuantumul total actual al provizioanelor legate de responsabilitățile în domeniul nuclear se ridică la 18 225 de milioane EUR, constând în provizioane pentru activitățile de dezasamblare (8 122 de milioane EUR), gestionarea combustibilului uzat (9 070 de milioane EUR) și deșeurile din exploatare (1 033 de milioane EUR) ([86]).

3.3.2.2. Acordul privind „limitarea deșeurilor”

(169) În cadrul negocierilor privind proiectul LTO, Engie și statul belgian au convenit asupra limitării răspunderii pe termen lung a producătorilor de deșeuri radioactive rezultate din producția de energie electrică prin intermediul energiei nucleare (acordul privind „limitarea deșeurilor”), pentru a reduce incertitudinea în acest sens (a se vedea secțiunea 3.4.3 din decizia de inițiere a procedurii). Acordul privind „limitarea deșeurilor” prevede transferul responsabilităților financiare legate de producerea, reținerea sau deținerea în proprietate a deșeurilor radioactive condiționate și a combustibilului uzat al tuturor celor șapte unități nucleare belgiene, sub rezerva și după respectarea criteriilor contractuale relevante în materie de transfer, de la operatorul nuclear (Electrabel) către statul belgian în schimbul plății unei sume forfetare ([87]).

(170) Această sumă forfetară a fost stabilită pentru fiecare categorie de deșeuri nucleare. Astfel cum s-a explicat în considerentul 131 din decizia de inițiere a procedurii, deșeurile nucleare radioactive pot fi împărțite în trei categorii, în conformitate cu clasificarea radiologică istorică realizată de ONDRAF/NIRAS și în concordanță cu clasificarea Agenției Internaționale pentru Energie Atomică (AIEA): deșeuri din categoria A (deșeuri de viață scurtă, având un nivel scăzut sau intermediar de radioactivitate); deșeuri din categoria B (deșeuri de viață lungă, având un nivel scăzut sau intermediar de radioactivitate) și deșeuri din categoria C (deșeuri de viață scurtă și de viață lungă, având un nivel ridicat de radioactivitate) și combustibil uzat.

(171) Tabelul 13 de mai jos prezintă alocarea provizioanelor existente, în valoare de 18 225 de milioane EUR, între Electrabel (8 410 milioane EUR) și guvernul belgian (9 815 milioane EUR), în conformitate cu acordul privind limitarea deșeurilor, și include alocarea pe categorii de deșeuri.

Tabelul 13

Defalcarea acordului privind limitarea deșeurilor

Valoare (în milioane EUR)	Răspunderea statului belgian (după transfer)				Răspunderea Engie	Provizioane (YE 2022)
	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Total		
Estimarea costului de bază *(fără cheltuieli neprevăzute)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Cheltuieli neprevăzute	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Suma de bază	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Prima de risc	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Suma plafonată	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Sursă: Răspunsul autorităților belgiene la solicitarea de informații a Comisiei din 1 octombrie 2024.

([86]) Dispozițiile privind deșeurile din exploatare sunt auditate de auditorii externi ai Engie (Deloitte) în cadrul analizei anuale de audit a acestora.

([87]) În prezenta decizie, „acordul privind limitarea deșeurilor” se referă la limitarea răspunderii pe termen lung a producătorilor de deșeuri radioactive rezultate din producția de energie electrică prin intermediul energiei nucleare, în timp ce „acordul privind deșeurile” se referă la combinarea tuturor submăsurilor din cadrul componentei 2, și anume includerea, de asemenea, a acordului privind dezasamblarea și dezafectarea etc.

(172) Principiile acordului privind limitarea deșeurilor nu au fost modificate și sunt descrise în considerentul 133 din decizia de inițiere a procedurii. Ele pot fi rezumate după cum urmează:

(a) „Sume plafonate”: Pentru fiecare categorie de deșeuri radioactive care îndeplinește criteriile contractuale în materie de transfer a fost stabilită o plată forfetară, care include o primă de risc indexată la 3 % pe an la 31 decembrie 2022, în cuantum total de 15 miliarde EUR (3,5 miliarde EUR pentru categoria A, 1 miliard EUR pentru categoria B și 10,5 miliarde EUR pentru categoria C – a se vedea tabelul 13). Astfel cum s-a menționat în considerentele 134 și 135 din decizia de inițiere a procedurii și astfel cum se arată în tabelul 13, Belgia susține că:

— volumele care stau la baza sumelor plafonate se bazează pe inventarul deșeurilor utilizat pentru revizuirea CPN/CNV din 2022 a provizioanelor nucleare și a scenariului industrial de referință al ONDRAF/NIRAS și al operatorului nuclear [care reprezintă cea mai bună estimare actuală a volumului de deșeuri nucleare condiționate și de combustibil uzat produs (și care urmează să fie produs) de către cele șapte centrale nucleare într-un scenariu fără LTO] și

— valoarea sumelor plafonate este rezultatul aplicării unei prime de risc la provizioanele nucleare existente.

(b) „Credite de volum”: Suma (forfetară) plafonată pentru fiecare categorie de deșeuri corespunde unui credit de volum pentru volume predeterminate, oferind un stimulent pentru ca operatorul nuclear să reducă la minimum producția de deșeuri nucleare.

(c) „Taxe de ajustare a volumului”: În cazul utilizării integrale a creditului de volum al unei categorii de deșeuri, trebuie plătită o sumă suplimentară pentru fiecare credit de volum suplimentar necesar. Sumele sunt stabilite ca media aritmetică dintre (i) „suma plafonată” a categoriei de deșeuri împărțită la numărul de „credite de volum” din categoria respectivă și (ii) costul marginal al unui credit de volum suplimentar.

(d) „Criterii contractuale în materie de transfer” („CTC”): Pentru fiecare tip de pachet de deșeuri nucleare, au fost stabilite criterii contractuale în materie de transfer, care definesc criteriile pe care fiecare pachet de deșeuri și combustibil uzat trebuie să le îndeplinească pentru ca responsabilitatea financiară să fie transferată entității publice Hedera (a se vedea considerentul 178 de mai jos). Responsabilitatea (și costurile asociate) pentru alinierea deșeurilor radioactive la CTC revine operatorului nuclear.

(173) Astfel cum s-a menționat în considerentul 107 litera (a) și astfel cum s-a explicat în detaliu în secțiunile 3.4.5.1 și 3.4.5.2 din decizia de inițiere a procedurii, stabilirea sumelor plafonate în valoare de 15 miliarde EUR se bazează pe valoarea actuală a provizioanelor nucleare ale operatorului nuclear (valoarea de bază) și pe o primă de risc. Belgia a clarificat faptul că suma de bază include deja marje pentru cheltuieli neprevăzute, incertitudini și alte riscuri care pot apărea în legătură cu dezasamblarea, gestionarea deșeurilor radioactive și gestionarea combustibilului uzat. Dispozițiile privind plata sumelor plafonate sunt explicate în secțiunea 3.4.5.3 din decizia de inițiere a procedurii și nu au fost modificate.

(174) Belgia a clarificat faptul că sumele plafonate care urmează să fie transferate statului belgian includ deja toate responsabilitățile istorice și viitoare estimate în materie de deșeuri nucleare (până la data inițială de oprire legală a tuturor centralelor nucleare belgiene în 2025). Prin urmare, toate deșeurile nucleare și combustibilul uzat produse sau care urmează să fie produse de centralele electrice belgiene în cursul duratei lor legale de funcționare sunt deja luate în considerare în sumele plafonate.

(175) Belgia clarifică, de asemenea, faptul că volumul real de deșeuri va fi cunoscut numai după ce deșeurile vor fi condiționate și transferate fizic către statul belgian. Prin urmare, suma forfetară de 15 miliarde EUR acoperă numai volumele prestabilite ale deșeurilor în cauză (creditele de volum) convenite în acordul de punere în aplicare. În cazul în care volumul efectiv al deșeurilor în cauză produse este mai mare decât creditele de volum, Engie va plăti o taxă de ajustare a volumului pentru fiecare credit de volum suplimentar (a se vedea considerentul 133 din decizia de inițiere a procedurii).

(176) În mod similar, toate deșeurile din exploatare („deșeurile LTO”) și combustibilul uzat („combustibilul uzat LTO”) care rezultă din prelungirea duratei de viață a unităților LTO vor fi finanțate de BE-NUC și Luminus pentru fiecare cantitate adițională de deșeuri. Pentru fiecare cantitate adițională de deșeuri LTO și de combustibil uzat LTO, vor fi necesare două seturi de plăți:

(a) deșeuri LTO: costurile deșeurilor din exploatare LTO, astfel cum sunt definite în Acordul O&M, acoperă două tipuri de costuri:

— plata către Electrabel a costurilor de manipulare a deșeurilor LTO pentru manipularea, tratarea și condiționarea deșeurilor din exploatare („servicii de manipulare a deșeurilor LTO”) în vederea pregătirii unui pachet privind deșeurile LTO și

— taxele de ajustare a volumului deșeurilor LTO, care acoperă plata costurilor suportate după transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare către Hedera ([88]).

(b) Servicii de gestionare a combustibilului uzat LTO: costurile finale (*back-end*) pentru combustibilul uzat vor fi plătite pe baza unei taxe indexate pentru orice combustibil suplimentar uzat rezultat din proiectul LTO ([89]).

(177) Belgia clarifică, de asemenea, faptul că modelul financiar de semnare ia în considerare costurile de gestionare a deșeurilor LTO și a combustibilului uzat LTO sau costurile finale, estimate la aproximativ 0,9 milioane EUR per ansamblu (la valorile din 2022), din care aproximativ 0,3 milioane EUR per ansamblu pentru stocarea la fața locului și aproximativ 0,6 milioane EUR per ansamblu pentru taxa de ajustare a volumului deșeurilor LTO pentru combustibilul uzat.

(178) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 3.4.4 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia a creat o nouă instituție publică sui generis, Hedera, având un dublu rol:

(a) gestionarea și asigurarea activelor dedicate finanțării angajamentelor pe termen lung ale statului belgian în ceea ce privește deșeurile nucleare și combustibilul uzat și

(b) monitorizarea și controlul costurilor de gestionare a responsabilităților privind combustibilul uzat și deșeurile nucleare transferate, sub controlul unei autorități publice independente (CPN/CNV).

(179) Sumele aferente limitării deșeurilor primite de Hedera trebuie să fie garantate și investite, pentru a genera randamentul necesar achitării costurilor de gestionare a deșeurilor transferate la scadență. Hedera este un fond segregat aflat sub controlul de supraveghere al CPN/CNV, organismul național specializat jucând un rol esențial în asigurarea și garantarea gestionării, controlului și utilizării adecvate a fondurilor ([90]). Acest aspect se reflectă în dublul rol al Hedera, asigurându-se că: (i) sumele primite sunt garantate și generează randamentele necesare ([91]) și

([88]) Aceste taxe indexate de ajustare a volumului deșeurilor LTO se plătesc societății Electrabel de îndată ce este produs un pachet privind deșeurile LTO sau atunci când producția sa a devenit sigură. O astfel de taxă va acoperi depozitarea deșeurilor LTO. Taxa de ajustare a deșeurilor LTO pentru fiecare categorie de deșeuri este deja prevăzută la articolele 16-18 din Legea Phoenix.

([89]) Această taxă cuprinde: (i) toate costurile de stocare la fața locului suportate de Electrabel până în 2050 înainte de transferul locului de producere către statul belgian și (ii) toate costurile legate de ONDRAF/NIRAS după transfer plătibile către Hedera. Costurile de stocare la fața locului au fost deja estimate per ansamblu, iar taxa de ajustare a volumului pentru combustibilul uzat a fost stabilită și este prevăzută la articolele 16-18 din Legea Phoenix.

([90]) Aplicarea Recomandării 2006/851/Euratom a Comisiei din 24 octombrie 2006 privind gestionarea resurselor financiare alocate pentru dezafectarea instalațiilor nucleare, a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive și a Convenției comune privind securitatea gestionării combustibilului uzat și securitatea gestionării deșeurilor radioactive.

([91]) Pentru a se asigura că suma forfetară înregistrează o creștere suficientă în timp, în cadrul Hedera este înființat un comitet pentru investiții (format din trei experți financiari independenți, președintele comitetului de gestionare a SPF Economie, responsabilul Hedera în materie de investiții, un reprezentant al Agenției belgiene de administrare a datoriilor și un reprezentant al SPFIM) cu scopul de a consilia comitetul de gestionare al Hedera cu privire, printre altele, la strategia de investiții și gestionarea riscurilor.

(ii) costurile de gestionare a deșeurilor și a combustibilului uzat și costurile aferente responsabilităților transferate sunt controlate într-o măsură suficientă ([92]). În plus, resursele financiare vor trebui să fie alocate în mod suficient din bugetul general al statului belgian (astfel cum se prevede în Legea Hedera), astfel încât acestea să fie utilizate numai pentru a acoperi costurile de depozitare pe termen lung și de depozitare definitivă și să nu poată fi utilizate în alte scopuri sau pentru a amortiza deficitele bugetare viitoare.

(180) Belgia susține că acordul privind limitarea deșeurilor include și este însoțit de alte măsuri de atenuare a riscurilor, printre care:

(a) Includerea unor criterii contractuale stricte în materie de transfer („CTC”): transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare este condiționat de respectarea CTC-urilor. Plata sumei forfetare pentru limitarea deșeurilor are loc înainte de transferul efectiv al viitoarelor pachete de deșeuri nucleare către statul belgian și este condiționată de respectarea CTC-urilor de către operatorul nuclear. Aceasta înseamnă că operatorul nuclear rămâne răspunzător pentru toate costurile deșeurilor nucleare legate de nerespectarea CTC-urilor.

(b) CTC-urile sunt stabilite la nivelul fluxului de deșeuri pentru deșeurile din categoriile A, B și C: Deși creditele de volum sunt stabilite pentru fiecare categorie de deșeuri, respectarea CTC-urilor este asigurată la nivelul fluxului de deșeuri. Acest aspect limitează riscul statului belgian de a fi nevoit să gestioneze fluxuri neprevăzute de deșeuri în viitor, oferind în același timp siguranță operatorului nuclear în următoarele decenii.

(c) Deșeuri din categoria X: Astfel cum s-a menționat în nota de subsol 69 din decizia de inițiere a procedurii, pentru a proteja în continuare statul belgian împotriva fluxurilor de deșeuri neprevăzute care pot apărea în timpul dezafectării reactoarelor nucleare, acordul privind deșeurile prevede totodată un mecanism de tratare a tuturor deșeurilor nucleare care nu au fost identificate la 31 decembrie 2022. Aceste deșeuri sunt denumite „deșeuri din categoria X”. Este prevăzut un mecanism pentru a face posibil transferul deșeurilor din categoria X după ce s-a convenit asupra condițiilor financiare și tehnice ale transferului.

(d) Păstrarea cunoștințelor și consolidarea capacităților actorilor naționali: transferul de cunoștințe de la operatorul nuclear către agenția belgiană de gestionare a deșeurilor nucleare (ONDRAF/NIRAS) a reprezentat un subiect important în cadrul acordului privind deșeurile. Colectarea și păstrarea cunoștințelor operatorului nuclear înainte de oprirea definitivă a producției sale de energie electrică în 2035 și a operațiunilor SF2 în 2050 a reprezentat o prioritate pentru statul belgian ([93]). Transferul deșeurilor istorice este însoțit de transferul tuturor informațiilor disponibile privind pachetele de deșeuri deja produse și al tuturor informațiilor referitoare la producerea acestora, inclusiv, dar fără a se limita la rapoartele tehnice, desenele tehnice și modelul utilizat pentru calculele informatice. Se convine că un cadru pentru un astfel de transfer va trebui să fie deja convenit între ONDRAF/NIRAS și operator la momentul opririi. Schimbul de know-how și formarea personalului ONDRAF/NIRAS este considerat un obiectiv comun pentru gestionarea în condiții de siguranță pe termen lung a deșeurilor nucleare și a combustibilului uzat de către operatorul nuclear și statul belgian. Păstrarea cunoștințelor în domeniul nuclear pe termen lung și consolidarea capacităților actorilor naționali vor fi esențiale pentru menținerea costurilor gestionării pe termen lung a deșeurilor nucleare și a combustibilului uzat în conformitate cu ipotezele formulate în acordul privind deșeurile.

([92]) O dată la cinci ani, ONDRAF/NIRAS trebuie să prezinte societății Hedera un plan spre aprobare, în care să precizeze serviciile pentru care Hedera și-a asumat responsabilitatea financiară, resursele și investițiile necesare pentru a putea pune în aplicare acest plan, împreună cu calculele costurilor aferente. Hedera analizează planul, solicită consiliere din partea CPN/CNV și aprobă (sau nu) planul pe 5 ani. În fiecare an (pe durata acestui plan cincinal) ONDRAF/NIRAS prezintă Hedera spre aprobare un plan anual detaliat pentru anul calendaristic următor. Hedera aprobă planul după primirea avizului din partea CPN/CNV. În plus, Hedera va plăti facturile care i-au fost emise de ONDRAF/NIRAS numai în următoarele condiții: (i) sumele solicitate sunt în conformitate cu planul cincinal aplicabil și cu planul anual detaliat, (ii) sumele solicitate sunt justificate de performanța efectivă și (iii) sumele solicitate se referă la costurile efective ale activităților desfășurate.

([93]) Astfel cum se prevede în Directiva 2011/70/Euratom. Directiva în cauză impune statelor membre să planifice activități de educație și formare, precum și activități de cercetare și dezvoltare, pentru a răspunde nevoilor programului național în materie de gestionare a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive, pentru a obține, a menține și a dezvolta în continuare expertiza și aptitudinile necesare, permițând astfel o gestionare pe termen lung în condiții de siguranță și securitate a deșeurilor nucleare și a combustibilului uzat.

(e) Controlul prudențial al fondurilor transferate: Plata sumelor plafonate este o plată unică ce ar trebui să acopere toate responsabilitățile în domeniul nuclear transferate până la închiderea depozitului final de deșeuri nucleare din Belgia după 2100. Controlul cheltuielilor și al randamentului investițiilor din suma transferată este, prin urmare, important pentru a garanta existența, disponibilitatea și suficiența resurselor financiare necesare pentru a acoperi toate obligațiile financiare în cauză. În acest sens, statul belgian a urmat avizul CPN/CNV pe baza Recomandării 2006/851/Euratom a Comisiei (a se vedea nota de subsol 93):

— fondul public care gestionează provizioanele privind deșeurile nucleare, Hedera, este un organism public independent care raportează direct Parlamentului Belgiei, asigurând transparența și independența;

— resursele financiare ale Hedera sunt restricționate: acestea pot fi utilizate numai în scopul pentru care au fost create și gestionate (a se vedea considerentul 179);

— planificarea bugetară a Hedera face obiectul controlului și supravegherii CPN/CNV;

— Hedera are o politică de investiții diversificată și prezintă aversiune la risc, care asigură un randament pozitiv pe o perioadă lungă de timp și

— Hedera își prezintă costurile către CPN/CNV pentru a se asigura că pot fi puse la dispoziția ONDRAF/NIRAS resurse financiare adecvate în timp util.

(f) Pachetul de măsuri de securitate pentru responsabilitățile neplafonate în domeniul nuclear: a se vedea secțiunea 3.3.2.4.

(181) Astfel cum s-a menționat în considerentul 172 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia recunoaște că acordul privind deșeurile nucleare are un impact pozitiv asupra profilului de risc al operatorului nuclear, deoarece o parte semnificativă a responsabilităților sale în domeniul nuclear va fi acoperită de sumele plafonate și că acest profil de risc diferit justifică și necesită o revizuire a pachetului de măsuri pentru a asigura securitatea și supravegherea situației financiare a operatorului nuclear: suma forfetară de 15 miliarde EUR plătită Hedera justifică eliberarea activelor non-europene ale Electrabel din perimetrul Electrabel (și monitorizarea aferentă a CPN/CNV). Engie, în calitate de societate-mamă franceză a Electrabel, se va asigura că, la momentul încheierii acordului dintre statul belgian și Electrabel, Electrabel va deține active în valoare de cel puțin 4 miliarde EUR (valoarea capitalului propriu la 30 iunie 2023). În plus, Engie acordă, la prima solicitare, o garanție nelimitată și irevocabilă a societății-mamă pentru (i) obligațiile de dezafectare ale Electrabel (care includ, de asemenea, riscul ca valoarea provizioanelor să fie insuficientă), (ii) riscul de volum în temeiul plafonului și (iii) rambursarea împrumuturilor (actuale sau viitoare) cu Synatom.

(182) Belgia consideră că responsabilitățile transferate în ceea ce privește deșeurile nucleare și responsabilitățile suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO nu oferă un avantaj economic Electrabel și societăților contribuitoare, având în vedere că acestea reflectă în mod adecvat riscul unor fluctuații ulterioare ale costurilor preluate de stat și că organizarea transferului riscului este de așa natură încât un investitor privat ar fi acceptat să îl suporte.

3.3.2.3. Justificări suplimentare privind factorul de actualizare și prima de risc

3.3.2.3.1. Factorul de actualizare

(183) Belgia susține că provizioanele nucleare care au fost colectate de operatorul nuclear/Synatom înainte de încheierea acordului privind limitarea deșeurilor au fost calculate utilizând un factor de actualizare de 2,5 % pentru activitățile de dezasamblare (inclusiv deșeurile din dezasamblare) și un factor de actualizare de 3 % pentru toate activitățile privind combustibilul uzat (astfel cum a decis CPN/CNV cu ocazia revizuirii trienale de la sfârșitul anului 2022).

(184) Belgia clarifică faptul că utilizarea a două rate de actualizare diferite pentru calcularea provizioanelor (responsabilitățile în materie de dezasamblare în raport cu responsabilitățile pentru combustibilul uzat) este justificată de diferența de durată și reflectă valoarea-timp a banilor ([94]).

([94]) Provizioanele pentru dezasamblare sunt actualizate la o rată de actualizare de 2,5 % având în vedere orizontul lor de timp mai scurt (durată de 11,4 ani). În schimb, provizioanele pentru combustibilul uzat fac obiectul unei rate de actualizare mai ridicate, de 3 %, pentru a ține seama de un orizont de timp mai lung (durată de 30 de ani).

(185) Astfel cum s-a menționat în considerentul 198, acordul privind limitarea deșeurilor implică doar un transfer către statul belgian al responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat transferate, în timp ce responsabilitățile privind dezasamblarea și dezafectarea rămân în sarcina operatorului nuclear (cu excepția asinergiilor cauzate de proiectul LTO, a se vedea considerentul 199). Prin urmare, Belgia susține că, pentru calcularea valorii actualizate a responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat transferate, s-a reținut un factor unic de actualizare de 3 % (rată reală de 1 % + o inflație de 2 %) pentru a ține seama de faptul că responsabilitățile privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat au o durată mai lungă decât responsabilitățile în materie de dezafectare (a se vedea considerentul 148 din decizia de inițiere a procedurii).

(186) Belgia a solicitat avizul CPN/CNV cu privire la cel mai adecvat factor de actualizare care trebuie utilizat pentru calcularea limitării deșeurilor ([95]). Astfel cum s-a menționat în considerentul 149 din decizia de inițiere a procedurii, CPN/CNV a propus ajustarea factorului de actualizare pentru responsabilitățile privind deșeurile nucleare/dezafectarea și combustibilul uzat, aplicând o abordare în două etape, constând în aplicarea unui factor de actualizare bazat pe rata reală a OLO pe 30 de ani de 3,17 % pentru primii 30 de ani și în aplicarea unui factor de actualizare de 2,17 % pe baza unei estimări bazate pe rata OLO a ratei fără risc pentru următorii 30 de ani.

(187) Belgia reamintește că perioada de negociere a fost lungă (1,5 ani) și că alegerea unui singur factor de actualizare de 3 % a fost motivată de necesitatea de a avea un anumit grad de previzibilitate în ceea ce privește factorul de actualizare utilizat în negocierile cu Engie. Acest lucru se datorează faptului că factorul de actualizare are un impact direct asupra calculării sumei forfetare care urmează să fie transferată. Belgia explică faptul că metodologia utilizată de CPN/CNV în avizul său din 2023 a fost utilizată ulterior, împreună cu rata forward finală (*Ultimate Forward Rate* – „UFR") a Autorității Europene de Asigurări și Pensii Ocupaționale (EIOPA) ([96]) ca o confirmare *ex post* a faptului că factorul de actualizare de 3 % a fost o rată prudentă pe termen lung.

(188) În primul rând, Belgia a solicitat unui consultant independent să calculeze factorul de actualizare „unic" echivalent cu abordarea în două etape a CPN/CNV, utilizând ratele fără risc sugerate de CPN/CNV, precum și alte date diferite privind rata OLO ([97]). Analiza arată că abordarea sugerată de CPN/CNV este deosebit de sensibilă la perioada reținută pentru calcul. De exemplu, abordarea în două etape are ca rezultat un factor de actualizare echivalent de 2,8 % utilizând ratele fără risc sugerate de CPN/CNV, o rată echivalentă de 3,1 % atunci când se aplică metodologia CPN/CNV cu datele privind rata OLO disponibile la momentul deciziei de inițiere a procedurii și o rată echivalentă de 3,2 % la momentul semnării acordului de punere în aplicare. Astfel cum se arată în tabelul 14, abordarea în două etape sugerată de CPN/CNV generează două rate de actualizare echivalente cu o diferență de 40 de puncte de bază atunci când se iau în considerare două perioade de timp diferite care sunt la interval de numai 9 luni.

(189) În al doilea rând, tabelul 14 prezintă totodată comparația cu UFR a EIOPA, întrucât referința EIOPA a fost utilizată și în cazul german precedent [SA.45296 ([98])], unde un factor de actualizare de 4,58 % a fost considerat proporțional.

([95]) Avizul CPN/CNV către ministrul energiei din 7 martie 2023, pp. 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]) EIOPA publică în fiecare lună structura temporală a ratei dobânzilor fără risc. Aceasta este utilizată de societățile de asigurare din SEE pentru a-și evalua responsabilitățile în temeiul cadrului de reglementare Solvabilitate II. Curba EIOPA este curba randamentelor ratei dobânzilor fără risc pentru scadențele de până la 150 de ani pentru țările SEE. Ratele pentru scadențele de până la 20 de ani se calculează pe baza ratelor swap (și anume, ratele fixe la care actorii de pe piață sunt dispuși să efectueze schimburi de obligații cu rată fluctuantă). Ratele pentru scadența mai lungă sunt extrapolate și converg către rata forward finală (UFR) pe termen foarte lung.

([97]) A se vedea nota elaborată de Compass Lexecon din 28 noiembrie 2024 – „*Răspuns la preocupările CE privind rata de actualizare – 281124*".

([98]) Decizia Comisiei din 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Germania, Transferul responsabilităților privind deșeurile radioactive și combustibilul nuclear uzat în Germania (JO C 254, 4.8.2017, p. 1).

Tabelul 14

Rata echivalentă CPN și evoluția ratei EIOPA de la avizul CPN din martie 2023

	Avizul CPN/CNV 7 martie 2023	Semnătura 13 decembrie 2023	Notificarea 21 iunie 2024	Decizia de inițiere a procedurii 22 iulie 2024
Rata echivalentă CPN/CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
UFR	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Sursă: Analiza Compass Lexecon pe baza datelor furnizate de investing.com.

(190) Astfel cum reiese din tabelul 14, factorul de actualizare reținut de 3 % se situează între

(a) recomandarea CPN/CNV la momentul avizului CPN către ministrul energiei (7 martie 2023), considerată limita inferioară și

(b) UFR, considerată a fi o referință mai optimistă ([99]).

(191) În plus, rata de 3 % pare mai prudentă decât recomandarea CPN/CNV și UFR la momentul semnării acordului și ulterior.

(192) Belgia susține în continuare că un factor de actualizare de 1 % în termeni reali pare prudent în comparație cu rata rentabilității care poate fi preconizată de Hedera utilizând o abordare adecvată și prudentă de administrare a activelor și pasivelor. Ca exemplu comparativ, Belgia face referire la portofoliul specific de active al EDF pentru a asigura finanțarea responsabilităților sale pe termen lung în domeniul nuclear, descris în documentul de înregistrare universal al EDF din 2023 ([100]). Acest portofoliu este gestionat pe baza unei abordări bazate pe active și pasive și constă într-un portofoliu de active diversificate, comparabil cu descrierea portofoliului ipotetic administrat de Hedera, pentru care, prin urmare, se poate presupune în mod rezonabil un randament comparabil.

(193) În cele din urmă, Belgia presupune în calculul limitării deșeurilor o rată constantă a inflației de 2 %, care reprezintă ținta explicită de inflație pe termen lung a Băncii Centrale Europene (denumită în continuare „BCE"). BCE consideră că indicele prețurilor de consum (denumit în continuare „IPC") este măsura adecvată a inflației. Astfel cum s-a menționat în considerentul 150 litera (b) din decizia de inițiere a procedurii, CPN/CNV și-a exprimat îngrijorarea cu privire la faptul că inflația reală a costurilor de construcție în sectorul nuclear (pe baza indicelui ABEX) ar putea fi mai mare decât inflația IPC. Belgia susține că ținta de inflație de 2 % a BCE este indicatorul corect al inflației pentru calculul limitării deșeurilor, din următoarele motive:

(a) În primul rând, Belgia susține că indicele ABEX acoperă costul construcției de locuințe și de clădiri rezidențiale în Belgia și, prin urmare, nu este decât un indicator slab al costurilor de construcție în domeniul nuclear, având în vedere diferențele materiale dintre construcția unui proiect nuclear și a locuințelor. În plus, Belgia adaugă că riscurile de creștere a costurilor viitoarelor instalații nucleare pentru gestionarea deșeurilor nucleare sunt incluse în cheltuielile neprevăzute din scenariul industrial al ONDRAF/NIRAS și, prin urmare, sunt cuprinse în suma de bază.

(b) În al doilea rând, Belgia susține că evoluția istorică a indicelui ABEX nu diferă în mod semnificativ de inflația măsurată de indicele IPC și că diferențele dintre cele două rate sunt determinate de o serie de factori, cum ar fi costul energiei și al materiilor prime, costul forței de muncă și cererea în domeniul construcțiilor. Belgia susține că aceste diferențe sunt situaționale, iar nu structurale.

(194) Din motivele menționate mai sus, Belgia consideră că factorul de actualizare de 3 % este o rată adecvată și prudentă pentru actualizarea responsabilităților pe termen lung.

([99]) Abordarea EIOPA oferă condiții de piață numai pentru scadențe pe termen scurt (până la 20 de ani). După această scadență, metodologia nu se bazează pe rate swap, ci pe medii istorice care nu reflectă neapărat realitatea economică actuală, ceea ce poate duce la o subestimare semnificativă a responsabilităților pe termen mai lung. Prin urmare, UFR este un indicator al ratei fără risc pe termen foarte lung în termeni nominali, având un caracter adecvat pentru fondurile de pensii. Cu toate acestea, având în vedere durata responsabilităților în domeniul nuclear și faptul că se plătește o primă inițială pentru a acoperi aceste responsabilități fără a se preconiza contribuții suplimentare (spre deosebire de fondurile de pensii), aceasta nu este neapărat relevantă pentru cazul de față.

([100]) În documentul de înregistrare universal din 2023 (p. 354), EDF constată că rata de rentabilitate preconizată a acestui portofoliu pentru următorii 20 de ani este mai mare decât rata de 4,5 % utilizată de EDF pentru actualizarea responsabilităților sale în domeniul nuclear, care este cu 1,5 puncte procentuale mai mare decât rata de actualizare reținută de Belgia.

3.3.2.3.2. Prima de risc

(195) Astfel cum s-a menționat în considerentul 153 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia susține că la suma de bază de 9 815 milioane EUR a fost adăugată o primă de risc suplimentară semnificativă de 5 185 de milioane EUR pentru a acoperi restul incertitudinilor. Astfel cum se menționează în considerentul 154 din decizia de inițiere a procedurii, prima de risc se bazează pe o notă tehnică a ONDRAF/NIRAS ([101]), care analizează incertitudinile și riscurile asociate transferului responsabilității financiare pentru gestionarea deșeurilor radioactive și a combustibilului uzat de la cele șapte centrale nucleare belgiene către statul belgian (a se vedea nota de subsol 80 din decizia de inițiere a procedurii). Astfel cum se menționează în considerentul 156 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia susține că prima de risc de 52,83 % este adecvată și depășește prima de risc de 35,47 % aplicată în cazul german [SA.45296 (a se vedea nota de subsol 101)].

(196) Pe lângă clarificările privind prima de risc prevăzute în considerentul 154 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia a clarificat mai detaliat în cursul procedurii oficiale de investigare modul în care a fost calculată prima de risc pe baza notei tehnice emise de ONDRAF/NIRAS. Tabelul 15 prezintă clarificările detaliate și structura primei de risc, determinând sume de 5 033 de milioane EUR și, respectiv, 5 133 de milioane EUR ca limită inferioară și, respectiv, superioară. În cadrul negocierilor vizând acordul privind limitarea deșeurilor, prima de risc a fost stabilită la o sumă ușor mai ridicată, de 5 185 de milioane EUR, astfel încât să ajungă la plata unei sume forfetare de 15 miliarde EUR (a se vedea tabelul 13).

Tabelul 15

Structura detaliată a primelor de risc și calculul acestora

Componente ale primei de risc (sume în milioane EUR)	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Descriere
Cat. A Acceptabilitatea deșeurilor	900			Toate deșeurile care respectă CTC pentru cat. A pot fi transferate ca deșeuri din cat. A către statul belgian și vor fi probabil depozitate în spațiul de depozitare cat. A. Cu toate acestea, pentru a acoperi riscul ca o parte din aceste deșeuri să nu poată respecta criteriile de acceptare pentru cat. A, statul belgian a urmat recomandarea ONDRAF/NIRAS de a lua în considerare în mod corespunzător acest risc, inițial neinclus în provizioanele nucleare din 2022, care implică o serie de etape, cum ar fi post-tratarea deșeurilor, cercetare și dezvoltare suplimentare, modificarea barierelor tehnice pentru depozitarea la suprafață cu scopul de a adapta depozitarea la caracteristicile specifice ale deșeurilor problematice și modificarea deșeurilor pentru a le adapta la condițiile de depozitare. Această parte a primei de risc este inclusă în suma aferentă componentei „Transfer de risc de reglementare cat. A -> cat. B" a primei de risc.
Riscurile aferente spațiilor de depozitare	500			Diferența dintre scenariul de referință și suma care ia în considerare riscurile și incertitudinile reziduale.
Risc de reglementare - transfer Cat A -> Cat B	500	-500		Deșeurile care respectă CTC pentru cat. A pot fi transferate ca deșeuri din cat. A către StateBeGov belgian pentru a fi depozitate în spațiul de depozitare cat. A. Cu toate acestea, pentru a acoperi riscul ca o parte din aceste deșeuri să nu respecte criteriile de acceptare pentru cat. A și să fie necesară depozitarea lor în instalația de depozitare geologică, prima de risc cat. A conține o componentă care acoperă acest risc. Aceasta este inclusă în cuantumul primei de risc aferentă componentei „Acceptabilitatea deșeurilor de cat. A".
Spațiu de depozitare a combustibilului uzat (scenariul de depozit uscat în loc de clădirea DE)			-367	Pentru a reduce riscul transferului de combustibil uzat către statul belgian în instalațiile scoase din uz, Electrabel trebuie să înlocuiască „clădirea DE" (adică spațiul de depozitare a combustibilului uzat din Tihange) și să transfere deșeurile într-o formă stabilă. Prin urmare, provizioanele corespunzătoare pentru înlocuirea clădirii DE, inclusiv provizioanele pentru exploatarea acesteia până în 2050 și dezafectarea ulterioară, pot fi excluse din transferul către statul belgian.
Clădire de depozitare pentru deșeuri din cat. B		-100		Clădirea de depozitare TSC a fost exclusă din acordul de limitare a deșeurilor din cauza incertitudinilor legate de cerințele sale în materie de proiectare. Costurile pentru această clădire nu erau încă incluse în provizioanele nucleare din 2022.
Depășiri de costuri combinate și scenariul alternativ la 600 m (deșeuri Cat. B și Cat. C)				Estimarea de către ONDRAF/NIRAS a riscurilor asociate cu un scenariu alternativ la 600 m s-a bazat pe avizul experților [x1,21] și nu s-a bazat pe un model probabilistic. Prin urmare, statul belgian a utilizat acest aviz pentru a lua în considerare atât probabilitatea percentilei 70 („P70"), cât și depășirile de costuri asociate scenariului alternativ la 600 m pentru care nu a fost disponibil niciun calcul P70, pentru a determina un scenariu de costuri P70 și l-a actualizat la 3 % (recunoscând că scenariul la 400 m a fost aprobat de ONDRAF/NIRAS și CPN/CNV și recunoscând că distribuțiile probabilităților costurilor scenariului alternativ la 600 m sunt necunoscute și că acest scenariu a fost considerat „mai puțin probabil decât absența sa" de ambele instituții). Aceasta a condus la o estimare a limitei superioare și a limitei inferioare a primei de risc. Acest cuantum include un provizion de 10 % pentru cercetare și dezvoltare.
limita inferioară		4100		
limita superioară		4200		
Prima de risc totală				
limita inferioară		**5033**		
limita superioară		**5133**		

Sursă: Răspunsul autorităților belgiene la solicitarea de informații a Comisiei din 1 octombrie 2024.

([101]) NIRAS/ONDRAF, Nota tehnică (confidențială) din martie 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) Belgia susține că avizul ONDRAF/NIRAS în nota sa tehnică furnizează un catalog al riscurilor legate de transferul responsabilităților în domeniul nuclear către statul belgian, care au fost adăugate, cu ajutorul experților ONDRAF/NIRAS, la dosarul de furnizare din 2022 pentru a estima care este prima minimă de risc necesară pentru acoperirea tuturor riscurilor cunoscute. Prin urmare, Belgia susține că prima de risc prevăzută în acordul privind limitarea deșeurilor este menită să acopere toate riscurile „puțin probabile" identificate în nota ONDRAF/NIRAS și riscurile suplimentare identificate în cursul negocierii care au fost derivate din interacțiunile cu Electrabel și avizele experților. În cele din urmă, Belgia reamintește că experții ONDRAF/NIRAS au fost implicați în negocierile vizând acordul privind limitarea deșeurilor pentru a sprijini guvernul belgian în ceea ce privește modalitatea de luare în considerare a recomandărilor lor în nota tehnică din martie 2023.

3.3.2.4. Responsabilități în materie de dezafectare și dezasamblare

(198) Astfel cum s-a menționat în considerentul 163 din decizia de inițiere a procedurii, spre deosebire de responsabilitățile transferate privind deșeurile nucleare și combustibilul nuclear uzat, operatorul nuclear rămâne singurul responsabil pentru dezafectarea și dezasamblarea întregului parc nuclear (prin care societățile contribuitoare contribuie financiar la costurile de dezafectare și dezasamblare). Prin urmare, responsabilitățile în materie de dezafectare și dezasamblare sunt „neplafonate".

(199) Cu toate acestea, în cadrul tranzacției, statul belgian și-a asumat răspunderea financiară pentru „responsabilitățile suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO" sau pentru „asinergiile în materie de dezafectare". Cele două categorii principale avute în vedere sunt creșterile costurilor în faza postoperațională [costuri operaționale și de proiect („POP")] și ale costurilor de dezafectare și dezasamblare („D&D") generate de proiectul LTO (costuri operaționale, costuri de proiect și costuri de investiții). În notele de subsol 85 și 86 din decizia de inițiere a procedurii au fost prezentate exemple de asinergii concrete în materie de dezafectare. Valoarea finală a „asinergiilor în materie de dezafectare" este rezultatul evaluării impactului proiectului LTO și nu acoperă niciun cost de funcționare legat de gestionarea cotidiană sau de activitățile obișnuite. Valoarea finală a „asinergiilor în materie de dezafectare" este rezultatul evaluării impactului proiectului LTO asupra diferitelor subcategorii de costuri, deoarece schimbarea dezafectării a două reactoare are un impact asupra planificării, organizării, calendarului și necesității anumitor investiții la un moment dat ([102]). Nici BE-NUC, nici statului belgian nu îi revine nicio altă răspundere pentru responsabilitățile în materie de dezafectare.

(200) Astfel cum s-a explicat în considerentul 168 din decizia de inițiere a procedurii, întrucât a existat un dezacord între Electrabel și statul belgian în ceea ce privește cuantumul asinergiilor în materie de dezafectare, CPN/CNV a fost însărcinată să ia decizia, iar cuantumul final nu era cunoscut încă la momentul deciziei de inițiere a procedurii. La 24 iunie 2024, CPN/CNV a aprobat suma de [100-500] de milioane EUR (în termeni nominali), iar la 16 octombrie 2024, CPN/CNV a informat Belgia și Engie că suma finală care trebuia plătită se ridică la [100-500] de milioane EUR la sfârșitul anului 2024 ([103]). Cuantumul asinergiilor în materie de dezafectare care trebuie plătit de guvernul belgian este o sumă forfetară fixă ce nu poate fi majorată în cazul în care costurile suplimentare sunt mai mari decât cele prevăzute; cu toate acestea, în cazul în care proiectul LTO nu se desfășoară conform așteptărilor, statul belgian va fi rambursat.

(201) Belgia susține că acordul privind deșeurile prevede, de asemenea, un pachet amplu de măsuri de securitate pentru a garanta că „responsabilitățile neplafonate în domeniul nuclear" sunt suportate de un operator nuclear viabil din punct de vedere economic:

(a) Sporirea responsabilităților în materie de dezafectare (atât pentru unitățile LTO, cât și pentru unitățile care nu sunt legate de LTO) care rezultă din proiectul LTO, pentru care statul belgian rămâne responsabil, este o plată finală forfetară, care garantează că toate riscurile de dezafectare și dezasamblare rămân în sarcina operatorului nuclear (a se vedea considerentul 200).

(b) Responsabilitățile neplafonate în domeniul nuclear fac în continuare obiectul unui control prudențial din partea CPN/CNV, la fel ca înainte de acordul privind deșeurile (și anume, revizuirea trienală a costurilor de dezafectare, a investițiilor etc.).

([102]) Belgia susține că impactul proiectului LTO asupra programului existent în materie de dezafectare poate fi negativ (asinergie) sau pozitiv (sinergie). Suma totală a fost calculată ca fiind negativă (asinergii), deși au fost luate în considerare și efectele pozitive.

([103]) În cazul în care încheierea tranzacției are loc la o dată ulterioară datei de 31 decembrie 2024, suma va fi majorată cu [0-0,500] milioane EUR pe lună pentru a ține seama de creșterea corespunzătoare de [0-5] % pe an.

(c) Printre altele, se iau următoarele măsuri pentru a asigura viabilitatea economică a operatorului nuclear:

— un perimetru securizat al activelor rămase în cadrul Electrabel (a se vedea considerentul 181);

— praguri reduse ale deciziilor capitaliste care fac obiectul aprobării CPN/CNV (a se vedea considerentul 175 din decizia de inițiere a procedurii);

— condițiile pentru împrumuturile intragrup;

— garanția societății-mamă (*parent company guarantee* – „PCG") (a se vedea considerentele 57 și 174 din decizia de inițiere a procedurii) și

— obligații extinse în materie de informare.

3.3.2.5. Impactul acordului privind deșeurile asupra măsurilor financiare ale componentei 1

(202) Belgia susține că acordul privind deșeurile poate fi evaluat separat de celelalte părți ale măsurii.

(203) În primul rând, Belgia susține că acordul privind deșeurile nu vizează numai unitățile LTO, ci toate cele șapte reactoare nucleare din Belgia. Provizioanele nucleare pe care se bazează sumele plafonate iau în considerare toate provizioanele nucleare care urmează să fie realizate până la datele inițiale de oprire legală a celor șapte reactoare nucleare (a se vedea tabelul 1).

(204) În al doilea rând, astfel cum s-a menționat în considerentul 170 din decizia de inițiere a procedurii, costurile legate de deșeurile provenite din exploatare și de combustibilul uzat produse de unitățile LTO în perioada LTO vor fi plătite de coproprietarii unităților LTO (BE-NUC și Luminus), incluzând costurile pentru asigurarea conformității deșeurilor operaționale cu CTC și o taxă de ajustare a volumului pentru respectivele volume suplimentare. Electrabel și societățile contribuitoare vor stabili provizioane pentru deșeurile radioactive provenite din exploatare în conformitate cu normele contabile aplicabile. Aceste costuri suplimentare sunt reflectate în modelul financiar de semnare pe care se bazează măsurile de sprijin financiar aferente componentei 1 a proiectului LTO și, prin urmare, sunt luate în considerare în ceea ce privește calibrarea submăsurilor componentei 1.

(205) În al treilea rând, operatorul nuclear rămâne responsabil de dezafectarea și dezasamblarea tuturor celor șapte reactoare nucleare din Belgia. Aceste costuri nu se reflectă nici în acordul privind deșeurile, nici în modelul financiar de semnare. Există o excepție legată de sporirea responsabilităților în materie de dezafectare (pentru unitățile LTO, precum și pentru unitățile care nu sunt legate de LTO) care rezultă din proiectul LTO, pentru care a fost stabilită și aprobată de CPN/CNV o sumă forfetară fixă și care va fi plătită cu titlu excepțional de către autoritățile belgiene. Cuantumul acestor asinergii a fost luat în considerare în modelul financiar de semnare.

3.3.3. *Componenta 3: Protecție juridică*

(206) Astfel cum s-a menționat în secțiunea 3.5 din decizia de inițiere a procedurii, acordul dintre statul belgian și Engie include, de asemenea, dispoziții privind protecția juridică, care definesc partajarea riscurilor în cazul anumitor modificări legislative viitoare. Capitolul 4 din Legea Phoenix oferă temeiul juridic pentru protejarea Engie împotriva anumitor modificări ale legii. Cu toate acestea, relația dintre părți în ceea ce privește despăgubirile în cazul modificărilor legislative în cauză va fi reglementată exclusiv de dispozițiile acordului de punere în aplicare.

(207) Aceste dispoziții încheiate cu Engie și Electrabel prevăd că, în cazul în care guvernul federal belgian sau parlamentul federal belgian adoptă noi reglementări privind în mod specific operatorii nucleari din Belgia sau activitățile nucleare ale Electrabel, care au un impact negativ asupra clauzelor materiale ale tranzacției, statul belgian va despăgubi Engie (sau una dintre societățile afectate din grupul Engie) pentru pierderile directe pe care le suportă efectiv ca urmare a acestora. Aceasta include, de asemenea, plățile pe care Engie trebuie să le efectueze către Luminus în contextul acestei despăgubiri. În conformitate cu legislația belgiană, reclamantul trebuie să își dovedească cererea, iar valoarea despăgubirii va fi stabilită de o instanță sau printr-o procedură de arbitraj. Instanțele belgiene sunt competente, dar există o opțiune de arbitraj reciproc pentru arbitrajul UNCITRAL.

(208) Această dispoziție nu se aplică în cazul în care modificarea juridică rezultă din transpunerea dreptului european sau internațional, cu excepția cazului în care guvernul federal belgian sau Parlamentul federal belgian a indus sau a promovat în mod activ existența și conținutul unei astfel de legislații la un alt nivel (internațional, supranațional, regional european, municipal etc.) sau a determinat ori a promovat în mod activ o hotărâre judecătorească.

(209) Astfel cum s-a menționat în considerentul 180 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia susține că practica decizională a Comisiei sugerează că protecția împotriva modificării legislației poate constitui ajutor de stat. Belgia face trimitere, în această privință, la decizia Comisiei privind prelungirea duratei de viață a altor trei reactoare nucleare din Belgia, în care Comisia a analizat clauzele de despăgubire cuprinse în acordurile încheiate între statul belgian și proprietarii centralelor nucleare. În consecință, Belgia concluzionează că acordul privind protecția juridică încheiat între statul belgian și Engie ar putea implica acordarea unui avantaj economic selectiv în favoarea Engie.

3.3.4. *Opțiuni de finanțare alternative*

(210) Belgia susține că prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare necesită un pachet de măsuri de sprijin specific, având în vedere situația economică specifică și profilul de risc specific al energiei nucleare.

(211) Astfel cum s-a menționat în considerentul 22 din decizia de inițiere a procedurii, Electrabel nu a prevăzut nicio dispoziție privind LTO, deoarece, până în martie 2022, toate activele nucleare belgiene erau planificate să fie oprite până cel târziu în 2025, în conformitate cu Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare. În urma deciziei privind prelungirea duratei de viață a Doel 4 și Tihange 3, a existat o nevoie urgentă de reabilitare a unităților LTO. Având în vedere calendarul strâns și costurile crescute ale combustibilului și ale altor părți necesare în ultimii ani, incertitudinile privind costurile de investiții ale proiectului LTO sunt considerabile.

(212) Autoritățile belgiene au examinat mecanisme alternative de sprijin, cum ar fi participarea tehnologiei nucleare la mecanismul belgian de asigurare a capacității, o primă fixă, un contract unidirecțional pentru diferență sau un model RAB.

(213) Potrivit autorităților belgiene, având în vedere disfuncționalitățile pieței menționate în secțiunea 3.1, alternativele respective au fost considerate mai puțin adecvate pentru sprijinirea proiectului LTO, din următoarele motive:

(a) Deficitul potențial de finanțare și profilul de risc specific al unităților LTO nu pot fi abordate în mod adecvat prin participarea la mecanismul de asigurare a capacității, deoarece: (i) CM constă într-un proces competitiv cu licitații anuale, care au, prin definiție, un rezultat incert pentru participanți, ceea ce este incompatibil cu alegerea Belgiei de a dispune de energie nucleară ca parte a mixului său energetic, (ii) remunerația prin intermediul licitațiilor CM este incompatibilă cu calendarul prelungirii duratei de viață, în cazul în care investițiile trebuie să înceapă cât mai curând posibil pentru ca unitățile LTO să fie din nou disponibile până în noiembrie 2025 și (iii) CM soluționează doar deficitul de finanțare al proiectului de investiții, fără a aborda riscurile specifice la care este expus operatorul nuclear.

(b) O primă fixă ar plăti aceeași sumă pentru fiecare unitate de energie electrică (indiferent de nivelul prețului angro), ceea ce ar conduce la o potențială supracompensare sau subcompensare și ar impune operatorului un risc rezidual excesiv de piață.

(c) Un contract unidirecțional pentru diferență nu ar impune producătorilor să ramburseze veniturile de pe piață dincolo de prețul de exercitare, permițând astfel o eventuală supracompensare.

(d) Un model RAB pentru unitățile nucleare este mai adecvat pentru noi investiții în capacitatea nucleară pentru a reduce riscurile aferente perioadei de construcție și cheltuielile mari de capital.

(214) Potrivit Belgiei, contractul bidirecțional pentru diferență, coroborat cu celelalte submăsuri din pachetul de sprijin, oferă consumatorilor sprijinul necesar la un cost mai mic în comparație cu mecanismele alternative de sprijinire a remunerării.

3.4. **Beneficiarii**

(215) Astfel cum s-a menționat în considerentul 181 din decizia de inițiere a procedurii, beneficiarii finali ai măsurii notificate sunt: (i) Engie, în calitate de societate-mamă a Electrabel, care este unicul operator și coproprietar al unităților LTO (89,807 %) și ca parte directă la acordul de punere în aplicare încheiat cu guvernul belgian și (ii) EDF S.A. (denumită în continuare „EDF"), în calitate de societate-mamă de cel mai înalt rang a Luminus, care este coproprietară a unităților LTO (10,193 %) și face parte din societățile contribuitoare și, în calitate de societate-mamă a EDF Belgium, ca parte a societăților contribuitoare. Comisia nu a identificat niciun motiv pentru a-și modifica evaluarea în ceea ce privește principalii beneficiari pe parcursul procedurii oficiale de investigare.

(216) Cu toate acestea, Comisia este de acord cu punctul de vedere al Belgiei în ceea ce privește identificarea beneficiarilor componentei 1 a măsurii. În special, Belgia a susținut în observațiile sale la decizia de inițiere a procedurii că BE-NUC (JV dintre statul belgian și Electrabel) și Luminus, mai degrabă decât Electrabel și Luminus, sunt beneficiarii direcți ai CfD, ai împrumuturilor SDC, ai MOCP și ai WCF. Electrabel, în calitate de acționar al BE-NUC și de coproprietar actual al unităților LTO, poate fi totuși considerat un beneficiar important al acestor submăsuri ale componentei 1. În ceea ce privește celelalte submăsuri din cadrul componentei 1, care oferă sprijin pentru exploatarea și întreținerea unităților LTO, Electrabel este un beneficiar direct în calitate de operator nuclear și acționar al BE-NUC împreună cu statul belgian, în timp ce Luminus este un beneficiar indirect în calitate de coproprietar al unităților LTO. În conformitate cu punctele 115 și 116 din Comunicarea Comisiei privind noțiunea de ajutor de stat, un avantaj poate fi conferit și altor întreprinderi decât celor cărora le sunt transferate resursele de stat în mod direct (avantaj indirect). Luminus beneficiază de combinarea submăsurilor din cadrul componentei 1 prin reducerea riscurilor operaționale și de insolvență pe care le furnizează proiectului LTO, fără a fi ea însăși direct implicată în aceste submăsuri. Prin urmare, se poate considera că Luminus obține un avantaj indirect din aceste submăsuri. Acest avantaj indirect nu se aplică EMSA, întrucât Luminus este proprietarul cotei sale din energia electrică produsă de unitățile LTO și va gestiona vânzarea energiei electrice în mod independent, și nu se aplică nici ASA care urmează să fie încheiat între Electrabel și BE-NUC.

(217) În ceea ce privește componenta 2 a măsurii notificate, transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat și acordul privind responsabilitățile în materie de dezafectare aduc beneficii operatorului nuclear, Electrabel, precum și Luminus și EDF Belgia, în calitatea lor de societăți contribuitoare, care, împreună cu operatorul nuclear, sunt răspunzătoare din punct de vedere financiar pentru responsabilitățile privind deșeurile nucleare și dezafectarea.

(218) În ceea ce privește componenta 3 a măsurii notificate, protecția juridică prevede că măsurile unilaterale adoptate de statul belgian care afectează sau se aplică în mod specific operatorilor unităților nucleare din Belgia și care modifică în mod negativ clauzele materiale ale tranzacției ar da naștere unui drept la despăgubire. Prin urmare, beneficiarii direcți sunt Engie în calitate de societate-mamă a Electrabel, operatorul (și coproprietarul) reactoarelor nucleare din Belgia și BE-NUC. Similar cu unele submăsuri din cadrul componentei 1, deși Luminus nu este direct implicată în măsurile de protecție juridică ale componentei 3, este conferit un avantaj indirect întreprinderii Luminus, care va fi, de asemenea, despăgubită în cazul unor modificări juridice care afectează proiectul LTO (a se vedea secțiunea 3.3.3). Prin urmare, Luminus este un beneficiar indirect al componentei 3 a măsurii.

3.5. **Temeiul juridic și transparența**

(219) Astfel cum se explică în secțiunea 3.7 din decizia de inițiere a procedurii, proiectul LTO necesită o serie de modificări legislative, rezumate în prezenta secțiune.

3.5.1. *Modificarea legii privind eliminarea treptată a energiei nucleare*

(220) Legea privind eliminarea treptată a energiei nucleare prevede, începând din 2003, eliminarea treptată a producției de energie electrică prin intermediul energiei nucleare în Belgia și a fost deja modificată de trei ori pentru a permite prelungirea duratei de viață a Tihange 1, Doel 1 și Doel 2.

(221) Prelungirea cu 10 ani a duratei de viață a Doel 4 și Tihange 3 necesită o altă modificare a Legii privind eliminarea treptată a energiei nucleare. Modificările au fost puse în aplicare prin „Legea de modificare a legii privind eliminarea treptată a energiei nucleare", aprobată de Parlament în plen la 18 aprilie 2024, semnată de rege la 26 aprilie 2024 și publicată în Monitorul Oficial al Belgiei la 5 iunie 2024.

(222) În conformitate cu Directiva 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului ([104]), cu Directiva 92/43/CEE a Consiliului ([105]) și cu Directiva 2009/147/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([106]), Belgia susține că se impune și a fost efectuată o evaluare a impactului asupra mediului cu consultări transfrontaliere ([107]).

3.5.2. *„Legea Phoenix"*

(223) Diferitele elemente ale proiectului LTO sunt puse în aplicare prin intermediul unei „Legi pentru asigurarea securității aprovizionării în sectorul energetic și reformarea sectorului energiei nucleare" separate, denumită și „Legea Phoenix". Descrierea detaliată a diferitelor capitole din Legea Phoenix a fost furnizată în considerentul 191 din decizia de inițiere a procedurii. Legea Phoenix a fost aprobată de Parlament în plen la 18 aprilie 2024 și semnată de rege la 26 aprilie 2024. Aceasta a fost publicată în Monitorul Oficial al Belgiei la 5 iunie 2024.

3.5.3. *Legi privind structura guvernului belgian*

(224) Astfel cum s-a menționat în considerentul 193 din decizia de inițiere a procedurii, statul belgian a înființat două noi entități publice care vor prelua anumite responsabilități în legătură cu proiectul LTO:

(a) „BE-WATT": un serviciu autonom independent în materie de evidență contabilă, constituit prin „Legea BE-WATT", care va deveni acționar al guvernului Belgiei la BE-NUC și contrapartea RA și

(b) „Hedera": o nouă instituție publică sui generis cu personalitate juridică, constituită prin „Legea Hedera", care preia responsabilitatea financiară pentru responsabilitățile transferate în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat și gestionează sumele plafonate.

(225) Legea BE-WATT și Legea Hedera au fost aprobate de Parlament în plen la 18 aprilie 2024 și semnate de rege la 26 aprilie 2024. Acestea au fost publicate în Monitorul Oficial al Belgiei la 5 iunie 2024.

3.5.4. *Decrete regale*

(226) În primul rând, Decretul regal privind autorizările reglementează autorizarea instalațiilor care condiționează deșeurile nucleare. Acest decret regal a fost modificat pentru a permite autorizarea instalațiilor de condiționare care condiționează deșeurile nucleare în conformitate cu criteriile contractuale în materie de transfer. Se va introduce o categorie separată pentru autorizarea instalațiilor de condiționare care condiționează în conformitate cu criteriile contractuale în materie de transfer. Acesta a fost adoptat la 11 iulie 2024 și publicat în Monitorul Oficial al Belgiei la 15 iulie 2024.

(227) În al doilea rând, Decretul regal privind criteriile contractuale în materie de transfer stabilește criteriile contractuale de transfer și clasificarea pachetului de deșeuri, precum și modul în care acestea consumă creditul de volum. Acesta a fost adoptat la 11 iulie 2024 și publicat în Monitorul Oficial al Belgiei la 15 iulie 2024.

3.6. **Bugetul și finanțarea**

(228) Belgia va finanța cerința de finanțare totală a proiectului LTO prin intermediul bugetului general de stat, inclusiv eventualele rambursări din contractul bidirecțional pentru diferență.

([104]) Directiva 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (JO L 26, 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Directiva 92/43/CEE a Consiliului din 21 mai 1992 privind conservarea habitatelor naturale și a speciilor de faună și floră sălbatică (JO L 206, 22.7.1992, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Directiva 2009/147/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 30 noiembrie 2009 privind conservarea păsărilor sălbatice (JO L 20, 26.1.2010, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Informații suplimentare privind aceste notificări transfrontaliere adresate altor state membre ale UE în conformitate cu articolul 7 din Directiva EIM (inclusiv toate reacțiile primite) pot fi consultate pe pagina dedicată a SPF Economie.

(229) Astfel cum se menționează în considerentul 200 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia estimează că, în ceea ce privește costurile CAPEX ale proiectului LTO, acestea se ridică la [2-2,5] miliarde EUR, iar costurile totale de funcționare pe durata de viață sunt de [7 000-8 000] de milioane EUR.

(230) Impactul net asupra bugetului de stat din Belgia este dublu: în primul rând, prin aportul de capital de 24,7 milioane EUR la întreprinderea comună și, în al doilea rând, prin costul net al măsurilor plătibil de către contrapartea RA. Potrivit Belgiei, cheltuielile bugetare preconizate depind nu numai de previziunile privind costurile, ci și de previziunile privind prețurile/veniturile de pe piața energiei, deoarece proiectul LTO va fi finanțat printr-o combinație de venituri de pe piață, plăți de diferență în temeiul CfD, cheltuieli de funcționare și o plată de capital minime, precum și împrumuturi SDC.

(231) Conform proiecției de bază a modelului financiar de semnare, pe durata de viață a proiectului, contrapartea RA va primi o valoare nominală netă totală de [0-500] de milioane EUR.

(232) Cu toate acestea, în cazul în care prețurile energiei electrice ar evolua în conformitate cu o proiecție mai scăzută, costul măsurii pentru guvernul belgian ar crește cu [4 000-4 500] de milioane EUR din cauza plăților mai ridicate în temeiul CfD. În cazul unui eveniment neașteptat în care ambele centrale nucleare ar fi indisponibile, contrapartea RA ar fi expusă, de asemenea, la furnizarea unui sprijin suplimentar de [500-1 000] de milioane EUR pe an de indisponibilitate. Într-un scenariu negativ de prețuri scăzute ale energiei electrice și în cazul unui eveniment de indisponibilitate de 12 luni, contrapartea RA ar trebui să furnizeze o valoare totală (nominală) netă de [4 000-4 500] de milioane EUR pe durata de viață a proiectului, și anume bugetul măsurii ar fi aproape de [40-50] % din totalul costurilor de capital și de funcționare.

3.7. **Cumulul**

(233) Belgia confirmă că măsura nu poate fi cumulată cu alte ajutoare primite pentru a acoperi aceleași costuri care urmează să fie suportate în cadrul proiectului LTO. Belgia susține că nu sunt prevăzute alte fonduri decât bugetul de stat pentru a fi implicate în finanțarea proiectului LTO și confirmă că nu vor fi implicate fonduri ale Uniunii.

3.8. **Motivele inițierii procedurii oficiale de investigare**

(234) Comisia a adoptat decizia de inițiere a procedurii la 22 iulie 2024. Comisia a ajuns la opinia preliminară potrivit căreia măsura constituie ajutor de stat și și-a exprimat îndoiala cu privire la compatibilitatea acesteia cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE. În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la necesitatea, caracterul adecvat și proporționalitatea ajutorului, la neîncălcarea dreptului Uniunii și la potențialele denaturări nejustificate ale concurenței și ale schimburilor comerciale.

(235) În primul rând, în ceea ce privește necesitatea ajutorului, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la măsurile de sprijin financiar din cadrul componentei 1. Deși Comisia recunoaște că ar putea fi necesar ca operatorul nuclear și proprietarii reactoarelor nucleare să aibă o sursă stabilă de venituri, având în vedere incertitudinile legate de viitorul preț de piață al energiei electrice, Comisia și-a pus problema caracterului necesar al unor măsuri suplimentare de sprijin financiar pe lângă contractul bidirecțional pentru diferență. În special, Comisia avea îndoieli cu privire la crearea unei întreprinderi comune în cadrul căreia guvernul belgian va fi acționar, la cheltuielile de funcționare și la plata de capital minime, precum și la împrumuturile SDC.

(236) În al doilea rând, în ceea ce privește caracterul adecvat al ajutorului, Comisia și-a exprimat din nou îndoiala cu privire la măsurile de sprijin financiar din cadrul componentei 1. Comisia a dorit să cerceteze în continuare modul în care a fost conceput contractul bidirecțional pentru diferență propus de Belgia, deoarece se pare că nu prevedea stimulente adecvate pentru a reacționa la circumstanțele pieței și pentru a programa întreținerea în modul cel mai eficient (inclusiv utilizarea prețului PZU utilizat ca preț de piață de referință în cadrul proiectului CfD). În plus, Comisia s-a întrebat dacă o combinație de măsuri de remunerare nu scutește beneficiarii de o cotă prea mare de riscuri de piață și operaționale.

(237) În al treilea rând, în ceea ce privește proporționalitatea ajutorului, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la proporționalitatea mai multor măsuri de remunerare financiară (inclusiv împrumuturile SDC și MOCP). Comisia a considerat că măsurile respective sunt combinate cu un contract pentru diferență și sunt astfel concepute încât să atingă o rată-țintă de rentabilitate de 7 %, care poate fi evaluată numai în raport cu măsurile în sine și cu reducerea riscurilor pe care acestea o oferă. Prin urmare, Comisia a considerat că nu putea evalua – la momentul deciziei de inițiere a procedurii – proporționalitatea acestei rate-țintă de rentabilitate *in abstracto* și a concluzionat că evaluarea proporționalității poate fi realizată doar în urma evaluării caracterului adecvat al măsurilor. În plus, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la stabilirea cuantumului de plată a sumei forfetare de 15 miliarde EUR pentru transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat (în special în ceea ce privește rata de actualizare utilizată și nivelul primei de risc), precum și cu privire la cuantumul responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO (care nu era cunoscut încă la momentul deciziei de inițiere a procedurii).

(238) În cele din urmă, Comisia s-a întrebat dacă un proiect inadecvat al CfD și cumularea tuturor măsurilor de sprijin financiar nu ar putea conduce la denaturări nejustificate ale pieței. În plus, Comisia a avut nevoie de asigurări suplimentare în ceea ce privește identitatea și independența entității care vinde producția unităților LTO pe piață în temeiul EMSA.

4. **POZIȚIA BELGIEI**

(239) Belgia și-a prezentat răspunsul cu privire la decizia de inițiere a procedurii la 22 august 2024. Observațiile Belgiei au furnizat analize independente suplimentare realizate de Compass Lexecon cu privire la proiectul CfD, la împrumuturile SDC și la MOCP (furnizate la 22 august 2024), precum și cu privire la limitarea deșeurilor (furnizată la 30 august 2024) ca răspuns la îndoielile exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii cu privire la necesitatea, caracterul adecvat și proporționalitatea pachetului de măsuri de sprijin financiar (componenta 1 a măsurii de ajutor), cu privire la proporționalitatea acordului privind deșeurile (componenta 2 a măsurii de ajutor), cu privire la conformitatea proiectului CfD cu dreptul Uniunii, precum și cu privire la potențialele denaturări nejustificate ale concurenței și ale schimburilor comerciale.

(240) Răspunsul Belgiei la decizia de inițiere a procedurii pune în discuție măsura inițială (proiectul LTO), astfel cum este descrisă în decizia de inițiere a procedurii. Măsura actuală include modificări (introduse pentru a răspunde îndoielilor exprimate de Comisie în decizia sa de inițiere a procedurii) în comparație cu măsura inițială și este prezentată în detaliu în secțiunea 3 din prezenta decizie.

(241) Argumentele aduse de Belgia sunt prezentate mai detaliat în continuare.

4.1. **Poziția Belgiei cu privire la pachetul de măsuri financiare (componenta 1)**

4.1.1. *Caracterul adecvat al proiectului CfD*

(242) Belgia a fost de acord cu opinia Comisiei, potrivit căreia promovarea stimulentelor conforme cu condițiile de piață și reducerea la minimum a potențialelor denaturări nejustificate sunt fundamentale pentru conceperea mecanismelor de sprijin.

(243) Potrivit Belgiei, susținută de o analiză economică suplimentară independentă elaborată de Compass Lexecon ([108]), constrângerile de natură tehnică, de reglementare și economice ale unităților LTO (a se vedea, de asemenea, secțiunea 2.1) modelează fezabilitatea și caracterul adecvat al proiectului CfD. Belgia a susținut în special că furnizarea de stimulente economice pentru ca operatorul nuclear să reacționeze la circumstanțele pieței în situații în care capacitatea de reacție este limitată poate aloca riscurile într-un mod sub nivelul optim și poate spori incertitudinea veniturilor viitoare fără nicio posibilitate de atenuare. Prin urmare, riscurile mai mari pentru beneficiar care nu pot fi contracarate prin intermediul taxelor operaționale se pot traduce într-un profil de risc/randament degradat pentru investiția și dezechilibrul economic al schemei (de exemplu, prin impunerea unei RIR țintă mai ridicate). Prin urmare, impactul preconizat rezultat asupra costurilor de sprijin trebuie să fie echilibrat cu costurile suportate de contrapartea RA pentru suportarea directă a riscului respectiv.

([108]) Compass Lexecon, Memo proiect CfD, 22 august 2024.

(244) Belgia susține în continuare că exploatarea comercială a unităților LTO și deciziile de licitație corespunzătoare reprezintă valoarea de referință economică pentru un proiect CfD care susține un comportament în conformitate cu condițiile de piață.

(245) În cazul de față, Belgia reamintește că diverse constrângeri tehnice și operaționale limitează puternic marja de manevră pentru modificarea programului de întreținere și pentru modulare și, prin urmare, potențialul de creare de valoare asociat cu stimulente economice sporite:

(a) Unitățile LTO se confruntă cu constrângeri operaționale pentru a asigura securitatea aprovizionării în perioadele de iarnă, precum și cu cerințe tehnice și juridice privind (re)planificarea întreruperilor.

(b) Proiectarea tehnică a unităților LTO este optimizată pentru funcționare ca instalații de sarcină de bază, ceea ce are implicații semnificative pentru reglementarea siguranței și limitează capacitățile de modulare (de exemplu, maximum 30 de modulări per ciclu al combustibilului, cu riscul potențial de oprire automată).

(c) Constrângerile de operare și de modulare și riscurile asociate se traduc în costuri de oportunitate pentru operatorul nuclear (de exemplu, riscul de pierderi de venituri în caz de oprire automată, oportunități de modulare ratate ca urmare a atingerii plafonului de modulare înainte de sfârșitul ciclului).

(246) Belgia a susținut că, având în vedere constrângerile în materie de funcționare și de siguranță ale unităților LTO, unele caracteristici alternative ale proiectelor CfD detaliate în continuare nu ar aloca riscuri și nu ar stimula un comportament în conformitate cu condițiile de piață într-un mod mai eficient decât proiectul propus. În special, Belgia a susținut că, în unele cazuri, utilizarea prețurilor de referință pe termen lung și a cantității de referință poate încuraja decizii de dispecerizare/operaționale eficiente, deoarece separă plățile în temeiul CfD de prețul pieței captive. Cu toate acestea, este posibil ca acest lucru să nu fie adecvat în cazul de față, având în vedere constrângerile operaționale ale unităților LTO și modelul unic de disponibilitate în perioada lucrărilor LTO, astfel cum se explică mai jos:

(a) În primul rând, utilizarea prețului produselor pe termen lung ca MRP alternativ (de exemplu, futures, medii anuale ZU) în locul prețului PZU nu ține seama de modelul unic de disponibilitate în perioada lucrărilor LTO, deoarece poate implica un risc semnificativ de neconcordanță între prețul de referință și prețurile reflectate care nu ar fi acoperite sau gestionate în mod eficient de BE-NUC prin taxe operaționale (a se vedea considerentul 98). Cu toate acestea, diferite contexte și constrângeri operaționale pot justifica un MRP alternativ.

(b) În al doilea rând, calcularea cuantumului remunerației pe baza unei cantități de referință, mai degrabă decât pe baza producției reale, poate introduce riscuri de piață suplimentare care nu ar fi acoperite sau gestionate în mod eficient de BE-NUC. Din nou, utilizarea cantităților de referință poate fi adecvată în diferite contexte și constrângeri tehnologice și operaționale.

(c) În același timp, astfel cum s-a explicat anterior în considerentele 11 și 12, din cauza constrângerilor operaționale și de modulare stricte care se aplică unităților LTO, potențialul de creare de valoare incrementală asociat cu stimulentele sporite de piață oferite de caracteristicile alternative ale proiectului CfD ar fi limitat în comparație cu proiectul CfD ales (a se vedea mai jos).

(247) Potrivit Belgiei, proiectul CfD ales în combinație cu modalitățile sale specifice (MPRA și mecanismul de modulare) a urmărit să echilibreze expunerea la riscul de piață cu stimulentele operaționale pentru a sprijini atât investițiile, cât și eficiența pe termen scurt a pieței. Aceasta încurajează reacții prompte la semnalele pieței fără a cauza o complexitate inutilă și este în concordanță cu constrângerile tehnice și de reglementare ale unităților LTO. Belgia a făcut referire, în acest sens, la:

(a) MPRA care oferă un stimulent adecvat pentru producție în momente în care prețurile pieței sunt ridicate, având în vedere marja de manevră (limitată) disponibilă pentru ajustarea programelor de întreținere și

(b) mecanismul de modulare care a fost conceput pentru a se armoniza practic cu constrângerile tehnice și de reglementare și cu operațiunile bazate pe piață ale unităților LTO. Pragul fix de modulare era destinat să echilibreze beneficiile potențiale ale modulării cu costurile de oportunitate asociate, pe baza unui mecanism simplu.

(248) Din motivele prezentate mai sus, Belgia a concluzionat că preocupările Comisiei cu privire la caracterul adecvat al proiectului CfD în decizia de inițiere a procedurii sunt nefondate.

(249) Cu toate acestea, în cursul procedurii oficiale de investigare, Belgia a decis să modifice proiectul CfD și mecanismul MPRA în vederea consolidării stimulentelor conforme cu condițiile de piață și a luării în considerare a evoluțiilor pieței.

(a) În primul rând, Belgia a decis să modifice proiectul CfD acordând partenerului EMSA autoritatea decizională în ceea ce privește modulările economice (eliminând astfel mecanismul de modulare din proiectul inițial) și înlocuind remunerația fixă a partenerului EMSA cu o combinație între o taxă fixă și o taxă variabilă, oferind astfel stimulente pentru modularea dinamică, ținând seama de evoluțiile pieței și totodată de constrângerile tehnice (și de potențialele riscuri de oprire automată) ale unităților LTO. Pentru o descriere detaliată a formulei de remunerare modificate, a se vedea secțiunea 3.3.1.5.2.

(b) În al doilea rând, Belgia a intensificat mecanismul MPRA, astfel încât RIR preconizată și realizată să urmărească mai îndeaproape condițiile de piață în schimbare. Pentru o descriere detaliată a acestei modificări, a se vedea secțiunea 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Structura întreprinderii comune*

(250) Electrabel și statul belgian au în vedere crearea unei întreprinderi comune 50/50, care va deține activele relevante ce permit continuarea exploatării unităților LTO.

(251) Belgia a susținut că această abordare permite statului belgian să controleze în comun societatea care gestionează proiectul, întrucât cei doi acționari participă la JV în termeni și condiții egale și, în calitate de acționari, cu același nivel de risc (corespunzător riscului și finanțării obișnuite ale acționarilor) și beneficii (în special dividendele). De asemenea, aceasta permite statului belgian să păstreze în proprietate infrastructura critică într-o anumită pondere.

4.1.3. *MOCP și împrumuturile SDC*

(252) Belgia a explicat că, în cazul în care veniturile BE-NUC nu sunt suficiente pentru a acoperi costurile necesare pentru exploatarea unităților LTO (costurile aferente acordului O&M și alte costuri CAPEX de funcționare, combustibil și întreținere), statul belgian, în calitate de contraparte RA, este obligat să efectueze o plată pentru deficit către BE-NUC (și Luminus). În acest sens, BE-NUC trebuie să prezinte un raport anual de reconciliere. Această plată a cheltuielilor de funcționare minime este menită să asigure un volum suficient de numerar pentru a acoperi aceste costuri, în vederea garantării viabilității și solvabilității pe termen lung a BE-NUC. În plus, contrapartea RA va furniza o plată de capital, care constă într-o protecție a costurilor de 50 % din capitalul investit în raport cu costurile de capital amortizate aferente prelungirii duratei de viață a unităților LTO. Cheltuielile de funcționare și plata de capital minime sunt denumite împreună MOCP și se aplică începând cu data repornirii LTO.

(253) Belgia a explicat că va pune, de asemenea, la dispoziție facilități de tragere atât pentru BE-NUC, cât și pentru Luminus, cu efect de la 1 iulie 2025, pentru a finanța costurile de funcționare și de întreținere suportate în anumite perioade de oprire în temeiul clauzei 3.2(A) („Achiziționarea de împrumuturi SDC") din RA. Mai precis, statul belgian va acorda împrumuturi SDC la o rată plafonată a dobânzii și rambursabile conform unui calendar de rambursare specificat, mai degrabă decât un capital suplimentar către BE-NUC și Luminus, pentru finanțare în două tranșe:

(a) costurile suportate în contextul opririi centralelor nucleare (1 iulie 2025 pentru Doel 4 și 1 septembrie 2025 pentru Tihange 3) și până la data repornirii LTO și

(b) costurile suportate în contextul lucrărilor LTO planificate în perioada cuprinsă între data repornirii LTO și 31 decembrie 2028 (pentru evitarea oricărui dubiu, orice alte pierderi cauzate de întreruperi neprogramate urmează să fie acoperite de MOCP).

(254) Belgia a explicat că MOCP abordează riscurile cu impact ridicat care conduc la pierderi în timpul fazei de exploatare. Împreună cu împrumuturile SDC în faza anterioară repornirii, aceste măsuri sunt esențiale pentru a se asigura că proiectul generează fluxuri de numerar suficiente pentru a plăti operatorul nuclear și pentru a menține viabilitatea operațională pe termen lung. Belgia susține că, în lipsa acestor măsuri, centrala nucleară ar putea intra în faliment în cazul unor întreruperi prelungite sau al unor modificări (ale politicii) de reglementare care generează indisponibilitatea.

(255) Pentru a susține în continuare aceste afirmații, Belgia a prezentat următoarele observații, susținute de o analiză independentă elaborată de Compass Lexecon ([109]):

(a) Investițiile comerciale în active nucleare sunt expuse unor riscuri incontrolabile și cu impact ridicat în materie de reglementare/politică și tehnologie, care pot afecta disponibilitatea centralelor electrice. Proiectele nucleare au o structură predominant fixă a costurilor, ceea ce face ca performanța lor financiară să fie deosebit de sensibilă la perioadele de indisponibilitate. Spre deosebire de modelul RAB, doar o schemă CfD este insuficientă pentru a aborda aceste riscuri de indisponibilitate cu impact ridicat, necesitând un mecanism suplimentar de gestionare a riscurilor.

(b) MOCP este necesară pentru a acoperi parțial riscurile în raport cu scenariile care implică pierderi substanțiale ce ar putea pune în pericol viabilitatea economică și financiară (și solvabilitatea) unităților LTO. Împrumuturile SDC sunt necesare pentru a finanța costurile fixe de funcționare necesare pentru întreținerea unităților LTO înainte de repornirea acestora și în timpul lucrărilor planificate de prelungire a duratei LTO.

(c) Având în vedere performanțele istorice ale centralelor nucleare belgiene și străine, un eveniment semnificativ de indisponibilitate care afectează ambele unități nucleare o mare parte din an nu este puțin probabil. Privind în perspectivă, se preconizează că aceste riscuri sistemice se vor intensifica pe măsură ce flota nucleară a Belgiei se reduce începând cu anul 2025. În plus, ar putea exista evenimente mai frecvente, mai puțin grave, care ar conduce în continuare la pierderi pentru proiectul LTO, justificând și mai mult necesitatea mecanismului MOCP.

(256) Prin urmare, Belgia a concluzionat că MOCP și împrumuturile SDC sunt adecvate și proporționale:

(a) MOCP nu protejează proiectul LTO de toate riscurile operaționale, ceea ce îi conferă un caracter adecvat, deoarece măsura este necesară doar pentru a aborda evenimentele semnificative de indisponibilitate și pentru a preveni falimentul BE-NUC. Alte riscuri operaționale rămân în sarcina acționarilor, ceea ce determină numeroase scenarii în care profitabilitatea este redusă, iar rata internă de rentabilitate a proiectului de 7 % nu este atinsă, nici măcar în contextul introducerii măsurii de ajutor.

(b) MOCP este proporțională, deoarece se limitează la plățile pentru deficit necesare pentru evitarea pierderilor (componenta OPEX minime) și, în cazul pierderilor din investiții (și anume RIR negativă a proiectului), acoperă doar 50 % din contribuțiile la capital (componenta plata de capital). Cu alte cuvinte, chiar și în cazul MOCP, acționarii își pot pierde până la 50 % din investiție.

(c) Împrumutul SDC oferă lichidități sub formă de finanțare limitată la deficitul de venituri, astfel încât ajutorul este adecvat.

(d) Împrumutul SDC este proporțional, deoarece este redus la minimum pentru a atenua pierderile și implică un cost, fiind rambursabil cu dobândă.

(257) În urma procedurii oficiale de investigare, Belgia a decis să introducă un plafon pentru eventualele plăți MOCP în valoare de maximum 2 miliarde EUR prin exercitarea dreptului (drepturilor) său (sale) de reziliere în temeiul RA, cu excepția cazului în care o analiză a statului belgian demonstrează că o astfel de reziliere ar putea afecta în mod negativ securitatea aprovizionării Belgiei și/sau că o reziliere nu ar fi adecvată din punct de vedere financiar. Pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Împrumuturi din partea acționarilor și WCF*

(258) Potrivit Belgiei, statul belgian și Electrabel, în calitate de acționari, sunt de acord să își finanțeze cota proporțională din cerințele de finanțare ale BE-NUC sau deficitele de finanțare neașteptate (în măsura în care acestea se referă la costuri și cheltuieli care nu sunt finanțate de alte mecanisme, cum ar fi veniturile BE-NUC, diferențele de plată către BE-NUC în cadrul RA, împrumutul SDC etc., asigurându-se că respectivele costuri nu sunt acoperite de două ori).

([109]) Compass Lexecon, Memo – *Supplemental Note on SDC Loan and MOCP* (Notă suplimentară privind împrumuturile SDC și MOCP), 22 august 2024.

(259) Belgia a explicat că Electrabel și statul belgian au încheiat acorduri individuale și identice privind împrumuturile din partea acționarilor cu BE-NUC. Ratele dobânzii nu au fost fixe, dar Contractele de împrumut din partea acționarilor prevăd că rata dobânzii pentru fiecare împrumut din partea acționarilor va fi o rată stabilită în condiții de concurență deplină, stabilită de consiliul de administrație al BE-NUC în conformitate cu Acordul acționarilor, în raport cu ratele predominante de pe piață și cu orice finanțare comparabilă prin îndatorare din partea terților care ar putea fi disponibilă la momentul relevant. Condițiile de rambursare a sumelor și a ratelor dobânzii sunt identice.

(260) Belgia a explicat că WCF servește la finanțarea nevoii de capital circulant care decurge din funcționarea unităților LTO. BE-NUC va fi autorizată să tragă WCF în cazul în care diferența dintre intrările și ieșirile sale de numerar este mai mică decât cheltuielile operaționale estimate pentru următoarea perioadă de cheltuieli stabilită în RA. Cuantumul WCF trebuie să fie cel puțin media cheltuielilor operaționale agregate estimate pentru o perioadă de trei luni. Belgia a clarificat că, în fapt, WCF servește drept punte în cursul exercițiului către valoarea anuală MOCP, acționând ca o facilitate de credit reînnoibilă care ar fi rambursată anual, dacă ar fi trasă, de către MOCP furnizată de statul belgian.

(261) Belgia a clarificat faptul că Electrabel va propune o metodologie pentru împrumutul din partea acționarilor Electrabel, descrisă într-o listă de termeni și condiții, care va fi comunicată consiliului de administrație al BE-NUC și apoi reprodusă pentru împrumutul acordat de statul belgian, precum și pentru WCF. Condițiile de rambursare a sumelor și a ratelor dobânzii sunt identice. Belgia a susținut că metodologia este încă în discuție și că va fi comunicată într-o etapă ulterioară.

4.2. **Poziția Belgiei cu privire la EMSA**

4.2.1. *Atribuirea EMSA printr-o procedură de licitație competitivă*

(262) În ceea ce privește achiziționarea de servicii de gestionare a energiei în cadrul EMSA, Belgia a susținut că achiziționarea acestor servicii se realizează printr-o procedură de licitație competitivă, transparentă, nediscriminatorie și necondiționată. În special, contractul EMSA va fi atribuit printr-o procedură de negociere cu invitație prealabilă la procedura concurențială de ofertare (articolul 120 din Legea belgiană privind achizițiile publice din 17 iunie 2016), care este o procedură standard în sectorul utilităților publice. Prin urmare, Belgia concluzionează că EMSA nu oferă un avantaj managerului energetic (partenerul EMSA) și că partenerul EMSA nu beneficiază de ajutor de stat.

(263) Belgia a susținut că, deși aplicarea directivelor privind achizițiile publice oferă deja o serie de garanții, având în vedere importanța serviciilor oferite și sensibilitatea din perspectiva concurenței, au fost puse în aplicare dispoziții și garanții suplimentare, pentru a se asigura o concurență suficientă în cadrul licitației.

(264) Mai precis, Belgia a explicat că, înainte de elaborarea documentelor de licitație, a fost lansată o solicitare de informații privind EMSA pentru a colecta opinii de pe piață, inclusiv un număr mare de subiecte legate de conținutul contractului EMSA. În plus, oferta impune criterii de selecție specifice care să asigure faptul că participanții calificați/selectați sunt adecvați scopului, având în vedere importanța și caracterul sensibil al serviciului oferit. Mai multe informații privind procedura de licitație și criteriile de selecție sunt furnizate în secțiunea 3.3.1.5.1.

(265) Astfel cum s-a menționat în secțiunea 3.3.1.5.2, în urma procedurii oficiale de investigare, Belgia a decis să acorde autoritatea decizională în ceea ce privește modulările economice partenerului EMSA și prin înlocuirea remunerației fixe a partenerului EMSA cu o combinație între o taxă fixă și o taxă variabilă, oferind astfel stimulente mai puternice pentru modularea în funcție de semnalele pieței, ținând seama în același timp de constrângerile tehnice (și de potențialele riscuri de oprire automată) ale unităților LTO.

4.2.2. *Garanții suplimentare privind administratorul de energie*

(266) Belgia a susținut că sunt prevăzute măsuri specifice privind participarea potențială a GEMS, entitatea comercială a Engie (o unitate operațională a grupului Engie independentă din punct de vedere administrativ de unitatea operațională Nuclear), la procedura de licitație.

(267) Belgia a clarificat în continuare că în prezent sunt luate și puse în aplicare măsuri suficiente pentru a identifica și a preveni în mod eficace eventualele conflicte de interese, măsuri care vor fi luate și puse în aplicare și în viitor. Măsurile respective pot fi rezumate după cum urmează:

(a) Solicitarea de informații permite testarea pieței și orice parte interesată ar putea propune în acest context condiții și propuneri diferite care să fie reflectate în solicitarea de informații, asigurându-se că licitația nu include bariere în dezavantajul niciunui participant interesat, spre deosebire de GEMS (sau al oricărei societăți din grupul Engie). Electrabel (sau orice societate din grupul Engie) nu va fi implicată în procesul de elaborare a documentației de licitație în urma (rezultatelor) solicitării de informații.

(b) În cursul procedurii de licitație, în cazul participării GEMS la aceasta, chiar și în calitate de subcontractant sau în orice altă calitate, Electrabel (sau orice societate din grupul Engie) și directorii sau agenții săi sunt împiedicați să participe la orice decizie a BE-NUC și/sau deliberare privind oferta (de exemplu, decizia de selecție și decizia de atribuire).

(c) La nivelul organizației Electrabel, au fost și vor continua să fie stabilite bariere stricte în materie de informare și bariere de natură deontologică între persoanele responsabile cu depunerea ofertelor în cadrul GEMS și persoanele implicate în gestionarea BE-NUC. Aceleași garanții vor fi instituite în cazul în care GEMS este aleasă în cele din urmă ca administrator de energie printr-o procedură de licitație câștigătoare.

(268) Belgia a clarificat totodată că, în ultimă instanță, dacă nu este încheiat niciun acord EMSA în timp util, GEMS va presta temporar serviciile EMSA pentru a asigura continuitatea. Belgia a susținut că acest acord este necesar și adecvat pentru a asigura continuitatea serviciului public (și anume, vânzarea energiei electrice produse de unitățile LTO), dar această soluție este strict limitată în timp și la minimul necesar.

4.2.3. *Concluzia Belgiei cu privire la EMSA*

(269) Belgia a concluzionat că procedura de licitație a EMSA exclude orice potențial ajutor de stat, deoarece: (i) statul belgian se va asigura că BE-NUC va respecta în mod riguros legislația și principiile privind achizițiile publice și (ii) procesul consultativ amplu înainte de lansarea efectivă a licitației oferă garanții suplimentare care asigură faptul că achiziționarea serviciilor se realizează printr-o procedură de licitație competitivă, transparentă, nediscriminatorie și necondiționată.

(270) În plus, Belgia a concluzionat că orice risc de împiedicare a accesului pe piață și de alte potențiale practici anticoncurențiale ale Engie este evitat și că au fost adoptate toate măsurile și garanțiile pentru a se asigura numirea unui partener EMSA independent. Doar ca soluție de rezervă, GEMS ar furniza temporar aceste servicii, ceea ce este necesar și adecvat pentru a asigura continuitatea serviciului public.

4.3. **Poziția Belgiei cu privire la acordul privind deșeurile**

4.3.1. *Responsabilități în materie de dezafectare*

(271) Belgia a clarificat faptul că responsabilitățile în materie de dezafectare și dezasamblare LTO care rezultă din proiectul LTO („asinergii"), dacă sunt dovedite de Electrabel, vor fi suportate de statul belgian prin intermediul unei plăți forfetare unice (integrale și finale) la data încheierii tranzacției. Belgia a explicat că acordul de punere în aplicare prevede că statul belgian și Electrabel ar trebui să convină asupra sumei într-un interval de timp stabilit și, în cazul în care nu fac acest lucru, chestiunea va fi înaintată CPN/CNV în vederea luării unei decizii.

(272) Belgia a reamintit că, întrucât problema era pendinte la nivelul CPN/CNV la momentul deciziei de inițiere a procedurii, proporționalitatea sa nu a fost evaluată în decizia de inițiere a procedurii.

(273) Belgia a explicat că statul belgian și Electrabel nu au reușit să ajungă la un acord cu privire la sumă în termenul stabilit, astfel încât chestiunea a fost înaintată CPN/CNV în vederea luării unei decizii. Mai precis, Belgia a clarificat faptul că:

(a) La 12 decembrie 2023, Electrabel a transmis propunerea sa de revizuire statului belgian: Electrabel a susținut că responsabilitățile în materie de dezafectare și dezasamblare LTO s-ar ridica la 689,9 milioane EUR (valorile din 2021) și la 580 de milioane EUR (valorile din 2023).

(b) La 25 ianuarie 2024, statul belgian a răspuns la propunerea de revizuire. În răspunsul său, statul belgian a considerat că Electrabel nu a furnizat suficiente elemente de probă cu privire la fiecare impact în parte, iar costurile prezentate de Electrabel nu au fost calculate cu suficientă precizie și, prin urmare, responsabilitățile în materie de dezafectare și dezasamblare LTO sunt egale cu zero.

(c) Întrucât discuțiile ulterioare dintre Electrabel și statul belgian nu au condus la un acord reciproc cu privire la cuantumul responsabilităților în materie de dezafectare și dezasamblare LTO, chestiunea a fost înaintată CNV/CPN.

(d) CNV/CPN a solicitat avizul ONDRAF/NIRAS și al FANC/AFCN, care și-au prezentat avizul la 25 martie 2024 și, respectiv, la 27 martie 2024. ONDRAF/NIRAS a prezentat observații scrise suplimentare la 6 iunie 2024.

(e) La 24 iunie 2024, CPN/CNV a emis avizul privind responsabilitățile în materie de dezafectare și dezasamblare LTO și a concluzionat că impactul proiectului LTO asupra costurilor de dezafectare reprezintă o creștere a costurilor de dezafectare (costuri peste noapte – *overnight*) cu [100-500] de milioane EUR (valorile din 2021). Costurile *overnight* calculate trebuie actualizate utilizând rata de actualizare și rata inflației determinate la momentul revizuirii trienale din 2022. Pe această bază, creșterea costurilor de dezafectare și dezasamblare este de [100-500] de milioane EUR (valorile din 2023).

(274) Prin urmare, Belgia a concluzionat că suma pentru transferul responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare rezultate din proiectul LTO, astfel cum se prevede în CPN/CNV în avizul său din 24 iunie 2024, este proporțională.

4.3.2. *Poziția Belgiei cu privire la proporționalitatea limitării deșeurilor*

(275) În plus, Belgia a prezentat, la 30 august 2024, o analiză independentă suplimentară efectuată de Compass Lexecon, care prezintă o analiză economică a proiectului de limitare a deșeurilor, inclusiv o analiză a ratei de actualizare de 3 % și explicații suplimentare cu privire la modul în care riscurile suplimentare identificate de CPN/CNV fie sunt deja acoperite de prima de risc calculată de statul belgian, fie au o probabilitate limitată/un impact limitat.

4.3.2.1. Preocupări legate de factorul de actualizare

(276) Belgia a susținut că preocupările Comisiei legate de rata de actualizare provin dintr-o analiză a CPN/CNV în avizul său din 7 martie 2023 adresat ministrului energiei ([110]), în care CPN/CNV consideră că rata de actualizare care ar trebui utilizată pentru cheltuielile cu combustibilul uzat trebuie să se apropie treptat de rata rentabilității fără risc pe termen lung (calculată ca 2,17 %) și sugerează utilizarea unei rate de actualizare în două etape (3,17 % pentru primii 30 de ani și 2,17 % după prima perioadă de 30 de ani).

([110]) CPN/CNV, „*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*" (Aviz către ministrul energiei privind transferul responsabilității financiare de la ENGIE către statul belgian cu privire la gestionarea deșeurilor radioactive și a combustibilului uzat provenite de la cele șapte centrale nucleare din Belgia), 7 martie 2023.

(277) Belgia a făcut trimitere la o analiză independentă elaborată de Compass Lexecon ([111]), care a demonstrat că rata de actualizare de 3 % reținută de statul belgian este proporțională, pe baza următoarelor: (i) o analiză economică a abordării recomandate de CPN/CNV, (ii) alte abordări relevante și (iii) precedentul german în cazul SA.45296.

(a) În primul rând, analiza independentă a ratei de actualizare a demonstrat că abordarea în două etape sugerată de CPN/CNV pentru stabilirea ratei de actualizare este echivalentă cu actualizarea fluxurilor de plăți cu o rată de actualizare unică de 2,9 % ([112]). În plus, analiza a arătat că ratele sugerate de CPN/CNV au fost calculate pentru o anumită perioadă de rate scăzute susținute ale dobânzii și că, atunci când se actualizează calculul pe baza datelor privind ratele OLO disponibile la momentul deciziei de inițiere a procedurii din 22 iulie 2024, abordarea în două etape conduce la o rată de actualizare echivalentă de 3,2 % ([113]), și anume cu 24 de puncte de bază mai mare decât rata de actualizare reținută de statul belgian.

(b) În al doilea rând, analiza independentă a sugerat că abordarea în două etape propusă de CPN/CNV nu este singura soluție pentru stabilirea unei rate de actualizare care ar aborda treptat rata rentabilității fără risc pe termen lung. Rata de actualizare ar trebui să reprezinte, într-adevăr, rentabilitatea pe care Hedera o poate obține prin investirea în prezent a sumei forfetare în active fără risc. Această analiză confirmă faptul că, investind într-un portofoliu de anumite titluri cu venit fix, inclusiv obligațiuni de stat belgiene cu scadențe diferite, statul belgian ar putea obține o rată mai mare de 3 % ([114]).

(c) În cele din urmă, potrivit analizei independente, în precedentul german referitor la transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare către statul german (cazul SA.45296), rata de actualizare a fost de 4,58 %, pe baza unei rate de rentabilitate preconizate pe 30 de ani de către Autoritatea Europeană de Asigurări și Pensii Ocupaționale (EIOPA), care era de 1,994 % la momentul deciziei Comisiei din iunie 2017. Factorul de actualizare de 4,58 % a fost considerat acceptabil de către Comisie în ceea ce privește responsabilitățile germane privind deșeurile radioactive și combustibilul uzat. În contextul creșterii semnificative a ratei EIOPA, rata de actualizare mult mai scăzută, de 3 % sugerată de statul belgian, pare a fi în concordanță cu nivelul actual al ratei dobânzii.

4.3.2.2. Preocupări legate de riscurile avute în vedere în acordul privind limitarea deșeurilor

(278) Belgia a susținut că preocupările Comisiei legate de riscurile avute în vedere în acordul privind limitarea deșeurilor provin, de asemenea, din avizul CPN/CNV adresat ministrului energiei (a se vedea nota de subsol 113), în care ar trebui luate în considerare trei riscuri:

(a) Depășirea costurilor: Riscul de subestimare a costurilor *overnight* anticipate și, prin urmare, al caracterului insuficient al cheltuielilor neprevăzute.

(b) Subestimarea inflației în domeniul construcțiilor: Riscul ca inflația reală din domeniul construcțiilor să fie mai mare decât ținta de inflație de 2 % a Băncii Centrale Europene asumată în cadrul ratei de actualizare CPN/CNV.

(c) Riscul de investiție: Riscul ca Hedera să nu poată atinge rata de rentabilitate preconizată în urma modificărilor ratelor dobânzii. Acesta este un scenariu cu probabilitate scăzută, conform CPN/CNV.

([111]) Compass Lexecon, Memo – *Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design* (Analiza preocupărilor Comisiei Europene cu privire la proiectul de limitare a deșeurilor nucleare), 30 august 2024.

([112]) Această valoare a fost înlocuită de analiza Compass Lexecon efectuată cu privire la date mai detaliate în documentul „*CL – Response to the EC concerns on discount rate – 291124*" (CL – Răspunsul la preocupările CE privind rata de actualizare – 291124), prezentată la 30 noiembrie 2024, care generează o rată echivalentă de 2,8 %.

([113]) Această valoare a fost înlocuită de analiza Compass Lexecon efectuată cu privire la date mai detaliate în documentul „*CL – Response to the EC concerns on discount rate – 291124*" (CL – Răspunsul la preocupările CE privind rata de actualizare – 291124), prezentată la 30 noiembrie 2024, care generează o rată echivalentă de 3,1 %.

([114]) Aceasta a fost completată de răspunsul la întrebarea 5.4 din solicitarea de informații din 1 octombrie. În practică, pentru a se proteja împotriva riscului de inflație, Hedera se va concentra pe o gestionare dinamică a activelor și pasivelor, bazată pe un portofoliu diversificat care include active ce permit fondului să se protejeze împotriva inflației. De exemplu, Hedera ar putea concepe un portofoliu bazat pe (dar fără a se limita la) obligațiuni și instrumente de datorie, capitaluri proprii, bunuri imobile și instrumente derivate, cu obiectivul pe termen lung de a obține o rentabilitate de 1 % în termeni reali, reducând în același timp la minimum riscul de volatilitate.

(279) Analiza independentă efectuată de Compass Lexecon a arătat că aceste riscuri au fost luate în considerare și a demonstrat că abordarea adoptată de statul belgian este prudentă și include suficiente cheltuieli neprevăzute pentru a acoperi aceste riscuri.

(a) În ceea ce privește riscul de depășire a costurilor, analiza a constatat că respectivele costuri de gestionare a deșeurilor nucleare sunt adesea auditate și actualizate în Belgia și că limitarea deșeurilor s-a bazat pe cele mai recente date disponibile. În plus, limitarea deșeurilor cuprinde în sine o sumă de bază și o primă de risc. Valoarea de bază se întemeiază pe un inventar al deșeurilor și pe un scenariu industrial de referință elaborat de ONDRAF/NIRAS, reprezentând situația „mai probabilă” (și anume, un scenariu de risc de 50 %), ceea ce înseamnă că respectivele contingențe reținute vor fi suficiente pentru a acoperi depășirile de costuri cu o probabilitate de 50 %. Prima de risc, adăugată la suma de bază, se întemeiază pe o notă din partea ONDRAF/NIRAS, care adoptă o abordare ascendentă pentru a identifica și a cuantifica unele riscuri suplimentare, acoperind: (i) riscul de depășire a costurilor suplimentare pentru instalația de depozitare geologică care nu este deja acoperit de contingențele cantității de bază, (ii) riscul ca o altă soluție tehnică decât instalația de depozitare geologică la o adâncime de 400 m să fie reținută, (iii) riscul de depășire a costurilor suplimentare pentru exploatarea și întreținerea instalațiilor de stocare de la locul de producere Belgoprocess, pentru exploatarea instalațiilor de stocare a combustibilului uzat după 2050 și pentru construirea de instalații suplimentare care nu sunt deja acoperite de contingențele cantității de bază și (iv) riscul reglementar ca anumite deșeuri să nu fie eligibile pentru depozitarea la suprafață. În plus, potrivit analizei, prima de risc reprezintă 5 185 de milioane EUR, adică 53 % din suma de bază (9 815 milioane EUR), ceea ce reprezintă mult mai mult decât prima de risc de 35 % inclusă în metodologia elaborată pentru transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare către statul german în cazul similar SA.45296. Metodologia utilizată în precedentul german a fost similară, dar scenariul belgian de referință al cazului beneficiază de date mai recente, inclusiv de feedback de la proiectele din Elveția și Finlanda, și, prin urmare, se bazează pe un set de date mai actualizat.

(b) În ceea ce privește riscul de subestimare a inflației costurilor de construcție, analiza a arătat că evoluția costurilor de construcție măsurată de Association Belge des Experts („ABEX”) nu diferă în mod semnificativ de inflația măsurată de IPC. Conform analizei, preocuparea CPN/CNV a fost motivată de inflația mai ridicată decât cea normală a costurilor de construcție în 2022, iar această creștere a inflației este luată în considerare în prima de risc. Analiza a remarcat totodată că inflația pe termen lung reținută în Germania în cazul similar SA.45296 a fost de 1,60 %, în timp ce inflația pe termen lung este stabilită la 2 %, care reprezintă ținta BCE în cazul de față.

(c) În ceea ce privește riscul de investiție și preocuparea CPN/CNV cu privire la faptul că fondul Hedera responsabil de provizioane ar putea fi expus riscului unui rentabilități care nu este suficientă pentru a acoperi cheltuielile, analiza a arătat că, investind în prezent într-un portofoliu de obligațiuni cu scadențe diferite și păstrându-le până la scadență, fondul va primi cupoane la o rată a dobânzii care nu variază, astfel încât fondul să nu fie expus la o modificare a ratei dobânzii [utilizând tehnici de gestionare a activelor și pasivelor (*asset and liability management* – „ALM”) pentru a corela activele cu pasivele la scadență]. Cu toate acestea, analiza a menționat două riscuri reziduale la care fondul ar fi expus prin această abordare:

— În primul rând, pentru a cumula dobânzile primite la plata cupoanelor, fondul va trebui să reinvestească frecvent în obligațiuni nou emise. Acest risc poate fi acoperit, având în vedere că fondul are un flux relativ sigur de plăți pentru gestionarea deșeurilor, astfel încât să fie posibil să conceapă un portofoliu de titluri cu venit fix care să corespundă condițiilor în materie de cheltuieli.

— În al doilea rând, cea mai lungă scadență pentru obligațiunile belgiene este de 50 de ani, în timp ce cheltuielile pentru combustibilul uzat se extind până în 2135. Cu toate acestea, cheltuielile care survin după 50 de ani sunt limitate, deoarece acestea reprezintă doar 13 % din totalul cheltuielilor neactualizate, iar unele titluri cu venit fix cu scadență mai lungă sunt disponibile, cum ar fi obligațiunile austriece cu scadența la 100 de ani.

(280) Această analiză a fost completată de răspunsul la întrebarea 5.4 din solicitarea de informații din 1 octombrie 2024. Belgia a susținut că, în practică, portofoliul Hedera ar trebui să fie conceput pentru a face față tuturor scenariilor economice plauzibile pentru perioada respectivă, în special în ceea ce privește nivelul inflației. Obiectivul Hedera este de a obține o rentabilitate de 1 % în termeni reali (și anume cu 1 % peste nivelul inflației). În acest scop, Hedera va elabora o strategie care ia în considerare riscul ca o astfel de rentabilitate să nu fie realizată în cadrul anumitor regimuri economice (de exemplu, în cazul unei perioade prelungite de inflație ridicată) cu un portofoliu compus exclusiv din obligațiuni. Prin urmare, Hedera se va concentra pe o gestionare dinamică a activelor și pasivelor, bazată pe un portofoliu diversificat care include active ce permit fondului să se protejeze împotriva inflației. De exemplu, Hedera ar putea concepe un portofoliu bazat pe (dar fără a se limita la) obligațiuni și instrumente de datorie, capitaluri proprii, bunuri imobile și instrumente derivate, cu obiectivul pe termen lung de a obține o rentabilitate de 1 % în termeni reali, reducând în același timp la minimum riscul de volatilitate. În cele din urmă, ar trebui remarcat faptul că Hedera își va limita prezentarea la acțiunile, obligațiunile și bunurile imobile belgiene. Scopul este de a asigura diversificarea și faptul că fondul este suficient decuplat de economia Belgiei.

4.4. **Poziția Belgiei cu privire la efectele cumulative ale submăsurilor**

(281) Belgia a susținut că diferitele componente și submăsuri ale proiectului LTO au făcut parte din solicitările Engie de a conveni asupra prelungirii duratei de viață și au fost toate incluse în documentele privind tranzacția în ansamblu semnate la 13 decembrie 2023. Cu toate acestea, Belgia a observat totodată că, în ceea ce privește componentele proiectului LTO, acestea diferă în raport cu o serie de elemente și sunt complementare între ele, ceea ce limitează eventualele efecte cumulative care pot apărea.

(282) Belgia a făcut trimitere la jurisprudență, care ia în considerare următoarele subiecte pentru evaluarea măsurilor consecutive, printre acestea:

— obiectul, natura și contextul intervențiilor în cauză;

— cronologia lor;

— scopul lor;

— situația întreprinderii la momentul intervențiilor respective;

— identitatea concedenților sau a beneficiarilor acestora (inclusiv natura juridică și situația financiară/economică a acestora) și

— caracterul planificat sau previzibil al diferitelor intervenții în cauză la momentul primei intervenții.

4.4.1. *Obiectul și natura componentelor 1, 2 și 3*

(283) Belgia a susținut că obiectul și natura celor trei componente ale proiectului LTO sunt în mod inerent diferite și a observat că, în decizia sa de inițiere a procedurii, Comisia nu a luat în considerare în mod specific diferențele sau asemănările dintre obiectul și natura componentelor 1, 2 și 3. În acest sens, Belgia a susținut următoarele:

(a) Componenta 1 constă în măsuri financiare și structurale de sprijinire a funcționării viabile pe termen lung a BE-NUC, inclusiv prin intermediul unui CfD care oferă sprijin pentru venituri și reduce expunerea la riscul prețului de piață, precum și într-o serie de mecanisme de remunerare care acoperă alte deficite financiare pentru a proteja viabilitatea economică pe termen lung ca urmare a expunerii la un anumit risc de performanță operațională/în materie de volum.

(b) Componenta 2 constă în transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare, combustibilul uzat pentru întregul parc nuclear din Belgia și, prin urmare, acoperă o perioadă de timp foarte lungă, depășind cu mult aplicarea componentelor 1 și 3.

(c) Componenta 3 constă în garanții juridice pentru protejarea împotriva viitoarelor modificări legislative și, prin urmare, are un obiect foarte diferit față de componentele 1 și 2.

4.4.2. *Scopul componentelor 1,2 și 3*

(284) Belgia a remarcat că scopul general al celor trei componente este legat de prelungirea duratei de viață a unităților LTO. Cu toate acestea, Belgia a susținut că scopul specific al fiecărei componente în parte este un element relevant în cadrul evaluării:

(a) Obiectivul principal al componentei 1 este de a reduce incertitudinea veniturilor și de a asigura viabilitatea pe termen lung a proiectului LTO prin prevenirea insolvenței și falimentului BE-NUC. În același timp, aceasta urmărește, de asemenea, să evite remunerarea excesivă a acționarilor și să limiteze sprijinul din partea statului belgian în calitate de contraparte RA. În special, măsurile financiare subiacente ale componentei 1 abordează fiecare riscuri diferite în mod proporțional: CfD reduce riscul legat de prețurile de pe piața angro, MOCP gestionează riscurile cu impact ridicat ale indisponibilității neașteptate care conduc la pierderi în timpul fazei de exploatare, iar împrumuturile SDC asigură fluxuri de numerar suficiente în timpul opririi și al lucrărilor LTO programate. Belgia a susținut că acest fapt a fost recunoscut și de Comisie în considerentul 208 din decizia de inițiere a procedurii.

(b) Componenta 2 se referă la gestionarea obligațiilor de mediu și în materie de dezafectare pe termen lung ale parcului nuclear belgian, care sunt separate de preocupările operaționale și financiare ale BE-NUC abordate în componenta 1. Această componentă vizează în primul rând transferul responsabilităților viitoare în cauză legate de deșeurile nucleare, care reprezintă un obiectiv diferit de asigurarea finanțelor operaționale. Belgia a susținut că, în ceea ce privește Comisia, aceasta pare să confirme acest scop separat al componentei 2 în considerentul 208 din decizia de inițiere a procedurii.

(c) Componenta 3 oferă garanții juridice pentru protejarea împotriva unor modificări legislative viitoare. Această componentă abordează riscul de reglementare ca urmare a unei posibile modificări a politicilor și reglementărilor statului belgian și nu este direct legată de aspectele financiare, operaționale sau în materie de răspundere acoperite de celelalte componente.

4.4.3. *Beneficiarii direcți ai componentelor 1, 2 și 3*

(285) De asemenea, potrivit celor susținute de Belgia, componentele 1, 2 și 3 au beneficiari direcți diferiți. Belgia a recunoscut că identificarea beneficiarilor fiecărei măsuri este un punct important în evaluarea existenței efectelor cumulative. În această privință, statul belgian a prezentat următoarele observații:

(a) Componenta 1 se referă la un set de mecanisme de finanțare cu beneficiari specifici pentru fiecare măsură în parte. Belgia a observat că, spre deosebire de cele indicate în considerentul 182 din decizia de inițiere a procedurii, BE-NUC și Luminus, mai degrabă decât Electrabel și Luminus, sunt beneficiarii direcți ai CfD, ai împrumuturilor SDC, MOCP și WCF (beneficiile pentru Electrabel ar rezulta în mod indirect din calitatea sa de acționar).

(b) În ceea ce privește componenta 2, transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și acordul privind responsabilitățile suplimentare în materie de dezafectare datorate LTO aduc beneficii Electrabel în calitate de operator nuclear, precum și Luminus și EDF Belgia în calitatea lor de societăți contribuitoare. Prin urmare, potrivit concluziilor Belgiei, componenta 2 nu aduce beneficii BE-NUC.

(c) Componenta 3 prevede că anumite măsuri unilaterale adoptate de statul (federal) belgian ar da naștere unui drept la despăgubiri pentru Electrabel și, indirect, și pentru Luminus.

4.4.4. Efectele cumulative ale componentelor 1, 2 și 3

(286) Componentele 1, 2 și 3 diferă semnificativ în ceea ce privește obiectul și natura, scopul și beneficiarii, care au fost încheiate în același timp și care servesc scopului general al prelungirii duratei de viață a unităților LTO. După cum s-a demonstrat mai sus, fiecare componentă corespunde unui scop specific care determină caracterul complementar al acestora, ceea ce limitează eventualele efecte cumulative care apar.

(287) În ceea ce privește un profil de risc potențial modificat al Electrabel datorită componentelor 2 și 3, aceste măsuri ar putea, într-adevăr, să aducă beneficii Electrabel în calitate de operator nuclear și, prin urmare, să îmbunătățească profilul de risc al Electrabel în ansamblu. Componentele 2 și 3 nu modifică profilul de risc al BE-NUC, principalul beneficiar al componentei 1. Astfel cum s-a evaluat în cadrul unei analize independente efectuate de Compass Lexecon, având în vedere riscurile specifice care afectează proiectul, precum și repartizarea riscurilor între BEGOV și BE-NUC, profilul de risc al BE-NUC constituie factorul relevant pentru evaluarea proporționalității componentei 1.

5. **POZIȚIA ENGIE**

(288) Engie și-a prezentat observațiile cu privire la decizia de inițiere a procedurii la 9 septembrie 2024. În această comunicare, Engie furnizează elemente de probă și analize în sprijinul argumentului său potrivit căruia îndoielile exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii nu ar fi întemeiate. Răspunsul Engie la decizia de inițiere a procedurii pune în discuție măsura inițială, astfel cum este descrisă în decizia de inițiere a procedurii. Măsura actuală include modificări (introduse pentru a răspunde îndoielilor exprimate de Comisie în decizia sa de inițiere a procedurii) în comparație cu măsura inițială și este prezentată în detaliu în secțiunea 3 din prezenta decizie. Poziția Engie este aliniată la poziția autorităților belgiene.

(289) Engie a susținut că proiectul LTO este un acord global și este rezultatul unor negocieri ample și susținute cu guvernul belgian, având ca principiu director de a-și menține angajamentul față de Belgia și de a contribui la securitatea aprovizionării țării prin acceptarea cererii Belgiei de a prelungi durata de viață a două reactoare nucleare, anulând astfel strategia sa publică de a opri operațiunile nucleare în Belgia după 2025 (a se vedea considerentul 23). În plus, Engie a susținut că proiectul LTO are efecte pozitive asupra pieței interne, din următoarele motive:

(a) În primul rând, proiectul LTO este esențial pentru a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică a Belgiei în următorii ani, reducând eventual în același timp costurile de finanțare ale mecanismului belgian de asigurare a capacității. Acest efect pozitiv va aduce beneficii, în mod indirect, și statelor membre învecinate interconectate cu Belgia, care pot importa energie electrică (observându-se că aceste exporturi nu corespund vânzărilor directe, ci operațiunilor de echilibrare gestionate de OST).

(b) În al doilea rând, proiectul LTO contribuie la realizarea obiectivelor în materie de decarbonizare prevăzute în Pactul verde.

(290) Engie a susținut, de asemenea, că există mai multe diferențe între proiectul LTO (prelungirea duratei de viață a Doel 4 și Tihange 3) și prelungirea duratei de viață a Doel 1, Doel 2 și Tihange 1 în 2015 („LTO existent”):

(a) În primul rând, proiectul LTO a fost inițiat de statul belgian în 2022, după ce Engie a luat decizia (începând din 2020) de a se retrage din activitățile nucleare și de a-și reorienta activitățile pentru a se concentra asupra energiilor din surse regenerabile și a infrastructurilor energetice. Prin urmare, acesta a impus Engie să își anuleze complet strategia, ceea ce, în sine, a crescut costurile proiectului LTO, în special deoarece Electrabel nu a efectuat niciun studiu preliminar de siguranță și nu a constituit niciun provizion în vederea unei eventuale noi prelungiri a duratei de viață sau a unei prelungiri a duratei de viață a LTO existente. În schimb, la momentul LTO existent, Electrabel continua să efectueze studii preliminare pentru extinderea operațiunilor reactoarelor nucleare belgiene, un astfel de scenariu fiind considerat probabil la momentul respectiv.

(b) În al doilea rând, calendarul strâns al proiectului LTO a generat o serie de costuri. La cererea guvernului belgian, repornirea unităților LTO a fost devansată la 1 noiembrie 2025 (în loc de data prevăzută inițial, 1 noiembrie 2026).

(c) În al treilea rând, pe lângă incertitudinea în materie de reglementare, se preconizează că BE-NUC va fi expusă unei volatilități crescute a prețurilor pieței (în comparație cu situația din 2015), în contextul ponderii tot mai mari a surselor regenerabile de energie în mixul energetic. În plus, condițiile de piață au fost, de asemenea, în mod substanțial diferite în 2015, când sursele de energie bazate pe combustibili fosili și cele mai stabile reprezentau o pondere mai mare din mixul energetic, rareori existând prețuri scăzute/negative.

(d) În al patrulea rând, rezultatele financiare ale LTO existent au fost afectate în mod negativ de evenimente de indisponibilitate mai ample decât cele anticipate, de CAPEX și de un preț mai scăzut al energiei pe piața captivă. Începând din 2016, în conturile Engie au fost înregistrate mai multe deprecieri în legătură cu activitățile sale nucleare, ceea ce a dus la pierderi financiare semnificative pentru grupul Engie (de unde reiese concluzia că aceste activități nu pot fi suportate doar de un actor privat de pe piață și în lipsa unui mecanism echilibrat de partajare a riscurilor).

(e) În cele din urmă, AFCN/FANC a subliniat în mod clar, într-un document de poziție din 2021 ([115]), numeroasele diferențe dintre LTO existent și actualul proiect LTO. Pentru a permite o repornire până la 1 noiembrie 2025, cu un an mai devreme decât se prevăzuse inițial, AFCN/FANC a autorizat finalizarea îmbunătățirilor de securitate necesare pe o perioadă de trei ani de la repornire (până la 31 decembrie 2028), în timp ce pentru LTO existent AFCN/FANC autorizase o perioadă de cinci ani după repornire pentru întreprinderea lucrărilor necesare.

(291) Engie a susținut că toți acești factori au determinat Engie și statul belgian să încheie un acord cuprinzător care să prevadă atât prelungirea solicitată a duratei de viață (sub rezerva unei reduceri a expunerii la risc a Engie), cât și gestionarea combustibilului uzat și a deșeurilor nucleare transferate și a considerat că LTO existent nu este o referință relevantă pentru a evalua necesitatea și caracterul adecvat al diferitelor măsuri ale actualului proiect LTO.

(292) Principalele argumente ale Engie cu privire la îndoielile exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii sunt prezentate mai detaliat în cele ce urmează.

5.1. Poziția Engie cu privire la calificarea ca ajutor de stat a proiectului LTO drept „o singură intervenție" și cu privire la efectul său stimulativ

5.1.1. *O singură intervenție*

(293) Comisia consideră că cele trei componente ale măsurii pot fi evaluate ca parte a unei singure intervenții din partea statului belgian, în măsura în care toate sunt legate de același eveniment, și anume prelungirea duratei de viață a unităților LTO.

(294) Engie a susținut că nu are obiecții cu privire la calificarea drept o singură intervenție, în măsura în care aceasta corespunde criteriilor stabilite de jurisprudența Curții de Justiție a Uniunii Europene ([116]). În special, Engie a fost de acord cu opinia Comisiei din considerentul 208 din decizia de inițiere a procedurii, potrivit căreia cele trei componente ale măsurii sunt interdependente și contribuie în totalitate la executarea acordului privind prelungirea duratei de viață, ceea ce le permite să fie considerate o singură intervenție. Engie a recunoscut că întrunea condițiile prealabile în ceea ce privește expunerea sa la risc și gestionarea combustibilului uzat și a deșeurilor nucleare, ceea ce a condus la un acord global și cuprinzător care depășește simpla instituire a unui mecanism de remunerare pentru prelungirea duratei de exploatare a unităților nucleare. Cu toate acestea, fără a pune sub semnul întrebării această calificare propusă a unei singure intervenții, Engie a subliniat că unele dintre submăsurile proiectului LTO nu constituie ajutor de stat, deoarece nu conferă un avantaj selectiv întreprinderii Electrabel, în special:

(a) contractul de servicii de administrare („ASA"), în temeiul căruia Electrabel poate furniza servicii administrative (back-office) (inclusiv servicii de secretariat, de contabilitate și fiscale) către BE-NUC, care este un acord standard de piață ce va fi încheiat în condiții de concurență deplină;

([115]) AFCN/FANC, 28 noiembrie 2021, *„Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3"* (Poziția AFCN cu privire la proiectul LTO pentru Doel 4 și Tihange 3), p. 5, (traducere la cerere), disponibilă la adresa: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. „Situația Doel 4 și Tihange 3 nu poate fi comparată cu cea a unităților Doel 1&2 (pentru care, în 2014, decizia de a le aproba LTO a fost luată doar în ultimul moment). Unitățile Doel 1&2 au putut fi repornite relativ rapid în iarna anului 2015, deoarece: (i) dosarul LTO pentru aceste reactoare a fost întocmit și aprobat încă din 2012, astfel încât modificările necesare pentru repornire (referitoare la condițiile echipamentelor și la gestionarea uzurii) erau perfect cunoscute și (ii) articolul 30 din Decretul regal PSIN nu intrase încă în vigoare și, prin urmare, modificările aduse proiectului de siguranță puteau fi repartizate între diferitele opriri programate în perioada 2015-2020. [...] Extinderea funcționării în condiții de siguranță a reactoarelor nucleare Doel 4 și Tihange 3 necesită un plan de acțiune extins, care abordează în principal elementele responsabile de garantarea securității nucleare. Acest plan de acțiune vizează proiectarea, controlul și construcția/fabricarea/instalarea unui număr potențial ridicat de componente. Prin urmare, elaborarea și punerea în aplicare a modificărilor necesare pentru îndeplinirea noilor cerințe în materie de siguranță vor dura câțiva ani."

([116]) Engie a făcut referire aici la Hotărârea Tribunalului din 15 septembrie 1998, BP Chemicals/Comisia, T-11/95: „Atunci când mai multe intervenții consecutive sunt, în special având în vedere succesiunea lor în timp, finalitatea lor și situația întreprinderii la momentul acestor intervenții, atât de strâns legate între ele încât este imposibilă separarea lor, acestea pot fi considerate o «intervenție unică»".

(b) externalizarea vânzării energiei electrice produse de unitățile LTO în temeiul contractului de servicii de gestionare a energiei („EMSA”), care va fi atribuită printr-o procedură de licitație competitivă, transparentă, nediscriminatorie și necondiționată, asigurând astfel respectarea condițiilor de piață; și

(c) compensarea de către statul belgian a pierderilor de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii, care nu depășește responsabilitățile în condiții normale de piață în tranzacții comparabile, fiecare parte fiind considerată răspunzătoare pentru costurile suportate în legătură cu (întocmirea) acordului în cazul în care neîncheierii datorată oricăreia dintre părți. Engie este răspunzătoare în proporție de 100 % pentru astfel de costuri în cazul în care este responsabilă pentru nefinalizarea încheierii și se prevede o divizare în cazul în care nicio parte nu este responsabilă pentru nefinalizarea încheierii.

5.1.2. *Efectul stimulativ*

(295) Engie a subliniat că efectul stimulativ, pe care Comisia l-a considerat plauzibil în evaluarea sa din considerentele 229 și 239 din decizia de inițiere a procedurii, nu este ipotetic, dar că nu există nicio îndoială că Electrabel nu ar fi continuat operațiunile unităților LTO în absența proiectului LTO, inclusiv a celor trei componente. Engie a susținut în acest sens că:

(a) Electrabel începuse deja să își pună în aplicare strategia de retragere totală din activitățile nucleare și nu avea nicio posibilitate de a reveni asupra acestei decizii [făcută publică în comunicarea financiară publică a Engie ([117])] în cadrul juridic aplicabil la momentul respectiv.

(b) Poziția Engie a fost reflectată în mod clar în documentele de poziție ale AFCN/FANC și în rapoartele privind fezabilitatea proiectului operațional pe termen lung pentru Doel 4 și Tihange 3 ([118]).

(c) Comunicarea Engie cu privire la negocierea proiectului LTO cu guvernul belgian a arătat foarte clar că, în lipsa unui mecanism de partajare a riscurilor și a unei soluții pentru costurile aferente combustibilului uzat și deșeurilor nucleare rezultate din exploatarea celor șapte centrale nucleare belgiene, Electrabel nu ar lua în considerare prelungirea duratei de viață a unităților LTO ([119]). Această poziție a fost precizată în mod clar de la începutul discuțiilor privind proiectul LTO, astfel cum se menționează într-un raport AFCN/FANC și în comunicarea directorului general al Engie (astfel cum se menționează în considerentul 6 din decizia de inițiere a procedurii).

(296) În plus, Engie a subliniat că stimulentul pentru Electrabel de a continua exploatarea unităților LTO rezultă din întregul pachet de măsuri de sprijin furnizate de proiectul LTO, care a fost calibrat în mod corespunzător în acest scop. Niciuna dintre submăsurile luate separat nu ar fi putut oferi suficiente stimulente. De asemenea, eliminarea oricărui element al pachetului ar fi determinat Engie să refuze continuarea proiectului LTO. Engie concluzionează că, prin urmare, măsurile menționate în considerentul 235 din decizia de inițiere a procedurii nu ar trebui considerate ca oferind în mod individual un stimulent specific (sau suplimentar), ci ar trebui luate în considerare în ansamblu.

([117]) În consecință, în 2020, Engie și-a depreciat activele nucleare. Engie, Documentul de înregistrare universal din 2020, secțiunea 1.4.1, p. 13. Disponibil la adresa: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) A se vedea, de exemplu, AFCN/FANC, 28 noiembrie 2021, „*Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*” (Poziția AFCN cu privire la proiectul LTO pentru Doel 4 și Tihange 3), p. 5, (traducere la cerere), disponibilă la adresa: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. „[O]peratorul Electrabel a anunțat în noiembrie 2020 că guvernul belgian optase în mod clar în acordul său guvernamental pentru eliminarea completă a energiei nucleare până în 2025. Cu mai puțin de cinci ani înainte de această dată, operatorul centralelor nucleare Doel și Tihange a decis că nu mai era posibilă pregătirea unei eventuale extinderi a funcționării unităților sale Doel 4 și Tihange 3. Prin urmare, Electrabel a decis să își aloce toate resursele pentru pregătirea opririi definitive și a dezasamblării tuturor celor 7 reactoare nucleare de la locurile de producere Doel și Tihange. Prin urmare, proiectul «LTO G2 Preparation» a fost suspendat de operator la acel moment.”

([119]) A se vedea, de exemplu, AFCN/FANC, 17 ianuarie 2022, „*Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B – Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*”, p. 9, (traducere la cerere), disponibilă la adresa: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. „[...] Electrabel ar dori să aibă o garanție înainte de a întreprinde acțiuni pe cont propriu. În cazul în care guvernul dorește să activeze planul B [funcționarea pe termen lung a Doel 4 și Tihange 3], acesta va trebui să acorde prioritate discuțiilor cu Electrabel cu privire la condițiile și garanțiile necesare înainte de a continua dezvoltarea planului B (sarcina 1). AFCN atrage din nou atenția guvernului asupra faptului că cvasitotalitatea acțiunilor din planul B care intră în sfera de competență a AFCN (crearea dosarului LTO) necesită cooperarea Electrabel. Potrivit Electrabel, orice discuție cu privire la un posibil LTO este condiționată de existența unui cadru de reglementare clar, stabil și coerent pentru securitatea nucleară. AFCN înțelege acest punct de vedere și, prin urmare, intenționează să continue lucrările de clarificare a cadrului de reglementare privind securitatea nucleară în primul trimestru al anului 2022”.

5.2. **Poziția Engie cu privire la necesitatea, caracterul adecvat și proporționalitatea mai multor submăsuri ale componentei 1**

5.2.1. *Înființarea unei întreprinderi comune*

(297) Potrivit Engie, crearea unei structuri comune în care statul belgian deține o participație de 50 % este necesară pentru atingerea obiectivelor proiectului LTO, și anume repornirea în timp util a unităților LTO până în noiembrie 2025. Engie a susținut că a solicitat un mecanism de partajare a riscurilor în proporție 50/50 cu statul belgian înainte de a adopta acordul privind proiectul LTO.

(298) Potrivit Engie, existența doar a mecanismelor de remunerare în vigoare era inadecvată în acest scop, din mai multe motive: (i) RA prevede riscuri reziduale pentru Engie, (ii) în lipsa JV, Engie ar fi trebuit să suporte temporar 100 % din pierderi în așteptarea despăgubirii/compensației prevăzute în alt mod în acorduri și (iii) Engie era în curs de a-și limita expunerea la energia nucleară și nu dorea să investească singură cheltuielile CAPEX necesare de peste [2-2,5] miliarde EUR pentru proiectul LTO și să suporte singură toate pierderile potențiale cauzate de indisponibilități neprevăzute și de depășiri de costuri.

(299) În plus, Engie a susținut că, prin implicarea financiară a statului belgian în profiturile și pierderile provenite de la unitățile LTO (în special dividendele), Engie a anticipat că statul belgian va fi stimulat în continuare să ia în considerare unitățile LTO în deciziile sale politice viitoare. Prin urmare, Engie a concluzionat că crearea structurii comune aliniază interesele statului belgian și ale Engie.

(300) Engie a susținut, de asemenea, că JV este adecvată și proporțională, întrucât Engie, un operator privat, va fi în măsură să contrabalanseze orice risc de acționare a statului belgian în mod parțial prin controlul său comun asupra deciziilor strategice privind BE-NUC, iar statul belgian și Engie își vor exercita drepturile în ceea ce privește guvernanța BE-NUC pe picior de egalitate.

5.2.2. *Poziția Engie cu privire la CfD*

(301) În ceea ce privește necesitatea CfD, Engie a susținut, având în vedere disfuncționalitățile pieței legate de industria nucleară și volatilitatea ridicată a pieței energiei electrice în următorii ani, că proiectul LTO este expus unui risc ridicat de deficit de finanțare, conferind CfD statutul de instrument necesar pentru atingerea unui obiectiv de interes comun. Engie a menționat, de asemenea, termenul scurt de prelungire a duratei de viață (10 ani) în comparație cu investițiile medii în sectorul nuclear, costurile semnificative și faptul că unitățile LTO nu vor funcționa la o capacitate de 100 % în primii trei ani, deoarece vor fi finalizate simultan lucrările de prelungire a duratei LTO.

(302) Engie a susținut că proiectul CfD și MPRA sunt adecvate și proporționale pentru a menține reacția în mod eficient a stimulentelor unităților LTO la semnalele pieței. În această privință, Engie susține aceleași argumente ale statului belgian cu privire la constrângerile de natură tehnică, de reglementare și economice ale unităților LTO (a se vedea secțiunea 2.1). Engie a susținut că, chiar și în prezent, în absența CfD și cu o flotă de cinci reactoare care permit o strategie mai diversificată, Engie dispune de o flexibilitate foarte limitată pentru a ajusta producția de energie electrică nucleară ca răspuns la semnalele pieței pe termen scurt și mediu. Potrivit Engie, în cadrul acestei marje de manevră limitate, CfD a fost conceput pentru a stimula pe deplin BE-NUC să reacționeze la semnalele de preț, în măsura în care acest lucru este fezabil din punct de vedere tehnic.

(a) În primul rând, Engie a subliniat că, spre deosebire de sursele flexibile de producere a energiei electrice și de unitățile de producție mai noi și/sau de alte tipuri de reactoare nucleare, unitățile LTO au fost concepute pentru producerea de energie electrică la sarcina de bază și au capacități de modulare foarte limitate, astfel încât comportamentul său rațional este de a nu modula de fiecare dată când prețurile devin negative ori sunt mai mici decât costurile sale marginale pe termen scurt (*short-run marginal costs* – SRMC). Engie a clarificat faptul că modularea energetică economică a unităților nucleare din Belgia a fost permisă de AFCN/FANC numai începând din 2015, sub rezerva unor constrângeri tehnice stricte, astfel cum se explică în considerentele 13-15 din prezenta decizie. Prin urmare, având în vedere aceste constrângeri (coroborate cu riscul opririi automate cu fiecare modulare, riscul de dezechilibru pe care l-ar implica o astfel de oprire și absența economiilor de combustibil în timpul modulării), Engie a explicat că operatorul nuclear nu poate ajusta în mod liber producția de energie electrică a unităților ca reacție la prețuri negative și că ar trebui să se utilizeze în mod optim capacitățile limitate de modulare.

(b) În al doilea rând, MPRA și modificarea duratei ciclului combustibilului asigură faptul că întreruperile planificate vor fi stabilite în perioada de vară, când prețurile au fost și se preconizează că vor fi, din punct de vedere istoric, la cel mai scăzut nivel. Acest fapt va asigura disponibilitatea unităților LTO atunci când se preconizează că cererea de energie electrică (și prețurile) va fi la cel mai ridicat nivel. Engie a adăugat, de asemenea, că pregătirea întreruperii planificate a unei unități nucleare durează aproximativ 12 luni, trebuie comunicată pieței în prealabil și implică un număr mare de părți interesate. Odată programată, operatorul nuclear nu poate schimba data întreruperii fără aprobarea prealabilă a operatorului de rețea. Prin urmare, în practică, deși întreruperile pot fi planificate având în vedere condițiile de piață pe termen lung, programarea unei operațiuni de întreținere a centralei nucleare nu este receptivă la semnalele pieței pe termen scurt.

(c) În al treilea rând, Engie a susținut că MPRA oferă un stimulent suficient pentru ca BE-NUC să maximizeze și să reflecte cel mai mare preț al pieței prin programarea întreruperilor atunci când se preconizează că prețurile vor fi cele mai scăzute și nu este deloc de acord cu opinia preliminară a Comisiei potrivit căreia efectele MPRA „*sunt reduse în practică*” (astfel cum se menționează în considerentul 290 din decizia de inițiere a procedurii).

(303) În cele din urmă, în ceea ce privește parametrii proiectului CfD, Engie a susținut că prețul PZU este MRP adecvat.

(a) În primul rând, Engie a susținut că produsele pe termen lung nu au niciun impact asupra deciziilor de dispecerizare ale unei centrale nucleare al cărei cost marginal pe termen scurt (SRMC) este în mod inerent foarte scăzut. Prețurile la termen ale energiei electrice nu au fost niciodată negative pe nicio piață europeană, iar un astfel de eveniment poate fi considerat foarte puțin probabil în viitor. Prin urmare, Engie a susținut că produsele pe termen lung nu furnizează semnalele de piață necesare pentru a arbitra deciziile de dispecerizare, dar că, indiferent de MRP ales, dispecerizarea va fi întotdeauna determinată de comparația dintre SRMC și costurile de oportunitate, pe de o parte, și prețul PZU, pe de altă parte (ținând seama de capacitățile în materie de flexibilitate ale centralei).

(b) În al doilea rând, Engie a susținut că utilizarea produselor la termen ca MRP ar expune BE-NUC la riscuri semnificative și imposibil de gestionat care decurg din disponibilitatea insuficientă a unor produse adecvate pe termen lung pe piața belgiană, deoarece:

— Piața la termen din Belgia se caracterizează printr-o lichiditate scăzută și în scădere. Volumele tranzacționate pe piața pentru anul următor sunt substanțial mai mici decât producția anuală preconizată a unităților LTO ([120]). Această discrepanță evidențiază caracterul nerealist al utilizării produselor de pe piața pe termen lung ca preț de referință pentru CfD.

— Lipsa de lichiditate a pieței la termen nu numai că îi conferă statutul de valoare de referință slabă pentru calcularea plății pentru diferență față de prețul de exercitare, ci introduce și riscuri semnificative legate de formarea prețurilor, denaturări ale pieței și costuri de executare. În schimb, prețul PZU oferă cea mai mare lichiditate și transparență în ceea ce privește formarea prețurilor, evitând astfel problemele legate de lipsa de transparență în materie de lichiditate, costurile asociate replicării, costurile de acoperire a riscurilor prin substituent și cerințele de constituire a marjelor.

— Piața la termen din Belgia nu are o granularitate suficientă pentru a fi un MRP adecvat ([121]).

([120]) De exemplu, în 2024, se preconizează că numai 9 TWh de energie electrică va fi tranzacționată pe piața pentru anul următor, în timp ce unitățile LTO sunt estimate să producă 14 TWh anual.

([121]) Produsele la termen sunt, în cea mai mare parte, programate, odată cu trimestrul următor și luna următoare. Cu toate acestea, având în vedere modelul de producție fluctuant și incert al unităților LTO din cauza întreruperilor planificate (chiar și mai exacerbate în timpul lucrărilor LTO până în 2029 și incertitudinile privind activitatea și planificarea) și indisponibilitatea neplanificată, utilizarea unui produs pe termen lung ca MRP ar conduce la un risc de volum substanțial și la costuri semnificative de lichidare a acoperirilor la termen în cazul lipsei producției, punând în continuare în pericol generarea fluxului de numerar și viabilitatea financiară a BE-NUC.

(c) Engie a susținut că riscurile suplimentare decurg din faptul că flota sa de reactoare nucleare va fi redusă în mod semnificativ începând din 2025 din cauza dezafectării a cinci din șapte reactoare nucleare. Această reducere va crește riscul de indisponibilitate, deoarece orice probleme operaționale sau de indisponibilitate ale unităților LTO nu pot fi compensate prin alte active. În consecință, modelul de producție al BE-NUC va deveni mai incert, sporind riscul de a nu livra energie electrică în temeiul unor contracte pe termen lung. În astfel de scenarii, BE-NUC ar fi obligată să răscumpere energia electrică la prețuri potențial mai mari, ceea ce ar duce la pierderi financiare semnificative, pe lângă pierderea de venituri din scăderea producției. Aceste pierderi ar fi exacerbate de lipsa de lichiditate a piețelor pe termen lung, unde marjele mari de licitație și volumele limitate de tranzacționare ar putea crește și mai mult costul îndeplinirii obligațiilor contractuale ([122]).

5.2.3. *Poziția Engie cu privire la MOCP și împrumutul SDC*

(304) Engie a subliniat că necesitatea MOCP și a împrumuturilor SDC este legată în primul rând de contextul specific al proiectului LTO, ca o consecință a următoarelor: (i) decizia tardivă de a prelungi durata de viață a Doel 4 și Tihange 3 și termenul limitat pentru pregătirea și punerea în aplicare a lucrărilor LTO necesare, (ii) activele învechite și riscul sistemic sporit prin deținerea a două unități având aceeași tehnologie, (iii) repornirea și exploatarea simultană a unităților LTO în primii trei ani și (iv) costul egalizat al energiei electrice în contextul prelungirii duratei de viață a centralelor nucleare, care este mai degrabă un activ ponderat în temeiul acordului O&M decât un activ nuclear complet nou (de tip *greenfield*).

(305) Engie a susținut în continuare că atât MOCP, cât și împrumuturile SDC sunt strict necesare deoarece: (i) plățile datorate de statul belgian în temeiul RA nu acoperă evenimente importante de indisponibilitate, cauzate de probleme tehnice sau de situații de urgență în materie de reglementare la nivel internațional ori de situații de urgență în domeniul nuclear; (ii) contrar afirmației de la considerentul 269 litera (b) din decizia de inițiere a procedurii, astfel de evenimente neprevăzute nu sunt scenarii „extreme, cu probabilitate scăzută”, ci este posibil să aibă loc în următorii zece ani și (iii) sunt acoperite numai evenimentele care depășesc un anumit prag.

(a) RA permite ajustări ale prețului de exercitare CfD în favoarea BE-NUC prin „evenimente de reexaminare” specifice, care sunt totuși însoțite de limitări și excluderi. De exemplu, oprirea uneia sau a ambelor unități LTO pentru măsuri de siguranță în urma unei situații de urgență sau care se impune în contextul unei modificări a reglementărilor internaționale nu ar fi acoperită de RA. În plus, evenimentele de indisponibilitate cauzate de anumite probleme tehnice, cum ar fi următoarele, nu ar fi acoperite de RA: întreruperi generate de probleme de siguranță în urma inspecțiilor reglementare de rutină, care fac parte din operațiunile preconizate; modernizări obligatorii impuse de reglementările internaționale existente sau adoptate pe scară largă, cum ar fi cele care decurg din Directiva 2014/87/Euratom a Consiliului după accidentul de la Fukushima ([123]); opriri preventive ca urmare a incidentelor internaționale, care sunt răspunsuri previzibile în materie de reglementare; reglementări de mediu mai stricte impuse de autoritățile regionale, care afectează adesea mai multe sectoare; perturbări ale lanțului de aprovizionare care împiedică întreținerea sau reparațiile necesare și degradarea neprevăzută a echipamentelor critice.

(b) Probabilitatea apariției unor astfel de evenimente tehnice/de reglementare/de urgență nu este atât de scăzută cum se menționează în decizia de inițiere a procedurii și ar putea avea un impact atât asupra costului operațiunilor unităților LTO, cât și asupra disponibilității acestora. Engie a menționat în acest sens:

— Un accident precum cel de la Cernobîl sau de la Fukushima nu poate fi exclus, în pofida caracterului strict al reglementărilor actuale în materie de securitate nucleară.

— Includerea MOCP în acord s-a bazat pe experiența și istoricul exploatării flotei nucleare din Belgia de către Electrabel: în perioada 2012-2022, au avut loc 11 evenimente semnificative de indisponibilitate neașteptate cauzate de probleme tehnice care au afectat cele șapte unități nucleare din Belgia.

— Există mai multe exemple recente de indisponibilitate extinsă a altor flote nucleare în lume (de exemplu, Ringhals 4 în Suedia în 2022, Civaux 1 în Franța în 2021, Taishan 1 în China în 2021).

([122]) Engie s-a confruntat cu o astfel de situație în 2018, când mai multe unități erau indisponibile simultan, societatea rămânând, în medie, doar cu 52 % din capacitatea sa nominală. Engie a fost nevoită să își răscumpere contractele de acoperire a riscurilor la termen într-un context în care prețurile practicate de Belgia au crescut considerabil, iar capacitățile de interconectare erau saturate, înregistrând la sfârșitul anului o pierdere EBITDA de [0-0,5] miliarde EUR pentru activitățile sale nucleare (comparativ cu un profit de [0-0,5] miliarde EUR în anul precedent).

([123]) Directiva 2014/87/Euratom a Consiliului din 8 iulie 2014 de modificare a Directivei 2009/71/Euratom de instituire a unui cadru comunitar pentru securitatea nucleară a instalațiilor nucleare (JO L 219, 25.7.2014, p. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

(c) Toate evenimentele care generează costuri sub un prag de 5 milioane EUR nu se califică drept „evenimente de reexaminare” și, prin urmare, nu sunt compensate de contrapartea RA.

(306) Engie a susținut că MOCP nu este un grant nelimitat (contrar celor sugerate de Comisie în decizia sa de inițiere a procedurii), având în vedere drepturile de reziliere pentru contrapartea RA, astfel cum sunt prevăzute în RA, care ar permite limitarea expunerii sale.

(307) Engie a susținut că principiul prelungirii duratei împrumuturilor SDC pentru a acoperi partea de costuri după data repornirii a fost acordat de statul belgian ca urmare a devansării datei repornirii LTO (din 2026 în 2025), la cererea sa, ceea ce implică faptul că lucrările LTO trebuie efectuate în timpul funcționării unităților, ceea ce va conduce la generarea unor venituri mai mici în primii trei ani de funcționare. Acesta a urmat principiului-cheie convenit între Engie și statul belgian, conform căruia acționarii sunt expuși oricăror costuri care decurg din prelungirea duratei LTO, în timp ce BE-NUC finanțează costurile O&M cu propriile venituri.

(308) În ceea ce privește proporționalitatea mecanismelor financiare furnizate de proiectul LTO, Engie a susținut că nu protejează BE-NUC de niciun risc operațional, astfel cum a sugerat Comisia în decizia de inițiere a procedurii. BE-NUC este parțial expusă, printre altele, riscului de disponibilitate pe parcursul prelungirii duratei de viață a unităților LTO, precum și depășirilor costurilor de exploatare după data ajustării, ceea ce poate împiedica generarea de numerar și poate avea un impact negativ asupra ratei de rentabilitate a BE-NUC. Aceste costuri se referă, printre altele, la creșterea costurilor cu personalul (programe de retenție și costuri suplimentare de recrutare/formare pentru continuarea operațiunilor), la costuri O&M [creșteri ale prețului materialelor, deficite în lanțul de aprovizionare pentru piese de schimb și componente esențiale, cerințe ale ANFC/FANC (toate modificările proiectului fac obiectul unei revizuiri și dezbateri ample de către AFCN/FANC înainte de aprobare), la avarii majore neplanificate ale echipamentelor înainte de repornire etc.] și la costuri cu combustibilul (contractele sunt parțial legate de evoluția pieței).

(309) În plus, Engie a susținut că Electrabel, în calitate de operator al unităților LTO, are stimulente puternice pentru a maximiza disponibilitatea unităților LTO în condiții normale de funcționare pentru a evita plata daunelor-interese în cazul în care disponibilitatea scade sub [90-100] % într-un an contractual.

(310) Engie a prezentat o simulare care arată impactul asupra profitabilității LTO al evenimentelor care nu ar fi acoperite de MOCP: (i) evenimente de disponibilitate redusă în timpul fazei de exploatare ca scop ilustrativ [creșterea ratei de întrerupere forțată (*Forced Outage Rate* – „FOR”)] și (ii) creșteri ale anumitor costuri de exploatare după data ajustării ca urmare a costurilor neprevăzute, precum și o combinație a celor două evenimente. Tabelul 16 arată că aceste evenimente ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra RIR a BE-NUC.

Tabelul 16

Impactul asupra profitabilității LTO (100 %) al evenimentelor care nu sunt acoperite de MOCP

	Scenariu de bază (fără disponibilitate redusă)	FOR +5 %	FOR +10 %
Scenariu de bază (fără depășirea costurilor de exploatare)		RIR = [5-10] % VAN = minus [100-300] milioane EUR	RIR = [0-5] % VAN = minus [200-400] milioane EUR
OPEX +5 %	RIR = [5-10] % VAN = minus [0-200] milioane EUR	RIR = [5-10] % VAN = minus [100-300] milioane EUR	RIR = [0-5] % VAN = minus [200-400] milioane EUR
OPEX +10 %	RIR = [5-10] % VAN = minus [0-200] milioane EUR	RIR = [0-5] % VAN = minus [100-300] milioane EUR	RIR = [0-5] % VAN = minus [200-400] milioane EUR

Sursă: Răspunsul Engie la decizia de inițiere a procedurii.

(311) Engie a susținut, de asemenea, că rata dobânzii la împrumuturile SDC este proporțională și adecvată, astfel cum reiese dintr-o analiză independentă ([124]). Engie a adăugat că se intenționează rambursarea împrumuturilor SDC, sub rezerva generării de numerar suficient de către BE-NUC, plus dobânzi, la sfârșitul perioadei LTO.

5.2.4. *Poziția Engie cu privire la condițiile WCF și ale împrumuturilor din partea acționarilor*

(312) Engie a clarificat faptul că rata dobânzii la împrumuturile din partea acționarilor și la WCF va fi o rată stabilită în condiții de concurență deplină de către consiliul de administrație al BE-NUC, în raport cu ratele predominante de pe piață și cu orice finanțare comparabilă prin îndatorare din partea terților care ar putea fi disponibilă la momentul relevant.

(313) Engie a clarificat, de asemenea, că a întocmit o listă de termeni și condiții care descrie metodologia urmată pentru stabilirea ratelor dobânzii. Engie a explicat că această metodologie este în concordanță cu politicile Engie de creditare în materie de stabilire a prețurilor de transfer și este în conformitate cu principiul BEPS al OCDE, asigurând faptul că rata dobânzii a fost stabilită în condiții de deplină concurență (a se vedea considerentul 63).

(314) Prin urmare, Engie a concluzionat că rata dobânzii atât a WCF, cât și a împrumuturilor din partea acționarilor este proporțională.

5.2.5. *Poziția Engie cu privire la EMSA*

(315) În primul rând, Engie a subliniat că entitatea grupului Engie (denumită în continuare „GEMS”) care ar putea fi selectată ca partener al EMSA în urma procedurii de licitație sau ca soluție temporară de rezervă va fi complet independentă de unitatea operațională Nuclear. Engie a precizat că, începând din ianuarie 2024, au fost instituite proceduri de licitație adecvate, pe de o parte, și mecanisme de protecție de tip „firewall” în cadrul grupului Engie, pe de altă parte, pentru a se evita orice implicare a Electrabel în selectarea partenerului EMSA.

(316) În al doilea rând, Engie a susținut că nu există niciun risc de împiedicare a accesului pe piață care să rezulte din eventuala selecție a GEMS în cadrul licitației EMSA. Engie a susținut că GEMS va acționa ca parte în temeiul unui mandat precis care specifică strategia BIS (de la care nu poate deroga), remunerat printr-un comision, iar drepturile de proprietate asupra energiei electrice vor fi deținute în continuare de BE-NUC până la vânzarea sa. Prin urmare, întrucât vânzările corespunzătoare ale BE-NUC nu au putut fi atribuite GEMS/grupului Engie, nu ar putea exista nicio consolidare a poziției Electrabel pe piața belgiană în cazul în care GEMS ar fi desemnată partener EMSA.

(317) În al treilea rând, procedura de licitație pentru selectarea partenerului EMSA respectă cerințele privind competitivitatea, transparența și caracterul nediscriminatoriu și necondiționat prevăzute în practica Comisiei. Aceasta a fost publicată la nivelul UE și va preciza criteriile de calificare (în special în ceea ce privește soliditatea financiară și experiența operațională a solicitantului). Prin urmare, în cazul în care GEMS ar fi selectată prin procedura de licitație, această numire a GEMS ca partener EMSA poate fi considerată proporțională. Engie a susținut, de asemenea, că, în cazul în care procedura de licitație nu este câștigătoare, iar GEMS este desemnată partener EMSA ca soluție de rezervă, criteriul proporționalității ar fi totuși îndeplinit: GEMS va fi remunerată în condițiile pieței, la un preț stabilit de un expert independent în cazul unui dezacord între părți, astfel încât această remunerație să nu depășească ceea ce este strict necesar pentru atingerea obiectivului EMSA. În plus, Engie a explicat că această soluție de rezervă ar fi doar temporară, iar statul belgian ar reîncepe imediat organizarea unei noi licitații competitive.

([124]) Memorandumul Compass Lexecon din 22 august 2024 „Notă suplimentară privind MOCP și împrumuturile SDC”, punctul 1.12.

5.3. **Poziția Engie cu privire la acordul privind deșeurile**

(318) Potrivit Engie, cantitatea agregată de limitare a deșeurilor este suficientă pentru a acoperi orice riscuri suplimentare care nu ar fi fost luate în considerare la calcularea valorii de bază. Engie observă în continuare că limitarea deșeurilor vizează să transfere statului riscuri semnificativ mai mici decât în cazul precedentului german validat de Comisie. În special, Engie a susținut următoarele:

(a) Deșeurile nu vor fi transferate automat către Hedera în momentul plății aferente limitării deșeurilor. Numai deșeurile care îndeplinesc criterii contractuale foarte stricte de transfer („CTC") vor fi transferate, în caz contrar Electrabel rămânând răspunzătoare pentru acestea. CTC-urile au fost convenite la nivel de experți și se bazează pe cele mai bune practici curente. În plus, în cazul în care Electrabel trebuie să transfere volume suplimentare, aceasta trebuie să plătească o sumă suplimentară către Hedera („taxe de ajustare a volumului").

(b) În cazul german, au rămas incertitudini cu privire la amplasarea siturilor de depozitare definitivă a deșeurilor, în timp ce, în cazul de față, instalația de depozitare definitivă a deșeurilor din categoria A este deja cunoscută, ceea ce reduce în mod semnificativ incertitudinile.

(c) Spre deosebire de cazul german, valoarea de bază a proiectului LTO include deja un nivel ridicat de cheltuieli neprevăzute.

(d) Cazul german a utilizat o rată nominală de actualizare de 4,58 % (stabilită în raport cu ratele EIOPA). În contextul creșterii semnificative (+ 56 de puncte de bază) a ratei EIOPA, rata de actualizare mult mai scăzută (– 158 de puncte de bază), de 3 % (nominală), utilizată în proiectul LTO pare a fi în concordanță deplină cu nivelul actual al ratei dobânzii. În plus, rata reală a dobânzii de 1 % utilizată în proiectul LTO este prudentă în comparație cu alte țări europene.

(e) Hedera va putea genera un randament al investiției suficient pentru a-și acoperi obligațiile de plată. Studiul privind gestionarea activelor și pasivelor (ALM) realizat de [...] pentru revizuirea CPN din 2022 susține acest punct de vedere.

(319) Prin urmare, Engie a concluzionat că suma plătită de Electrabel în cadrul acordului privind deșeurile va acoperi în mod adecvat incertitudinile preluate de BEGOV și, prin urmare, va fi proporțională.

(320) În ceea ce privește responsabilitățile în materie de dezafectare, Engie a susținut că Electrabel, în calitate de operator nuclear al celor șapte unități nucleare belgiene, va rămâne răspunzătoare pentru obligațiile sale de dezafectare. Cu toate acestea, Engie a recunoscut că Belgia va acoperi (creșterea) costurilor de dezafectare care rezultă direct din proiectul LTO, printr-o plată forfetară unică (integrală și finală) către Electrabel.

(321) Engie a făcut trimitere la avizul CPN/CNV privind responsabilitățile în materie de dezafectare și dezasamblare LTO, în care a concluzionat că impactul LTO asupra costurilor de dezafectare (în costuri overnight) reprezintă o creștere a costurilor de dezafectare (asinergie) cu [100-500] de milioane EUR (valorile din 2021) sau, actualizate, cu [100-500] de milioane EUR (valorile din 2023). Prin urmare, Engie a concluzionat că suma pentru transferul responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare rezultate din LTO, astfel cum este definită de CPN/CNV, este proporțională.

6. **OBSERVAȚII ALE PĂRȚILOR TERȚE**

(322) Pe lângă observațiile Engie, Comisia a primit observații de la 7 respondenți terți în cursul consultării publice cu privire la decizia de inițiere a procedurii, care a durat până la 9 septembrie 2024.

(323) S-au primit observații din partea unor state membre, întreprinderi, asociații și organizații neguvernamentale. Observațiile părților terțe vor fi abordate, de asemenea, în părțile relevante ale evaluării, fără a se menționa în mod specific observația specifică respectivă.

(324) O descriere a comentariilor și observațiilor părților terțe relevante pentru evaluarea ajutoarelor de stat, grupate în funcție de subiect, este prezentată mai jos.

6.1. **Observații privind existența ajutorului**

(325) Nu s-au primit observații cu privire la existența ajutorului.

6.2. **Observații privind compatibilitatea ajutorului**

6.2.1. *Observații cu privire la caracterul adecvat al măsurii și la necesitatea acesteia*

(326) Majoritatea părților terțe și-au exprimat susținerea pentru preocupările Comisiei exprimate în decizia de inițiere a procedurii în legătură cu caracterul adecvat și necesitatea măsurii.

6.2.1.1. Observații generale

(327) O parte terță nu a fost de acord cu Comisia cu privire la existența și relevanța disfuncționalităților pieței prezentate de statul belgian și a susținut că tehnologia nucleară pur și simplu nu este eficientă din punct de vedere al costurilor și nu ar trebui să fie sprijinită prin finanțare din partea statului. Această parte a reamintit că, în general, în temeiul normelor UE privind ajutoarele de stat, ajutoarele de exploatare sunt permise numai în circumstanțe excepționale și ar trebui să se limiteze la tehnologii care nu sunt tranzacționabile încă sau care nu sunt încă mature, cu condiția îndeplinirii unor condiții specifice. Această parte terță nu a fost de acord cu caracterul adecvat și necesitatea de a sprijini energia nucleară, pe care a considerat-o o tehnologie matură și neprofitabilă.

(328) Trei din șapte părți terțe au susținut că energia nucleară nu este o tehnologie adecvată pentru soluționarea problemelor legate de securitatea aprovizionării din cauza flexibilității reduse a centralelor nucleare, care trebuie să producă în mod continuu, deoarece o mare parte a modulării nu este de dorit.

6.2.1.2. Caracterul adecvat al proiectului CfD

(329) Cinci din șapte respondenți au împărtășit preocupările Comisiei cu privire la caracterul adecvat al proiectului CfD. Cele mai importante preocupări au fost: (i) conformitatea cu legislația UE, (ii) stabilirea prețului de exercitare în absența unei proceduri competitive (cum ar fi pentru parcurile eoliene offshore), (iii) stimulentele limitate pentru adaptarea producției la condițiile pieței, deoarece (în proiectul CfD inițial) pragul de reducere a producției este stabilit numai după 6 ore de prețuri negative pe piețele energiei electrice, (iv) alegerea prețului de referință.

(330) Cu toate acestea, o parte terță a recunoscut dificultățile cu care se confruntă operatorii nucleari în a reacționa la semnalele pieței din cauza capacităților limitate de modulare ale centralelor nucleare. În plus, o parte terță a susținut că, în ceea ce privește proiectul CfD, nu ar trebui să existe o soluție de tip „universal", iar statele membre ar trebui să aibă flexibilitatea de a adapta proiectul CfD în funcție de circumstanțe specifice. De exemplu, principiile de proiectare a CfD ar trebui să se aplice în mod diferit tehnologiilor nucleare în comparație cu sursele de energie intermitente și ar trebui recunoscut faptul că centralele nucleare servesc drept capacitate de bază.

(331) Comisia observă că niciuna dintre părțile terțe nu a formulat observații concrete cu privire la modul de îmbunătățire a proiectului CfD propus de statul belgian la momentul deciziei de inițiere a procedurii.

6.2.2. *Observații cu privire la proporționalitatea măsurii*

(332) Șase din șapte respondenți au susținut preocupările Comisiei exprimate în decizia de inițiere a procedurii cu privire la proporționalitatea măsurii.

6.2.2.1. Observații privind pachetul de măsuri financiare

(333) În general, cinci din șapte respondenți au considerat că pachetul de măsuri de remunerare financiară (inclusiv CfD, MOCP, mai multe împrumuturi) nu ar fi proporțional. Aceste părți terțe au fost de acord cu evaluarea preliminară a Comisiei din decizia de inițiere a procedurii, potrivit căreia pachetul de măsuri de remunerare financiară ar permite reducerea completă a riscurilor pentru Engie.

(334) Una dintre părți a susținut că guvernul belgian are poziția cea mai nefavorabilă în acest acord, cu o acumulare de angajamente financiare pentru a stimula Engie să participe la acord, întrucât riscurile sunt în cele din urmă suportate de contribuabilii belgieni.

(335) O parte a comparat acordul, la fel ca și Comisia, cu prelungirea anterioară a duratei de viață a Doel 1, Doel 2 și Tihange 1 în 2015 și a reamintit că această prelungire a duratei de viață a fost realizată fără ajutor de stat.

(336) În ceea ce privește remunerarea și calcularea ratei interne de rentabilitate (RIR), o parte terță a remarcat că, deși acest nivel de rentabilitate poate avea caracter tipic pentru industria nucleară, nivelul actual al RIR ar ignora numeroasele elemente de reducere a riscurilor incluse în acordul propus. Deși nu au fost furnizate indicații concrete cu privire la ceea ce ar implica o RIR proporțională, ar fi considerată necesară o ajustare în sens descrescător.

(337) Comisia remarcă un acord general între părțile terțe cu privire la necesitatea de a investiga cu atenție pachetul de măsuri de remunerare financiară.

6.2.2.2. Observații cu privire la acordul privind deșeurile

(338) Ca observație generală, o parte terță a reamintit că exploatarea centralelor nucleare generează substanțe cu durată lungă de viață și extrem de periculoase care nu apar în mod natural nicăieri pe pământ. Această parte a susținut că întregul cost al producției de energie electrică trebuie să includă un plan credibil de abordare a acestor substanțe după utilizarea lor pentru a produce energie.

(339) În ceea ce privește gestionarea deșeurilor nucleare, aceeași parte a susținut că depozitele geologice de adâncime nu pot constitui o depozitare sigură pe termen nedefinit, deoarece formațiunile geologice care au fost stabile pe perioade îndelungate din istoria Pământului pot deveni instabile pe termen lung, din cauza schimbărilor climatice sau a radiațiilor în sine. Prin urmare, principiul precauției sugerează depozitarea la suprafață sau în locuri ușor accesibile și reambalarea o dată la 50-100 de ani.

(340) În ceea ce privește aspectele economice ale acordului privind deșeurile, mai multe părți terțe au considerat că acordul este prea pozitiv pentru Engie, deoarece costurile de tratare a deșeurilor nucleare ar fi subestimate.

(341) Comisia observă că majoritatea părților terțe nu au furnizat informații concrete cu privire la partea din acordul privind deșeurile care are un caracter problematic, ce parametri ar trebui modificați și care ar fi valoarea rezonabilă și proporțională pentru acordul privind deșeurile. Doar o singură parte a susținut că Belgia ar trebui să ia în considerare și costurile de identificare a unui sit de depozitare a deșeurilor nucleare, însă nu a furnizat mai multe detalii.

6.2.3. *Observații primite cu privire la posibilele denaturări nejustificate ale concurenței și ale schimburilor comerciale dintre statele membre*

6.2.3.1. Impactul asupra surselor regenerabile de energie și asupra decarbonizării

(342) Șase din șapte părți terțe susțin că sprijinul pentru energia nucleară nu este favorabil climei, în pofida contribuției sale la reducerea emisiilor de CO2. Aceste părți terțe au subliniat că sprijinul pentru energia nucleară încetinește dezvoltarea surselor regenerabile de energie și nu contribuie la realizarea obiectivelor climatice. În special, au fost invocate următoarele argumente în acest sens:

(a) O parte terță și-a exprimat îngrijorarea cu privire la faptul că nivelul și forma subvențiilor publice pentru centralele nucleare din Doel și Tihange ar putea reduce stimulentele pentru extinderea energiei din surse regenerabile și, prin urmare, ar putea întârzia decarbonizarea sistemului energetic european și electrificarea economiei. O altă parte terță a subliniat că, întrucât producția de energie solară și eoliană va trebui să se adapteze la producția inflexibilă de energie nucleară, producția sa va fi dezavantajată. Această situație survine, în special, întrucât sursele regenerabile de energie sunt expuse concurenței, în timp ce statele membre absorb riscurile operatorilor nucleari.

(b) Unele părți terțe au susținut că energia nucleară nu poate constitui o strategie legitimă de decarbonizare a economiilor UE, deoarece energia nucleară nu este competitivă din punctul de vedere al costurilor, implică prea multe resurse limitate (nu numai financiare, ci și resurse umane și materiale) și suferă în mod sistematic de întârzieri.

(c) O parte terță a susținut că, deși tehnologia nucleară poate contribui într-o mai mare măsură la decarbonizare comparativ cu alte tehnologii, bilanțul general de mediu este negativ (de exemplu, din cauza depozitării definitive a deșeurilor nucleare).

(d) O parte terță a remarcat că ajutorul de stat acordat Engie ar putea afecta o multitudine de actori mai mici din viitorul sistem energetic descentralizat. Această parte a îndemnat Comisia să ia în considerare climatul de investiții pentru instalațiile solare și eoliene din Belgia, și anume alte tehnologii mai eficiente din punctul de vedere al costurilor care ar putea să nu necesite ajutor de stat, înainte de a bloca sume semnificative constând în ajutoare de stat pentru centralele nucleare. Această parte a solicitat totodată o evaluare a nevoii viitoare de energie electrică la sarcina de bază.

(343) În schimb, o parte terță nu a fost de acord cu argumentele prezentate mai sus și a susținut că energia nucleară joacă un rol important în atingerea obiectivelor climatice ale UE și în securitatea aprovizionării. Această parte a invitat Comisia să țină seama de complexitatea investițiilor în domeniul nuclear și să ofere statelor membre o anumită putere de apreciere pentru a alege un set de măsuri de ajutor adecvate în scopul de a sprijini investițiile în domeniul nuclear.

6.2.3.2. Lipsa procedurii de licitație și vânzarea de energie electrică nucleară

(344) O parte terță și-a exprimat regretul cu privire la faptul că propunerea de contract între statul belgian, Engie și Electrabel pentru prelungirea duratei de viață a Doel 4 și Tihange 3 a fost negociată fără organizarea unei proceduri de licitație. Potrivit respondentului, un portofoliu de surse regenerabile de energie la scară largă coroborat cu stocarea în baterii ar fi putut oferi un profil de generare a energiei electrice similar cu cel al energiei nucleare.

(345) În ceea ce privește vânzările de energie nucleară în cadrul acordului actual, un alt respondent a afirmat că serviciile de gestionare a energiei ar trebui furnizate de o parte independentă în cazul în care niciun ofertant câștigător nu poate fi contractat în cadrul unei proceduri de licitație.

6.2.4. *Alte observații formulate de părți terțe*

(346) O parte terță a susținut că utilizarea energiei nucleare pentru producerea de energie electrică încalcă principiul „poluatorul plătește” și principiul precauției prevăzute la articolul 191 din TFUE.

(347) Mai multe părți terțe și-au exprimat îngrijorarea cu privire la aspectele de securitate legate de exploatarea tehnologiei nucleare.

(a) Una dintre părți a considerat că accidentele majore la nivelul centralelor nucleare nu pot fi excluse, ceea ce ar avea implicații și pentru alte state membre.

(b) La un nivel mai general, aceeași parte a considerat că pericolul pe care îl prezintă centralele nucleare în conflictele armate a devenit recent evident, întrucât infrastructura nucleară civilă nu este, în principiu, concepută pentru a contracara efectele directe și indirecte ale evenimentelor de război. Ca atare, centralele nucleare pot deveni ținte potențiale, a căror distrugere ar putea cauza contaminarea radioactivă, care nu numai că reprezintă un risc enorm de securitate, ci poate destabiliza și aprovizionarea cu energie a unei țări.

(c) O altă parte a susținut că orice prelungire a duratei de viață a unei centrale nucleare, în pofida oricăror modernizări și îmbunătățiri în materie de securitate, implică riscuri sporite de efecte negative legate de calitatea și fiabilitatea componentelor unor astfel de reactoare nucleare, care sunt reduse în timp. Potrivit acestei părți, uzura conduce la o tendință de funcționare defectuoasă a componentelor reactoarelor puternic poluate și de creștere a perturbărilor operaționale.

(d) Una dintre părți a reamintit că disponibilitatea uraniului și a toriului este în continuare limitată și că dependența statelor membre ale UE de importurile de minereuri de uraniu este de aproape 100 %. Această parte respinge ideea unui „ciclu al combustibilului”, cu atât mai mult cu cât reprocesarea combustibilului uzat nu poate fi repetată cât mai des posibil și afirmă că reprocesarea prezintă riscuri semnificative în materie de siguranță, sănătate, mediu și proliferare.

(348) O parte terță a susținut că are motive de îngrijorare cu privire la efectuarea evaluării impactului asupra mediului. În special, aceasta a afirmat că în cadrul consultării publice nu ar fi fost luate în considerare întrebări-cheie privind îmbunătățirile necesare în materie de siguranță și gestionarea uzurii. Partea în cauză a afirmat că a prezentat o poziție extinsă cu privire la această chestiune, care nu a fost luată în considerare.

(349) În cele din urmă, o parte terță a reamintit că, deși unul dintre argumentele prezentate de Belgia pentru a realiza proiectul LTO este reducerea dependenței sale de Rusia în ceea ce privește gazele naturale, industria nucleară europeană depinde în continuare în foarte mare măsură de Rusia pentru combustibilul său nuclear, deoarece Rusia joacă un rol esențial atât în producția, cât și în reprocesarea uraniului. Potrivit acestui respondent, găsirea unor surse alternative de gaze naturale ar constitui un proces mai ușor decât eliminarea Rusiei din poziția sa actuală în cadrul industriei nucleare europene.

7. **RĂSPUNSUL BELGIEI LA RĂSPUNSUL PĂRȚILOR TERȚE**

(350) Autoritățile belgiene au transmis răspunsul lor la observațiile prezentate de părțile terțe la 30 octombrie 2024.

(351) În general, statul belgian a salutat opiniile exprimate, dar a considerat că o serie de aspecte invocate sunt de natură pur politică, au caracter vag ori sunt bazate pe o înțelegere eronată a proiectului LTO.

(352) În plus, Belgia a explicat că majoritatea problemelor ridicate fuseseră deja abordate în comunicările sale anterioare și în răspunsul său la decizia de inițiere a procedurii. În continuare sunt prezentate principalele argumente furnizate de Belgia ca răspuns la preocupările exprimate de părțile terțe. Vor fi evidențiate în special răspunsurile la observațiile direct relevante pentru evaluarea ajutorului de stat.

(353) În ceea ce privește criticile formulate de unele părți terțe cu privire la faptul că ar fi trebuit luate în considerare alte mecanisme de finanțare sau alte tehnologii de producție [cum ar fi procedura de licitație pentru profilul de producere a energiei electrice deschisă altor producători de energie, utilizarea mecanismului belgian de asigurare a capacității (CM), investițiile în sursele regenerabile de energie la scară largă și stocarea în baterii], Belgia a oferit următoarele răspunsuri:

(a) Belgia a făcut referire la costurile de investiții importante implicate în proiectele nucleare și la existența unor disfuncționalități suplimentare ale pieței în comparație cu alte tehnologii (a se vedea considerentul 39), ceea ce face imposibilă finanțarea proiectului LTO prin intermediul mecanismului belgian de asigurare a capacității. În plus, Belgia a susținut că un mecanism de licitație, cum ar fi licitațiile din Belgia având ca obiect CM, nu reprezintă un instrument adecvat pentru finanțarea producției de energie nucleară, astfel încât unitățile LTO necesită un pachet de sprijin specific.

(b) Belgia a reamintit că, în conformitate cu articolul 194 alineatul (2) din TFUE, statele membre au autonomia de a-și elabora politicile energetice, inclusiv opțiunea de a încorpora energia nucleară în mixul lor energetic, și că o combinație diversă de metode de producție a energiei este esențială pentru menținerea unei rețele de energie electrică fiabile și echilibrate. Belgia a decis în 2022 că respectivele capacități nucleare ar trebui să facă parte din mixul energetic belgian pentru încă zece ani, iar această decizie privind mixul energetic nu poate depinde de rezultatul unei licitații.

(c) În plus, Belgia a subliniat că numai Electrabel poate exploata în mod rezonabil unitățile LTO în calitate de proprietar (majoritar) actual al unităților LTO și unic operator al centralelor nucleare din Belgia. Belgia a reamintit că accesul la capacitatea de producție nucleară necesită un know-how special, inclusiv specific fiecărei țări, care nu este disponibil pentru toți actorii de pe piață și că o licitație în cazul de față nu ar fi furnizat rezultate semnificative, deoarece niciun alt operator în afară de Electrabel nu ar fi putut fi selectat.

(354) În ceea ce privește observațiile părților terțe cu privire la pachetul de diferite măsuri (sprijin financiar, acordul privind deșeurile) pentru sprijinirea proiectului LTO, care ar fi excesive, neconforme cu stimulentele pieței și disproporționate, Belgia susține că acordurile includ diverse mecanisme care vor încuraja BE-NUC să răspundă cât mai mult posibil la semnalele pieței, în limitele tehnice ale centralelor. În special:

(a) În ceea ce privește CfD, Belgia a reiterat faptul că proiectul CfD este modelat de constrângerile de natură tehnică, de reglementare și economice ale unităților LTO. Acesta dispune de un mecanism de partajare a pierderilor/câștigurilor, cu o RIR cuprinsă între 6 % și 8 %, care stimulează BE-NUC în ceea ce privește următoarele: (i) să își optimizeze structura costurilor înainte de stabilirea și revizuirea prețului de exercitare, (ii) să maximizeze producția centralelor atunci când se preconizează prețuri ridicate, iar sistemul de energie electrică se apropie de deficit (de exemplu, pe timp de iarnă), (iii) să atenueze potențialele profituri excepționale, (iv) să declanșeze modulări în cazul unor perioade prelungite de prețuri negative și (v) să se asigure că întreruperile planificate pentru operațiuni pe termen lung, întreținere și realimentare au fost programate în timpul verii, când prețurile tind să fie la cel mai scăzut nivel.

(b) În ceea ce privește combinarea mai multor submăsuri financiare pe lângă CfD, Belgia a susținut că aceste măsuri sunt limitate la minimul necesar și că fiecare acoperă riscurile specifice legate de proiectul LTO (și, prin urmare, sunt complementare). Belgia a reamintit că: (i) MOCP și împrumuturile SDC sunt esențiale pentru a se asigura că BE-NUC generează fluxuri de numerar suficiente pentru a plăti operatorul și pentru a menține viabilitatea operațională pe termen lung și (ii) structura întreprinderii comune, împrumuturile din partea acționarilor și facilitatea de capital circulant sunt concepute pentru a avea condiții identice atât pentru statul belgian, cât și pentru Electrabel în calitatea lor de acționari și vor fi încheiate în condiții de piață.

(c) Belgia a susținut că proiectul LTO nu contravine principiului „poluatorul plătește” și principiului precauției și a reamintit că s-a constatat deja că proiecte nucleare similare din Germania și Regatul Unit, atât în ceea ce privește mecanismele de finanțare, cât și sistemul de limitare a deșeurilor, respectă principiul „poluatorul plătește” și principiul precauției și, în consecință, au fost aprobate de Comisie.

(d) În ceea ce privește acordul privind deșeurile, Belgia a susținut că responsabilitățile în cauză în materie de deșeuri nucleare vor fi transferate statului belgian prin plata unei sume forfetare de 15 miliarde EUR, a cărei valoare a fost stabilită pe baza unei metodologii solide și a contribuțiilor experților. Belgia a subliniat, de asemenea, că răspunderea finală pentru gestionarea în condiții de siguranță a combustibilului uzat și a deșeurilor nucleare radioactive revine statelor membre și este un principiu fundamental, consacrat la articolul 4 alineatul (1) din Directiva 2011/70/Euratom a Consiliului ([125]).

(355) În ceea ce privește observațiile părților terțe cu privire la obstacolele în calea dezvoltării energiei din surse regenerabile, Belgia a susținut că cererea de energie electrică va continua să crească, creând oportunități pentru toate tipurile de producție de energie electrică. Belgia și-a subliniat, de asemenea, intențiile de a dezvolta și de a sprijini dezvoltarea în continuare a sectorului energiei din surse regenerabile.

(356) În ceea ce privește observația părților terțe privind evaluarea impactului asupra mediului, Belgia a susținut că a fost efectuată o evaluare a impactului asupra mediului al proiectului LTO la inițiativa FPS Economie și că aceasta a fost organizată în deplină conformitate cu legislația belgiană și cu Convenția de la Aarhus ([126]). În plus, Belgia a subliniat că toate normele privind achizițiile publice au fost respectate de autoritățile belgiene și de Engie.

(357) În ceea ce privește preocupările terților cu privire la vânzările de energie electrică din producția de energie nucleară, Belgia a subliniat că sunt instituite garanții specifice pentru a asigura garanții suplimentare în ceea ce privește partenerul EMSA. Belgia a subliniat că Engie va fi exclusă din procedura de selecție și de luare a deciziilor și că se vor lua suficiente măsuri pentru a evita conflictele de interese atunci când GEMS va participa la licitația EMSA.

(358) În ceea ce privește observația referitoare la dependența continuă de Rusia, potrivit celor susținute de Belgia, contractele de aprovizionare ale Synatom negociate sau în curs de negociere sub supravegherea Agenției de Aprovizionare a Euratom exclud în mod explicit furnizorii de uraniu natural și serviciile de conversie din Rusia.

8. **EVALUAREA MĂSURII**

8.1. **Existența ajutorului de stat**

(359) În conformitate cu articolul 107 alineatul (1) din TFUE, sunt incompatibile cu piața internă ajutoarele acordate de state sau prin intermediul resurselor de stat, sub orice formă, care denaturează sau amenință să denatureze concurența prin favorizarea anumitor întreprinderi sau a producerii anumitor bunuri, în măsura în care acestea afectează schimburile comerciale dintre statele membre.

(360) O măsură constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE dacă îndeplinește patru condiții cumulative. În primul rând, măsura trebuie să fie finanțată de stat sau prin intermediul resurselor de stat. În al doilea rând, măsura trebuie să confere un avantaj unui beneficiar. În al treilea rând, măsura trebuie să favorizeze anumite întreprinderi sau activități economice (adică trebuie să existe un anumit grad de selectivitate). În al patrulea rând, măsura trebuie să fie susceptibilă să afecteze schimburile comerciale între statele membre și să denatureze concurența pe piața internă.

([125]) Directiva 2011/70/Euratom a Consiliului din 19 iulie 2011 de instituire a unui cadru comunitar pentru gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive (JO L 199, 2.8.2011, p. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Convenția CEE-ONU privind accesul la informații, participarea publicului la luarea deciziilor și accesul la justiție în problemele de mediu, cunoscută în general sub denumirea de Convenția de la Aarhus. Convenția de la Aarhus este un acord multilateral de mediu prin care posibilitățile cetățenilor de a avea acces la informațiile despre mediu sunt sporite și transparente și se asigură o procedură de reglementare fiabilă.

(361) În secțiunea 4.1.1 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a explicat că cele trei componente ale măsurii notificate au fost planificate împreună și sunt inseparabile una de alta. În conformitate cu punctul 81 din Comunicarea Comisiei privind noțiunea de ajutor de stat, măsuri diferite pot fi considerate drept „o singură intervenție". O astfel de situație poate apărea printre altele atunci când mai multe intervenții consecutive sunt, în special având în vedere succesiunea lor în timp, finalitatea lor și situația întreprinderii la momentul acestor intervenții, atât de strâns legate între ele încât este imposibilă separarea lor ([127]). De exemplu, o serie de intervenții ale statului care au loc în legătură cu aceeași întreprindere, într-o perioadă de timp relativ scurtă, sunt legate între ele sau au fost toate planificate sau previzibile la momentul primei intervenții pot să fie evaluate drept o singură intervenție ([128]).

(362) Comisia a explicat în considerentele 204 și 208 din decizia de inițiere a procedurii că cele trei componente ale măsurii, inclusiv toate subcomponentele acestora, vizau împreună prelungirea duratei de viață a unităților LTO, întrucât acestea au fost planificate împreună, au același obiectiv și sunt stabilite prin același acord, și anume acordul de punere în aplicare din 13 decembrie 2023 (a se vedea considerentul 24), același act legislativ, și anume Legea Phoenix privind securitatea aprovizionării cu energie și reforma sectorului energiei nucleare (a se vedea secțiunea 3.5.2), precum și faptul că toate sunt furnizate de aceeași autoritate care acordă ajutorul, și anume statul belgian. În plus, prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare și, prin urmare, a proiectului LTO, a fost inițiată de guvernul belgian, iar participarea Engie și Electrabel la acord a fost condiționată de obținerea unui nivel adecvat de remunerare, de o garanție împotriva modificărilor juridice privind producția de energie electrică din surse nucleare și de reducerea suplimentară a riscurilor în ceea ce privește costul deșeurilor nucleare (a se vedea considerentul 23). Prin urmare, fiecare dintre cele trei componente ale măsurii notificate, inclusiv subcomponentele acestora, sunt strâns legate între ele și ar fi fost imposibil să fie separate, întrucât împreună constituie o condiție necesară pentru participarea Engie și Electrabel la proiectul LTO.

(363) Având în vedere cele de mai sus, Comisia a constatat că cele trei componente ar trebui examinate împreună ca o singură intervenție. Cele trei componente sunt interdependente și au efecte care se consolidează reciproc în ceea ce privește performanța proiectului LTO. De asemenea, Comisia a făcut constatarea preliminară, care se aplică celor trei componente ale măsurii luate împreună, că intervenția ar implica un ajutor de stat, întrucât a fost acordată din resurse de stat imputabile statului belgian, că măsura ar conferi un avantaj economic selectiv și că este susceptibilă să afecteze schimburile comerciale dintre statele membre și să denatureze concurența pe piața internă.

(364) Comisia nu a identificat niciun motiv pentru a-și modifica evaluarea în aceste privințe pe parcursul procedurii oficiale de investigare. Întrucât cele trei componente ale măsurii au fost planificate împreună, au același obiectiv, sunt stabilite prin același acord și aceeași lege, sunt furnizate de aceeași autoritate care acordă ajutorul și toate cele trei au fost necesare pentru a convinge Engie și Electrabel să participe la proiectul LTO, Comisia consideră că acestea fac parte dintr-o singură intervenție și ar trebui examinate împreună ca o singură intervenție.

8.1.1. *Imputabilitatea și existența resurselor de stat*

(365) Pentru ca măsurile să fie calificate drept ajutoare în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE, acestea trebuie să fie acordate direct sau indirect prin intermediul resurselor de stat.

(366) Astfel cum se explică în considerentul 213 din decizia de inițiere a procedurii, combinația de submăsuri în cadrul proiectului LTO, astfel cum este descrisă în secțiunea 3 din prezenta decizie, a fost decisă de statul belgian (în acord cu Engie) la momentul semnării acordului de punere în aplicare, la 13 decembrie 2023. În plus, proiectul LTO implică crearea unei entități deținute parțial de stat (BE-NUC), iar autoritatea care acordă ajutorul este statul belgian.

([127]) Hotărârea din 19 martie 2013, Bouygues și Bouygues Télécom/Comisia și alții, cauzele conexate C-399/10 P și C-401/10 P, EU:C:2013:175, punctul 104; Hotărârea din 13 septembrie 2010, Grecia și alții/Comisia, cauzele conexate T-415/05, T-416/05 și T-423/05, EU:T:2010:386, punctul 177; Hotărârea din 15 septembrie 1998, BP Chemicals/Comisia, T-11/95, EU:T:1998:199, punctele 170 și 171.

([128]) Hotărârea din 15 decembrie 2021, Oltchim SA/Comisia, T-565/19, EU:T:2021:904, punctele 93-197.

(367) Astfel cum se explică în considerentul 214 din decizia de inițiere a procedurii, proiectul LTO constă într-o serie de submăsuri care implică un transfer de resurse de stat în beneficiul BE-NUC, nou-înființata întreprindere comună deținută de statul belgian și Electrabel. În special, un CfD sprijinit de stat, care permite întreprinderii comune să primească o remunerație complementară în cazul în care prețurile pieței ar conduce la o scădere a veniturilor din exploatare, expune statul la un transfer de resurse de stat în beneficiul întreprinderii comune.

(368) Pe baza motivelor expuse mai sus, Comisia concluzionează că măsura este acordată prin intermediul resurselor de stat și este imputabilă statului în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

8.1.2. *Avantajul economic selectiv*

(369) Se consideră că o măsură este selectivă atunci când aceasta favorizează numai anumite întreprinderi sau producția anumitor bunuri. Comisia reiterează faptul că măsura în cauză, inclusiv diversele sale subcomponente, evaluate atât împreună, cât și separat, conferă un avantaj selectiv în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

(370) Astfel cum se explică în considerentul 217 din decizia de inițiere a procedurii, proiectul LTO, inclusiv cele trei componente ale măsurii notificate, vizează prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare cu scopul de a oferi energie electrică pe piața energiei și, prin urmare, de a contribui la securitatea aprovizionării. Măsura va oferi principalilor beneficiari, Electrabel și Luminus, precum și BE-NUC, un avantaj specific: (i) care nu este pus la dispoziția altor operatori din domeniul energiei în situații similare de drept și de fapt, având în vedere obiectivul și efectele măsurii (de a oferi finanțare și venituri stabile pentru a prelungi durata de viață a două reactoare nucleare și pentru a garanta securitatea aprovizionării cu energie electrică în Belgia) și (ii) pe care aceștia nu l-ar fi obținut în condiții normale de piață și în lipsa unui acord specific privind diferitele componente ale măsurii. Acest avantaj este selectiv prin faptul că favorizează proprietarii și operatorul unităților LTO, care se află într-o situație de fapt și de drept comparabilă cu cea a altor furnizori de capacitate de producție care nu au posibilitatea de a exploata centrale nucleare în Belgia, dar care pot contribui, de asemenea, la securitatea aprovizionării (cum ar fi centralele pe gaz, operatorii de consum dispecerizabil, furnizorii de servicii de depozitare).

(371) În plus, astfel cum se explică în considerentul 218 din decizia de inițiere a procedurii, multe dintre submăsurile individuale care fac parte din proiectul LTO conferă un avantaj economic selectiv Electrabel și/sau Luminus (și societăților contribuitoare, după caz). De exemplu, RA din componenta 1 include un contract bidirecțional pentru diferență, care stabilește un flux fix de venituri pentru producția de energie electrică din surse nucleare, protejând astfel proprietarii centralelor de riscurile de piață. Statul belgian furnizează, de asemenea, un împrumut din partea acționarilor, împrumuturi SDC și cheltuieli de funcționare și plăți de capital minime pentru a acoperi costurile de înființare a unităților LTO și potențiala lor lipsă de profitabilitate. Aceste împrumuturi și acorduri nu sunt disponibile pentru alți concurenți și, prin urmare, conferă un avantaj economic selectiv Electrabel, ca parte a BE-NUC, și Luminus. Componenta 3 oferă Engie și Luminus protecție pentru recuperarea costurilor în cazul unei modificări a legislației sau a politicii, reducând astfel riscul de investiție și transferându-l către stat și conferind un beneficiu economic care nu ar fi putut fi obținut în condiții normale de piață și care nu este disponibil pentru alți operatori de pe piață.

(372) Belgia susține că procedura de licitație a EMSA se va desfășura în conformitate cu Legea belgiană privind achizițiile publice din 17 iunie 2016 și cu Decretul regal din 18 iunie 2017 privind achizițiile publice în sectoarele utilităților publice. Partenerul EMSA va fi selectat printr-o procedură de licitație deschisă, transparentă, nediscriminatorie și necondiționată. Procedura competitivă de licitație a EMSA, care utilizează și respectă procedurile prevăzute în directivele privind achizițiile publice, garantează că tranzacția, în acest caz achiziționarea de servicii de gestionare a energiei, respectă condițiile de piață și exclude orice avantaj acordat administratorului de energie. Prin urmare, proiectul LTO nu conferă un avantaj selectiv partenerului EMSA.

(373) Pe baza motivelor expuse mai sus, Comisia concluzionează că proiectul LTO conferă un avantaj economic selectiv beneficiarilor măsurii.

8.1.3. *Riscul denaturării nejustificate a concurenței și efectele asupra schimburilor comerciale*

(374) Astfel cum a subliniat Comisia în considerentul 221 din decizia de inițiere a procedurii, piața energiei electrice a fost liberalizată, iar producătorii de energie electrică sunt implicați în schimburi comerciale între statele membre, astfel încât un avantaj acordat producătorilor de energie electrică nucleară va denatura probabil concurența și va afecta schimburile comerciale dintre statele membre. Energia electrică din surse nucleare este, în general, vândută pe piața internă a energiei electrice unde intră în concurență cu toate sursele de energie electrică, inclusiv cu cele din alte state membre. În plus, piața belgiană a energiei electrice este foarte bine interconectată în regiunea de calcul al capacității CORE.

(375) Prin urmare, Comisia își reiterează poziția potrivit căreia avantajul acordat beneficiarilor prin intermediul proiectului LTO amenință să denatureze concurența și să afecteze schimburile comerciale între statele membre.

8.1.4. *Concluzie privind existența ajutorului*

(376) Potrivit concluziilor Comisiei, componenta 1, componenta 2 și componenta 3 ale măsurii notificate (denumite împreună proiectul LTO), ca măsuri diferite referitoare la o singură intervenție a statului, implică ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

8.2. **Legalitatea ajutorului**

(377) Astfel cum a subliniat Comisia în considerentul 224 din decizia de inițiere a procedurii, măsura a fost notificată Comisiei la 21 iunie 2024 și nu a fost pusă în aplicare până în prezent. Belgia a confirmat că nicio lucrare efectivă, în afară de lucrările pregătitoare care fac parte din activitățile de dezvoltare din cadrul JDA++, nu va fi executată înainte de încheierea tranzacției. Încheierea tranzacției și punerea în aplicare a măsurii sunt condiționate de aprobarea măsurii de către Comisie, întrucât aprobarea ajutorului de stat este o condiție prealabilă pentru implementarea acordului de punere în aplicare.

(378) Prin urmare, autoritățile belgiene și-au îndeplinit obligațiile de notificare și de standstill în temeiul articolului 108 alineatul (3) din TFUE.

8.3. **Compatibilitatea măsurii cu piața internă**

(379) Având în vedere că s-a constatat faptul că măsura implică un ajutor de stat, Comisia a examinat în continuare dacă măsura ar putea fi considerată compatibilă cu piața internă.

8.3.1. *Temeiul juridic pentru evaluare*

(380) Comisia a evaluat măsura notificată pe baza articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE, care prevede că Comisia poate declara compatibile „*ajutoarele destinate să faciliteze dezvoltarea anumitor activități sau a anumitor regiuni economice, în cazul în care acestea nu modifică în mod nefavorabil condițiile schimburilor comerciale într-o măsură care contravine interesului comun*”.

8.3.2. *Condiția pozitivă: dezvoltarea unei activități economice*

8.3.2.1. *Contribuția la dezvoltarea unei activități economice*

(381) Articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE prevede că Comisia poate declara compatibile „ajutoarele destinate să faciliteze dezvoltarea anumitor activități sau a anumitor regiuni economice, în cazul în care acestea nu modifică în mod nefavorabil condițiile schimburilor comerciale într-o măsură care contravine interesului comun”. Prin urmare, pentru ca ajutoarele să fie compatibile în temeiul dispoziției respective din tratat, acestea trebuie să contribuie la dezvoltarea anumitor activități economice ([129]).

(382) Intervenția statului poate fi necesară pentru a facilita sau a stimula dezvoltarea anumitor activități economice care, în absența ajutorului, nu s-ar dezvolta sau nu s-ar dezvolta în același ritm sau în aceleași condiții.

([129]) Hotărârea din 22 septembrie 2022, Austria/Comisia, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punctele 20 și 24.

(383) Belgia susține că toate cele trei componente ale măsurii reduc principalii factori de risc care apar în investițiile în active de producere a energiei nucleare. Astfel cum s-a explicat în secțiunea 3.1 din prezenta decizie și în secțiunea 2.3 din decizia de inițiere a procedurii, scopul măsurii notificate este de a permite investițiile în două reactoare nucleare existente pentru a asigura funcționarea acestora pentru o perioadă prelungită de 10 ani (în special prin componenta 1 a măsurii, a se vedea secțiunea 3.3.1), contribuind astfel la securitatea aprovizionării în Belgia și asigurând finanțarea pe termen lung a deșeurilor nucleare și a combustibilului nuclear uzat (în special prin componenta 2 a măsurii, a se vedea secțiunea 3.3.2). În plus, Belgia susține că protecția juridică (prin componenta 3 a măsurii, a se vedea secțiunea 3.3.3) este necesară pentru a continua proiectul LTO prin reducerea anumitor riscuri care sunt considerate a fi în afara controlului investitorului.

(384) Comisia reamintește că, în ceea ce privește Curtea de Justiție, aceasta a recunoscut dezvoltarea de noi capacități nucleare ca activitate economică în sensul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE ([130]) și a stabilit că articolul 107 din TFUE poate fi aplicat investițiilor în producerea de energie nucleară ([131]). Întrucât proiectul LTO contribuie la dezvoltarea producției de energie electrică din surse de energie nucleară în Belgia, acesta contribuie la dezvoltarea unei activități economice în Belgia.

(385) Prin urmare, Comisia consideră că măsura facilitează dezvoltarea unei anumite activități economice, astfel cum impune articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.

8.3.2.2. Efectul stimulativ

(386) Se poate considera că ajutorul de stat facilitează o activitate economică numai dacă are un efect stimulativ. Un efect stimulativ apare atunci când ajutorul stimulează beneficiarul să își schimbe comportamentul în direcția dezvoltării activității economice vizate de ajutor și dacă această schimbare de comportament nu ar avea loc altfel în absența ajutorului.

(387) Astfel cum s-a explicat în considerentele 5 și 6 din decizia de inițiere a procedurii și în considerentele 19 și 23 din prezenta decizie, Belgia a clarificat faptul că, în absența ajutorului, Engie nu ar avea stimulentele necesare pentru a continua să investească în dezvoltarea capacității de producere a energiei electrice nucleare, în special deoarece, înainte de decizia guvernului belgian privind proiectul LTO din martie 2022, Belgia intenționa să elimine complet energia nucleară (a se vedea secțiunea 2.2). În plus, Belgia a explicat că există disfuncționalități importante ale pieței legate de investițiile în resursele de producere a energiei în general și în producția de energie nucleară în special (a se vedea secțiunea 3.1). Este puțin probabil ca investițiile în energia nucleară fără sprijin din partea statului să fie profitabile din cauza incertitudinii evoluțiilor de pe piața energiei electrice, în special în cazul unei prelungiri a duratei de viață pentru o perioadă limitată de 10 ani.

(388) Astfel cum se explică în considerentul 19 din prezenta decizie și în considerentul 5 din decizia de inițiere a procedurii, Engie își anunțase deja planurile de a părăsi sectorul nuclear din Belgia și și-a adaptat comunicarea și strategia în consecință. Ca răspuns la consultarea publică legată de decizia de inițiere a procedurii, Engie a confirmat că nu există nicio îndoială că Electrabel nu ar fi continuat operațiunile unităților LTO în absența proiectului LTO, inclusiv a celor trei componente (a se vedea secțiunea 5.1.2).

(389) Belgia susține, de asemenea, că activitățile de dezvoltare desfășurate ca urmare a încheierii JDA++ înainte de încheierea tranzacției sunt doar lucrări pregătitoare și studii de fezabilitate și că nu vor fi întreprinse lucrări efective înainte de încheierea oficială a tranzacției (a se vedea secțiunea 3.3.1.1).

(390) Comisia consideră că toate componentele măsurii au același obiectiv specific și sunt toate necesare pentru ca proiectul LTO să continue.

(a) Mecanismele de sprijin financiar din cadrul componentei 1 a măsurii notificate sunt necesare pentru a reduce riscurile aferente proiectului LTO și pentru a acoperi costurile de investiții ale acestuia, inclusiv un profit rezonabil, în special deoarece – în contextul juridic actual – operatorul nuclear trebuie să înceteze din nou activitățile nucleare după prelungirea duratei de viață cu 10 ani, ceea ce creează un nivel și mai ridicat de incertitudine în ceea ce privește veniturile din producția de energie nucleară.

([130]) *Ibidem*, punctul 63.
([131]) *Ibidem*, punctul 32.

(b) Acordul privind deșeurile din cadrul componentei 2 a măsurii și acordul privind protecția juridică în cazul unei modificări a legislației privind generarea de energie nucleară (componenta 3) au fost, de asemenea, solicitate de Engie și Electrabel înainte de a lua în considerare implicarea acestora în proiectul LTO și reluarea activității nucleare în Belgia.

(391) Având în vedere cele de mai sus, Comisia consideră că măsura are un efect stimulativ, deoarece determină beneficiarii să se implice într-o activitate economică pe care nu ar desfășura-o în absența măsurii.

8.3.2.3. Respectarea dispozițiilor relevante ale dreptului Uniunii

(392) Astfel cum se explică în decizia de inițiere a procedurii, Curtea de Justiție a statuat în cauza Hinkley Point C ([132]) că „un ajutor de stat care încalcă dispoziții sau principii generale ale dreptului Uniunii nu poate fi declarat compatibil cu piața internă". În ceea ce privește în mod special energia nucleară, Curtea de Justiție a clarificat faptul că, pentru sectorul respectiv „care intră sub incidența Tratatului Euratom, un ajutor de stat în favoarea unei activități economice care aparține acestui sector și a cărui examinare ar dovedi că încalcă norme de drept al Uniunii în materie de mediu nu poate fi declarat compatibil cu piața internă în temeiul acestei dispoziții".

(393) În plus, Curtea de Justiție a subliniat că legislația secundară, cum ar fi Directiva 2011/92/UE, în temeiul căreia anumite proiecte fac obiectul unei evaluări a impactului asupra mediului, se aplică centralelor nucleare și altor reactoare nucleare.

(394) Curtea a clarificat, de asemenea, că investițiile în energia nucleară nu sunt excluse de articolul 194 din TFUE privind politica Uniunii în domeniul energiei ([133]). Potrivit jurisprudenței ([134]), întrucât alegerea includerii energiei nucleare în mixul energetic aparține, potrivit TFUE, statelor membre, rezultă că obiectivele și principiile dreptului Uniunii în materie de mediu și obiectivele urmărite de Tratatul Euratom nu sunt în contradicție, așa încât principiile protecției mediului, precauției, „poluatorul plătește" și durabilității nu pot fi considerate ca opunându-se, în orice împrejurări, acordării de ajutoare de stat în favoarea construirii sau a exploatării unei centrale nucleare.

(395) Astfel, faptul că măsura privește energia nucleară nu o face incompatibilă cu piața internă. Belgia a optat pentru energia nucleară pentru a aborda preocupările legate de securitatea aprovizionării și pentru a contribui la decarbonizarea mixului său energetic (a se vedea secțiunile 2.3 și 2.4).

(396) Astfel cum se menționează în considerentul 240 din decizia de inițiere a procedurii și în considerentul 222 din prezenta decizie, Belgia a explicat că dezvoltarea proiectului LTO a fost precedată de un proces amplu și deschis de evaluare a impactului asupra mediului, desfășurat în conformitate cu cerințele legislației secundare a UE ([135]). Ca reacție la un comentariu al unei părți terțe în această privință (a se vedea considerentul 348), Belgia a reiterat faptul că a fost efectuată o evaluare a impactului proiectului LTO asupra mediului la inițiativa FPS Economie din Belgia și că aceasta a fost organizată în deplină conformitate cu legislația belgiană și cu Convenția de la Aarhus (a se vedea considerentul 356). Prin urmare, Comisia nu are niciun indiciu că proiectul LTO încalcă dispozițiile legislației de mediu a UE.

(397) Proiectul LTO a fost comunicat Comisiei, iar autoritățile belgiene l-au notificat în temeiul articolului 41 din Tratatul Euratom.

(398) Nu este exclus faptul că Electrabel va trebui să execute lucrări de construcție pentru a alinia unitățile LTO la cerințele impuse de autoritatea competentă în materie de securitate. Conform jurisprudenței, „atunci când Comisia aplică o procedură în materie de ajutoare de stat, aceasta are obligația, în temeiul economiei generale a tratatului, să

([132]) Hotărârea din 22 septembrie 2022, Austria/Comisia, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punctele 44 și 45.
([133]) Hotărârea din 22 septembrie 2022, Austria/Comisia, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punctele 48 și 49.
([134]) *Ibidem*, punctul 49.
([135]) Directiva 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (JO L 26, 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

respecte coerența dintre dispozițiile care reglementează ajutoarele de stat și alte dispoziții specifice decât cele privind ajutoarele de stat și, astfel, să aprecieze compatibilitatea ajutorului în cauză cu aceste dispoziții specifice. Cu toate acestea, o astfel de obligație se impune Comisiei numai în ceea ce privește modalitățile unui ajutor atât de indisociabil legate de obiectul ajutorului, încât nu ar fi posibil să fie analizate în mod izolat. […] În schimb, dacă modalitatea în cauză poate fi disociată de obiectul ajutorului, Comisia nu are obligația să aprecieze conformitatea sa potrivit altor dispoziții decât cele privind ajutoarele de stat în cadrul procedurii prevăzute de articolul 108 TFUE" ([136]). În hotărârea sa privind ajutorul de stat pentru centrala nucleară Paks II, Tribunalul a confirmat că Comisia nu este obligată să verifice dacă orice aspect al unei măsuri de ajutor sau orice element referitor la un ajutor – în lipsa unei legături indisociabile cu acesta – este conform cu dreptul Uniunii ([137]). În cauza respectivă, Tribunalul a observat, de asemenea, că „[d]esfășurarea unei proceduri de atribuire a unui contract de achiziții publice și eventuala recurgere la o altă întreprindere pentru construirea reactoarelor nu ar modifica în mod nefavorabil nici obiectul ajutorului [...], nici beneficiarul ajutorului [...]" ([138]).

(399) Astfel cum s-a menționat în considerentul 243 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia consideră că evaluarea compatibilității măsurii notificate ar putea fi afectată de o posibilă neconformitate cu Directiva 2014/25/UE dacă ar produce denaturări suplimentare nejustificate ale concurenței și ale schimburilor comerciale pe piața energiei electrice (piața pe care beneficiarii își desfășoară activitatea). Comisia observă că Directiva 2014/25/UE este relevantă în ceea ce privește atribuirea directă a lucrărilor (potențiale) de construcție pentru unitățile LTO către anumite întreprinderi.

(400) În cazul de față, chiar dacă Electrabel a subcontractat integral sau parțial lucrările de construcție (potențiale) legate de proiectul LTO care ar putea face obiectul Regulamentului privind achizițiile publice, Comisia consideră că nu există o „legătură indisolubilă" între ajutor și aspectele legate de achizițiile publice, deoarece este posibil ca acestea să fie evaluate separat. Măsura notificată sprijină prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare, indiferent de modul în care este ales viitorul (viitorii) contractant (contractanți). De asemenea, punerea în aplicare a ajutorului notificat nu depinde de aplicarea exactă a normelor privind achizițiile publice. Prin urmare, exploatarea unităților LTO și condițiile de comercializare a energiei electrice pot fi separate de aspectele legate de achizițiile publice privind lucrările de reabilitare a reactoarelor nucleare. Astfel, Comisia poate evalua măsura fără a evalua aspectele legate de achizițiile publice ale lucrărilor de reabilitare, deoarece aceste aspecte nu sunt legate în mod indisolubil nici de activitatea economică promovată de ajutor, nici de modalitățile acesteia.

(401) În ceea ce privește EMSA, Belgia susține că o licitație publică este în curs pentru selectarea unui partener al EMSA și că procedura de licitație respectă normele legislației belgiene privind achizițiile publice (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.1). Guvernul belgian acționează în calitate de entitate contractantă în numele și pe seama BE-NUC (deoarece BE-NUC nu este încă pe deplin operațională), dar BE-NUC va încheia ea însăși contractul EMSA. Având în vedere activitatea BE-NUC, s-a decis aplicarea normelor pentru sectoarele utilităților publice. Entitatea contractantă va selecta părțile eligibile și le va invita să depună o ofertă, pe baza proiectului de contract EMSA propus de entitatea contractantă și a negocierilor și ofertelor ulterioare. Prin urmare, Comisia poate concluziona că licitația EMSA respectă normele relevante din Belgia și din UE privind achizițiile publice.

(402) Belgia a confirmat că normele privind achizițiile publice referitoare la procedura de licitație a EMSA (a se vedea considerentul 143) și normele privind achizițiile publice în general (a se vedea considerentul 356) au fost respectate de autoritățile belgiene și de Engie. Din motivele menționate în considerentele 398-401, Comisia nu are niciun indiciu că proiectul LTO încalcă dispozițiile legislației privind achizițiile publice.

([136]) A se vedea hotărârea din 3 decembrie 2014, Castelnou Energía, cauza T-57/11, EU:T:2014:1021, punctele 181-184. Hotărârea din 30 noiembrie 2022, Austria/Comisia, T-101/18, EU:T:2022:728, punctul 30.

([137]) Hotărârea din 30 noiembrie 2022, Austria/Comisia, T-101/18, EU:T:2022:728, punctul 32.

([138]) Hotărârea din 30 noiembrie 2022, Austria/Comisia, T-101/18, EU:T:2022:728, punctul 37. Raționamentul referitor la necesitatea unei „legături insolubile" pentru ca Comisia să evalueze compatibilitatea cu dreptul Uniunii a anumitor modalități de ajutor a fost aprobat de Curtea de Justiție în cauza Braesch. Hotărârea din 31 ianuarie 2023, Comisia/Braesch și alții, C-284/21 P, EU:C:2023:58, punctele 96-99.

(403) Astfel cum se menționează în considerentul 245 din decizia de inițiere a procedurii și în secțiunea 3.3.2.1 din prezenta decizie, în ceea ce privește transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul nuclear uzat, acordul este în conformitate cu dispozițiile Directivei 2011/70/Euratom. Tratatul Euratom și legislația secundară relevantă au încredințat operatorilor instalațiilor nucleare răspunderea principală de a asigura gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive, precum și finanțarea acestora, în conformitate cu principiul stabilit la articolul 4 alineatul (3) din Directiva 2011/70/Euratom. Cu toate acestea, statului îi revine răspunderea finală pentru gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a deșeurilor radioactive și a combustibilului uzat și pentru asigurarea disponibilității unor resurse financiare adecvate pentru o astfel de gestionare. Autoritățile belgiene au demonstrat că măsura vizează asigurarea finanțării gestionării combustibilului uzat și a deșeurilor nucleare ca o condiție prealabilă pentru gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a acestor materiale. Prin urmare, Comisia nu are niciun indiciu că acordul privind deșeurile din cadrul proiectului LTO încalcă dispozițiile Directivei 2011/70/Euratom.

(404) Întrucât proiectul LTO primește sprijin sub forma unui contract bidirecțional pentru diferență, Comisia consideră că principiile prevăzute la articolul 19d alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/943 ([139]), astfel cum a fost modificat prin Regulamentul (UE) 2024/1747 (denumit în continuare „Regulamentul privind energia electrică"), se aplică tuturor contractelor bidirecționale pentru diferență, de la intrarea în vigoare a regulamentului respectiv la 16 iulie 2024. Aceasta include cazurile în care un stat membru, fără a avea obligația de a face acest lucru în temeiul Regulamentului privind energia electrică, decide să introducă un contract bidirecțional pentru diferență în ceea ce privește investițiile care vizează prelungirea duratei de viață a instalațiilor existente, ca în cazul proiectului LTO. În acest context, autoritățile belgiene au adus unele modificări proiectului CfD, pentru a îmbunătăți deciziile de modulare prin transferarea autorității decizionale în ceea ce privește modulările economice către partenerul EMSA, astfel cum se explică în secțiunea 3.3.1.5.2. În plus, Belgia a intensificat mecanismul de partajare a pierderilor/câștigurilor (MPRA actualizat), pentru a alinia mai îndeaproape sprijinul financiar la modificările prețurilor pieței (a se vedea considerentul 107). Comisia recunoaște că dimensiunea centralelor este relativ mare în comparație cu lichiditatea pieței intrazilnice și de echilibrare din Belgia, că centralele în cauză se bazează pe vechea tehnologie nucleară cu flexibilitate limitată, că centralele fac obiectul unor cerințe de securitate deosebit de ridicate și că prelungirea și introducerea modulărilor economice sporesc riscul de închidere a acestora (a se vedea secțiunea 2.1). În același timp, Comisia recunoaște că, deși piețele intrazilnice și de echilibrare din Belgia sunt din ce în ce mai integrate cu piețele învecinate, acestea rămân relativ mici în comparație cu dimensiunea celor două centrale. În acest context, Comisia recunoaște faptul că autoritățile belgiene au adus unele modificări proiectului CfD, pentru a-l alinia cât mai bine la obiectivele articolului 19d alineatul (2) din Regulamentul privind energia electrică, asigurându-se că unitățile LTO vor fi modulate ca reacție la semnalele pieței, în special prin asigurarea – pe cât posibil din punct de vedere tehnic – a unui program eficient de producție și întreținere.

(405) Astfel cum se menționează în considerentul 247 din decizia de inițiere a procedurii și în considerentul 110 din prezenta decizie, Belgia susține că orice încasări din contractul bidirecțional pentru diferență vor fi vărsate la bugetul general al statului (sub rezerva unei contabilități separate) și vor fi utilizate în principal pentru a finanța plățile contrapărții RA în temeiul CfD pentru unitățile LTO. În cazul în care încasările din CfD depășesc sumele necesare pentru finanțarea costurilor CfD pentru unitățile LTO, acestea ar putea fi utilizate pentru a finanța costurile unui alt CfD. Belgia se angajează că, în cazul în care eventualele încasări rămase din CfD sunt utilizate în scopul distribuirii lor către întreprinderi, distribuirea va fi efectuată în conformitate cu articolul 19d alineatul (2) literele (d) și (e) din Regulamentul privind energia electrică. Belgia va informa Comisia în prealabil în cazul în care încasările din CfD sunt distribuite întreprinderilor și, dacă este necesar, va notifica o astfel de măsură (a se vedea considerentul 110). Prin acest angajament, Comisia consideră că Belgia a oferit asigurări suficiente în ceea ce privește respectarea principiilor prevăzute la articolul 19d alineatul (2) literele (d) și (e) din Regulamentul privind energia electrică. Belgia a confirmat, de asemenea, că proiectul CfD include clauze de penalizare în cazul rezilierii anticipate unilaterale nejustificate a contractului, în conformitate cu articolul 19d alineatul (2) litera (f) din Regulamentul privind energia electrică (a se vedea considerentul 110).

([139]) Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (JO L 158, 14.6.2019, p. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), astfel cum a fost modificat prin Regulamentul (UE) 2024/1747 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iunie 2024 de modificare a Regulamentelor (UE) 2019/942 și (UE) 2019/943 în ceea ce privește îmbunătățirea organizării pieței energiei electrice a Uniunii (JO L, 2024/1747, 26.6.2024, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Astfel cum s-a menționat, de asemenea, în considerentul 248 din decizia de inițiere a procedurii, în ceea ce privește respectarea de către JV a Regulamentului (CE) nr. 139/2004 al Consiliului ([140]), din observațiile prezentate de statul belgian și de Engie reiese că întreprinderea comună planificată nu poate fi considerată pe deplin funcțională în sensul articolului 3 din regulamentul respectiv. Prin urmare, rezultă că măsura nu trebuie notificată Comisiei Europene în ceea ce privește conformitatea sa cu regulamentul respectiv.

(407) Astfel cum se menționează în considerentul 249 din decizia de inițiere a procedurii și în secțiunea 3.6 din prezenta decizie, în ceea ce privește finanțarea măsurii, autoritățile belgiene au explicat că, dacă este necesar, costurile legate de proiectul LTO sunt acoperite din bugetul de stat. Beneficiile proiectului ar urma, de asemenea, să ajungă la bugetul de stat. Nu există resurse alocate măsurii și, prin urmare, măsura nu încalcă articolul 30 sau articolul 110 din TFUE.

(408) Din motivele expuse mai sus, Comisia concluzionează că măsura propusă nu încalcă, prin natura sa, nicio dispoziție relevantă a dreptului Uniunii.

8.3.2.4. Concluzie

(409) Având în vedere cele de mai sus, Comisia concluzionează că proiectul LTO îndeplinește prima condiție (pozitivă) a evaluării compatibilității (și anume că ajutorul facilitează dezvoltarea unei activități economice).

8.3.3. *Condiția negativă: ajutorul nu poate modifica în mod necorespunzător condițiile schimburilor comerciale într-o măsură care contravine interesului comun*

8.3.3.1. Identificarea pieței afectate de ajutor

(410) Astfel cum s-a subliniat în decizia de inițiere a procedurii, proiectul LTO a fost creat pentru a contribui la securitatea aprovizionării cu energie electrică pe piața belgiană, reducând în același timp dependența Belgiei de combustibilii fosili (contribuind astfel și la decarbonizarea sistemului energetic al Belgiei). În același timp, s-a stabilit că piața belgiană este bine interconectată în regiunea de calcul al capacității CORE (a se vedea considerentul 374).

(411) Având în vedere cele de mai sus, piețele relevante pentru evaluarea măsurilor în cauză sunt piața energiei electrice din Belgia și piața energiei electrice din regiunea de calcul al capacității CORE.

8.3.3.2. Identificarea efectelor pozitive ale măsurii de ajutor

(412) Astfel cum s-a menționat în considerentul 254 din decizia de inițiere a procedurii și tabelul 2 din prezenta decizie, se preconizează că prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare va reprezenta între 12 % și 16 % din producția de energie electrică din Belgia, ceea ce permite continuarea producției de energie electrică nucleară și, prin urmare, menținerea producției necesare la nivelul ofertei, în conformitate cu mixul energetic specific ales de Belgia. Împreună cu capacitatea achiziționată prin intermediul mecanismului de asigurare a capacității, este necesară menținerea pe piață a celor mai tinere două reactoare nucleare pentru încă 10 ani, pentru a răspunde cererii de energie electrică în continuă creștere în Belgia, astfel cum se arată în cea mai recentă evaluare a adecvării resurselor efectuată de OST din Belgia (a se vedea secțiunea 2.4). Prin urmare, proiectul LTO are efecte pozitive asupra pieței, deoarece va contribui la abordarea preocupărilor legate de adecvarea resurselor și la securitatea aprovizionării în Belgia.

(413) În plus, investițiile în surse de energie nucleară oferă active fiabile de producție cu emisii scăzute de dioxid de carbon. Prin asigurarea unei aprovizionări sigure atunci când se elimină treptat combustibilii cei mai poluanți și prin reducerea dependenței de gazele naturale, producerea de energie nucleară, având emisii scăzute de dioxid de carbon per MWh de energie electrică produsă, contribuie (împreună cu dezvoltarea energiilor din surse regenerabile) la realizarea obiectivelor naționale și europene de decarbonizare.

(414) Proiectul LTO va sprijini în mod direct și obiectivele REPowerEU, deoarece va reduce dependența de combustibilii fosili importați (în special de gaze) afectați de fluctuațiile prețurilor și expuși riscurilor geopolitice, consolidând astfel securitatea energetică (a se vedea considerentul 21).

([140]) Regulamentul (CE) nr. 139/2004 al Consiliului din 20 ianuarie 2004 privind controlul concentrărilor economice între întreprinderi (JO L 24, 29.1.2004, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) Având în vedere considerațiile de mai sus, Comisia concluzionează că proiectul LTO are efecte pozitive asupra pieței, deoarece va spori securitatea aprovizionării și va contribui la decarbonizarea mixului energetic al Belgiei. Întrucât regiunea de calcul al capacității CORE este bine interconectată, este probabil ca aceste efecte pozitive să aducă beneficii și statelor membre învecinate care importă energie electrică din Belgia.

8.3.3.3. Necesitatea intervenției statului

(416) Pentru a stabili dacă este necesară o măsură de ajutor, Comisia trebuie să evalueze dacă măsura vizează o situație în care măsura ar putea aduce o îmbunătățire semnificativă pe care piața nu o poate realiza singură. Ajutoarele care îmbunătățesc situația financiară a întreprinderii beneficiare, dar care nu sunt necesare pentru atingerea obiectivului urmărit nu pot fi considerate compatibile cu piața internă.

(417) În cazul de față, Belgia dorește să prelungească durata de viață a celor mai tinere două reactoare nucleare pentru a aborda problemele de securitate a aprovizionării, reducând în același timp consumul de combustibili fosili și contribuind astfel la decarbonizare. Comisia trebuie să evalueze dacă ajutorul de stat pentru menținerea energiei nucleare pe piață este necesar pentru atingerea acestor obiective.

(418) În secțiunea 2.3.2 din decizia de inițiere a procedurii și în secțiunea 3.1 din prezenta decizie, Comisia a explicat că existența unor disfuncționalități ale pieței este un factor relevant pentru evaluarea necesității ajutorului și a recunoscut anumite disfuncționalități ale pieței care necesită intervenția statului pentru dezvoltarea energiei nucleare ([141]). În special în ceea ce privește investițiile în energia nucleară, disfuncționalitatea pieței se datorează în principal unei serii de riscuri specifice care sunt dificil de gestionat pentru investitorii comerciali ([142]), cum ar fi:

(a) complexitatea tehnologiei nucleare care conduce la expunerea la riscuri tehnice și de gestionare a proiectelor, precum și la riscuri de piață și de investiții (din cauza intensității capitalului investițiilor și a volatilității prețelor energiei), care sunt abordate de componenta 1 a măsurii;

(b) riscurile pe termen lung legate de gestionarea deșeurilor nucleare și dezafectarea și dezasamblarea centralelor nucleare, care sunt abordate de componenta 2 a măsurii și

(c) expunerea la riscuri legate de deciziile politice și de reglementare, care sunt abordate de componenta 3 a măsurii.

(419) Potrivit Belgiei, fiecare dintre cele trei componente ale proiectului LTO abordează unul dintre riscurile și disfuncționalitățile pieței, astfel cum se menționează în considerentul 418.

(420) Belgia susține, de asemenea, că mecanismul belgian de asigurare a capacității nu este un mecanism adecvat de finanțare a capacității în domeniul energiei nucleare în Belgia, în special având în vedere intervalul scurt în care a fost decisă prelungirea duratei de viață, incertitudinile suplimentare și disfuncționalitățile pieței legate de investițiile în energia nucleară în comparație cu alte tehnologii, caracteristicile specifice ale mecanismului de asigurare a capacității, care are licitații anuale cu un rezultat incert, și un calendar incompatibil cu calendarul proiectului LTO (a se vedea secțiunea 3.3.4 și considerentul 353). În plus, Belgia susține că măsura notificată, inclusiv pachetul de submăsuri, a fost necesară pentru a convinge Engie să înceapă negocierile privind prelungirea duratei de viață a unităților LTO, întrucât Engie luase deja decizia de a înceta toate activitățile nucleare din Belgia (a se vedea considerentul 19).

([141]) Decizia Comisiei din 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regatul Unit, Sprijin pentru centrala nucleară Hinkley Point C (JO L 109, 28.4.2015, p. 44), considerentele 382-385.

([142]) A se vedea, de exemplu, Decizia Comisiei din 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regatul Unit, Sprijin pentru centrala nucleară Hinkley Point C (JO L 109, 28.4.2015, p. 44); Decizia Comisiei din 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungaria, Dezvoltarea a două reactoare nucleare la centrala nucleară Paks II (JO L 317, 1.12.2017, p. 45); Decizia Comisiei din 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgia, Prelungirea duratei de viață a centralelor nucleare Tihange 1, Doel 1 și Doel 2 (JO C 142, 5.5.2017, p. 1); Decizia Comisiei din 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Germania, Transferul responsabilităților privind deșeurile radioactive și combustibilul nuclear uzat în Germania (JO C 254, 4.8.2017, p. 1).

(421) Prin urmare, Belgia susține că este puțin probabil ca prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare să aibă loc în absența sprijinului din partea statului, inclusiv a unui model de remunerare adecvat (componenta 1), a unui acord privind transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat (componenta 2) și a dispozițiilor privind protecția juridică (componenta 3), fiecare dintre acestea abordând una dintre disfuncționalitățile pieței menționate mai sus.

(422) Necesitatea pentru fiecare dintre cele trei componente ale măsurii este evaluată (separat) în secțiunile 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 și 8.3.3.3.3. Evaluarea necesității combinate a componentelor 1, 2 și 3, precum și a eventualelor efecte cumulative ale acestora este prezentată în secțiunea 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Necesitatea componentei 1

(423) În ceea ce privește riscurile de natură tehnică, de gestionare a proiectelor, de piață și de investiții menționate de Belgia, Comisia a recunoscut în deciziile anterioare că investițiile în noi proiecte de energie nucleară sunt supuse unui risc semnificativ, având în vedere combinația dintre costurile de capital inițiale ridicate, duratele lungi de construcție și o perioadă lungă de exploatare pentru recuperarea costurilor de investiții. Comisia a recunoscut, de asemenea, că lipsa unor instrumente financiare bazate pe piață, precum și a altor tipuri de contracte care să asigure acoperirea împotriva unui astfel de risc substanțial constituie o disfuncționalitate a pieței, care este specifică anumitor tehnologii, printre care energia nucleară ([143]). Cu toate acestea, era vorba despre investiții în centrale nucleare noi. În schimb, prezenta cauză vizează investițiile în prelungirea duratei de viață a doi operatori nucleari existenți. Prin urmare, Comisia consideră că problema investițiilor în prelungirea duratei de viață a celor două reactoare nucleare nu ar fi existat în absența ajutorului.

(424) În primul rând, în ceea ce privește observația Comisiei prevăzută în considerentul 295 din decizia de inițiere a procedurii, potrivit căreia prelungirea cu 10 ani a duratei de viață a Doel 1, Doel 2 și Tihange 1 în 2015 a avut loc în absența unui pachet de măsuri de sprijin financiar ([144]), Engie a prezentat ca răspuns la consultarea publică (a se vedea considerentul 290) că circumstanțele ambelor proiecte nu sunt comparabile, deoarece, în cazul de față: (i) guvernul belgian a luat decizia cu privire la proiectul LTO după ce Engie a început pregătirile pentru renunțarea la activitatea nucleară, (ii) există costuri suplimentare legate de calendarul strâns al actualului proiect LTO, care au fost recunoscute, de asemenea, de Autoritatea pentru Securitate Nucleară (AFCN/FANC) și (iii) ponderea sporită a energiei din surse regenerabile în sistemul energetic a condus la o volatilitate mai mare a prețurilor pieței în comparație cu situația și așteptările din 2015.

(425) În al doilea rând, în ceea ce privește îndoiala Comisiei cu privire la necesitatea de a dispune de întregul pachet de măsuri de remunerare, Belgia și Engie au susținut că fiecare parte a componentei 1 îndeplinește un obiectiv specific și că subcomponentele sunt complementare. Belgia a clarificat în detaliu structura măsurilor financiare (a se vedea, de asemenea, considerentul 68).

(a) Costurile de exploatare și de întreținere ale proiectului LTO sunt finanțate din veniturile din exploatare ale LTO, prin care un flux stabil de venituri din exploatare este garantat prin CfD. Astfel cum au explicat Belgia și Engie, având în vedere disfuncționalitățile pieței legate de industria nucleară și volatilitatea ridicată a pieței energiei electrice în următorii ani, proiectul LTO este expus unui risc ridicat de deficit de finanțare, conferind CfD statutul de instrument necesar pentru a obține venituri stabile din exploatare. Comisia consideră că un contract pentru diferență conceput în mod corespunzător este un instrument necesar pentru a garanta un flux stabil de venituri într-un mediu de piață incert. Comisia a recunoscut deja în decizia de inițiere a procedurii riscul ridicat al unei VAN negative pentru proiectul LTO în absența unui contract pentru diferență. În plus, Comisia este de acord și cu faptul că prelungirea duratei de viață a unităților LTO (10 ani) acoperă o perioadă scurtă de timp în comparație cu durata medie a investițiilor în sectorul nuclear (cu atât mai mult cu cât unitățile LTO nu vor funcționa la o capacitate de 100 % în primii trei ani din cauza necesității de a finaliza în același timp lucrările de prelungire a duratei LTO), fiind suportate costuri semnificative pentru ca unitățile LTO să respecte reglementările în materie de securitate.

([143]) Decizia Comisiei din 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regatul Unit, Sprijin pentru centrala nucleară Hinkley Point C (JO L 109, 28.4.2015, p. 44), considerentele 382 și 383.

([144]) În acest caz a fost acordată numai protecția juridică împotriva riscului de blocaj politic (similară cu protecția juridică acordată prin componenta 3 a măsurii actuale).

(b) MOCP și împrumuturile SDC completează CfD pentru a asigura stabilitatea financiară pe termen lung, deoarece nu se poate exclude faptul că în decursul perioadei de 10 ani vor apărea perioade de indisponibilitate neplanificată majoră. Datele furnizate de Electrabel arată într-adevăr că probabilitatea unui astfel de eveniment nu este scăzută, ci poate avea loc pe baza experienței sale cu reactoarele nucleare belgiene în perioada 2012-2022 (a se vedea tabelul 10). Împrumuturile SDC sunt menite să asigure un volum suficient de lichidități în faza de repornire a proiectului LTO, atunci când mai trebuie efectuate lucrări importante, iar unitățile LTO nu pot funcționa la capacitate maximă și sunt planificate să fie rambursate până la sfârșitul perioadei de 10 ani. În schimb, MOCP este disponibilă pe parcursul întregii perioade de 10 ani, dar acoperă numai situațiile de indisponibilitate neplanificată majoră. O facilitate de capital circulant (*working capital facility* – „WCF") servește drept punte în cursul exercițiului către valoarea anuală MOCP. Belgia a prezentat trei scenarii care arată impactul apariției unor evenimente de indisponibilitate neplanificată majoră. Astfel cum reiese din tabelul 11, în absența MOCP și a împrumuturilor SDC, întreprinderea comună ar putea intra în faliment în aceste situații care nu sunt imposibil să apară în perioada de 10 ani.

(c) Prin urmare, Comisia recunoaște că CfD, împrumuturile SDC, MOCP și WCF sunt măsuri complementare, care sunt toate necesare pentru a se asigura că BE-NUC dispune, în orice moment, de lichidități suficiente pentru a-și plăti costurile de exploatare, de întreținere și de combustibil în scopul de a permite o exploatare sigură și fiabilă a unităților LTO.

(d) Întrucât Engie era în curs de a-și limita expunerea la energia nucleară (a se vedea considerentul 19) și nu dorea să investească singură cheltuielile CAPEX necesare de peste [2-2,5] miliarde EUR pentru proiectul LTO și să suporte singură toate pierderile potențiale cauzate de indisponibilități neprevăzute și de depășiri de costuri, aceasta a solicitat un mecanism de partajare a riscurilor cu statul belgian în proporții egale (50/50) înainte de a subscrie la acordul privind proiectul LTO (a se vedea considerentul 23) și a insistat asupra structurii întreprinderii comune (crearea BE-NUC), pe lângă mecanismele de remunerare prevăzute în RA, pentru a acoperi celelalte riscuri de finanțare și de solvabilitate. Cerințele CAPEX ale proiectului LTO sunt finanțate de acționarii întreprinderii comune în condiții *pari passu*, fie prin capitaluri proprii, fie prin împrumuturi din partea acționarilor.

— Chiar și în cazul mecanismelor de remunerare financiară instituite prin RA, persistă riscuri semnificative, pe care Engie nu a dorit să le suporte în continuare pe cont propriu. Engie a furnizat o simulare care arată impactul evenimentelor de disponibilitate redusă și/sau al creșterii costurilor de funcționare în timpul fazei de exploatare care nu sunt acoperite de MOCP, ceea ce poate avea un efect negativ semnificativ asupra profitabilității BE-NUC, astfel cum se arată în tabelul 16.

— Prin structura JV, finanțarea CAPEX poate avea loc fără expunere la datorii, ceea ce, în cazul de față, ar fi foarte costisitor sau dificil de obținut, deoarece băncile comerciale nu sunt dispuse să fie expuse la active nucleare.

— Introducerea împrumuturilor din partea acționarilor în plus față de injecția de capital rezultă din considerente financiare, deoarece oferă mai multă flexibilitate în conceperea graficelor de tragere și de rambursare și optimizează structura financiară în ceea ce privește venitul impozabil.

(e) Prin urmare, Comisia concluzionează că înființarea unei întreprinderi comune, în care riscurile legate de depășirile de costuri și întreruperile forțate care nu sunt acoperite de celelalte instrumente financiare sunt partajate cu statul belgian, poate fi considerată necesară.

(f) JDA++ acoperă costurile legate de activitățile de dezvoltare care trebuie întreprinse pentru a răspunde așteptărilor autorității competente în materie de securitate în ceea ce privește proiectul LTO. Având în vedere calendarul strâns al proiectului LTO, Comisia consideră că a fost necesar, prin urmare, să se instituie un acord și să se concluzioneze cu privire la finanțarea acestor activități.

(g) În ceea ce privește celelalte submăsuri ale componentei 1, astfel cum s-a menționat deja în decizia de inițiere a procedurii, Comisia consideră că:

— acordul O&M permite garantarea acoperirii tuturor costurilor de funcționare și întreținere în orice moment, astfel încât acest lucru este necesar;

— încheierea unui acord privind practicile administrative și vânzările de energie este o cerință pentru ca proiectul LTO să fie operațional în practică, astfel încât ASA și EMSA sunt necesare și

— convenirea asupra unor condiții în cazul neîncheierii tranzacției este o practică standard, ca parte a unui acord între două părți, astfel încât să fie necesare despăgubiri pentru pierderile de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii tranzacției.

(426) În al treilea rând, Comisia reamintește observațiile părților terțe care au susținut că aprovizionarea cu energie ar putea fi garantată și prin tehnologii mai ieftine și au considerat că subvențiile pentru sectorul nuclear ar încetini progresele în privința altor tehnologii mai ieftine și mai benefice pentru climă (în special sursele regenerabile de energie). Belgia a susținut că statele membre au autonomia de a-și elabora politicile energetice, inclusiv opțiunea de a încorpora energia nucleară în mixul lor energetic, și că o combinație diversă de metode de producție a energiei este esențială pentru menținerea unei rețele de energie electrică fiabile și echilibrate. Având în vedere faptul că, în ultimii ani, concentrarea pieței a scăzut datorită unei ponderi mai mari a energiei din surse regenerabile în mixul energetic belgian (a se vedea considerentele 34-37) și având în vedere investițiile recente ale statului belgian în parcul eolian offshore Princess Elisabeth ([145]), Comisia nu vede niciun motiv pentru a concluziona că proiectul LTO ar constitui o piedică în calea consolidării energiei din surse regenerabile în Belgia. Necesitatea de a investi atât în energia nucleară, cât și în energia din surse regenerabile este, de asemenea, plauzibilă, deoarece sursele regenerabile de energie prezintă încă dezavantaje, cum ar fi disponibilitatea locurilor de producere și capacitatea de conectare la rețea. Remunerarea prin proiectul CfD (modificat) oferă mai multe stimulente pentru maximizarea producției în timpul orelor cu preț ridicat (în măsura posibilului, având în vedere vechea tehnologie implicată în unitățile LTO). Acest fapt reduce impactul concurențial al măsurii asupra investițiilor în surse regenerabile de energie bazate pe piață, deoarece se poate preconiza că activele de producere a energiei din surse regenerabile vor funcționa deosebit de des în perioadele de timp cu prețuri mai mici (deoarece, în perioadele respective, disponibilitatea resurselor regenerabile este ridicată, ceea ce reduce prețurile pieței).

(427) În cele din urmă, în ceea ce privește argumentul Belgiei potrivit căruia deficitul de finanțare al unităților LTO nu poate fi soluționat în mod adecvat prin participarea la mecanismul de asigurare a capacității (a se vedea secțiunea 3.3.4 și considerentul 353), Comisia recunoaște că rezultatul incert al licitațiilor având ca obiect CM și calendarul licitațiilor nu sunt compatibile cu planul Belgiei de repornire a LTO în 2025. În special, guvernul belgian a anunțat proiectul LTO în martie 2022 și a semnat un acord de punere în aplicare cu caracter obligatoriu la 13 decembrie 2023 (a se vedea secțiunea 2.3). La momentul respectiv, avuseseră deja loc trei licitații având ca obiect CM.

(428) Având în vedere raționamentul de mai sus, Comisia consideră că toate submăsurile componentei 1 s-au dovedit a fi complementare și necesare.

8.3.3.3.2. Necesitatea componentei 2

(429) În ceea ce privește disfuncționalitățile pieței și riscurile legate de costurile incerte ale gestionării deșeurilor nucleare și ale dezafectării, astfel cum s-a menționat în considerentul 276 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia consideră că acestea sunt abordate prin transferul de responsabilități în materie de deșeuri radioactive și combustibil uzat, precum și prin transferul responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO. Acordul privind deșeurile urmărește să asigure gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive, deoarece transferul va asigura finanțarea deșeurilor nucleare și va crește nivelul de securitate pentru depozitarea temporară și depozitarea definitivă a acestor materiale. Belgia susține că responsabilitățile suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO acoperă numai costurile suplimentare datorate proiectului LTO, nu acoperă niciun cost de funcționare legat de gestionarea curentă sau de activitățile obișnuite și, prin urmare, nu denaturează concurența.

([145]) A se vedea Decizia Comisiei din 13.9.2024, SA.107336 (2024/N), Belgia, Mecanismul de sprijin pentru lotul 1 din zona offshore Princess Elisabeth (JO C, C/2024/5754, 25.9.2024).

(430) Astfel cum a subliniat Comisia în deciziile anterioare privind transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare în Germania și Regatul Unit ([146]), gestionarea deșeurilor radioactive este caracterizată de termene lungi, care, prin urmare, ar putea necesita o anumită formă de intervenție a statului. În plus, necesitatea intervenției statului în ceea ce privește gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a deșeurilor radioactive este consacrată la articolul 4 alineatul (1) din Directiva 2011/70/Euratom, care prevede răspunderea finală a statului în această privință. Transferul responsabilităților în materie de gestionare a deșeurilor radioactive și dezafectare servește obiectivului de a asigura finanțarea gestionării combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive ca o condiție prealabilă pentru gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a acestor materiale. În plus, Engie nu intenționa să își mențină activitățile nucleare în Belgia (a se vedea considerentul 19) și a fost de acord să înceapă negocierile privind prelungirea duratei de viață doar în condițiile existenței unui acord privind dispozițiile financiare, dar și privind transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare (a se vedea considerentul 23).

(431) În ceea ce privește transferul responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare rezultate în special din proiectul LTO, întrucât acest transfer acoperă doar costurile suplimentare rezultate din proiectul LTO, în timp ce responsabilitățile curente în materie de dezafectare și dezasamblare revin în continuare operatorului nuclear, și întrucât guvernul belgian, nu Engie sau Electrabel, a solicitat prelungirea duratei de viață, Comisia consideră că acest transfer al responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO este, de asemenea, necesar. În comparație cu evaluarea din decizia de inițiere a procedurii, costurile suplimentare de dezafectare legate de proiectul LTO au fost confirmate între timp și de CPN/CNV (a se vedea considerentul 200).

(432) În plus, Comisia nu se opune eliberării activelor non-europene ale Electrabel din perimetrul Electrabel, având în vedere că Engie se va asigura că active în valoare de cel puțin 4 miliarde EUR vor rămâne în cadrul Electrabel (a se vedea considerentele 59 și 181).

(433) Prin urmare, având în vedere raționamentul de mai sus, Comisia consideră necesară componenta 2 a măsurii notificate.

8.3.3.3.3. Necesitatea componentei 3

(434) În ceea ce privește disfuncționalitățile pieței legate de riscurile politice și de reglementare, astfel cum s-a menționat în considerentul 278 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia consideră că, deși toate tehnologiile pot, în principiu, să fie afectate de un „blocaj" politic, având în vedere caracterul controversat al tehnologiei nucleare, se poate preconiza că proiectele nucleare vor suferi mai mult din această cauză ([147]). În special, Belgia și-a schimbat deja de câteva ori traiectoria politică privind energia nucleară în ultimii 25 de ani (a se vedea secțiunea 2.2), astfel încât Comisia consideră că acest risc este prezent cu precădere în Belgia. În plus, Comisia nu a primit nicio dovadă contrară în cursul consultării publice cu privire la acest caz.

(435) Prin urmare, Comisia consideră că riscurile politice și de reglementare sunt abordate în mod eficient prin măsura protecției juridice și că protecția juridică se impune în cazul energiei nucleare, astfel cum a recunoscut și Comisia în decizia pronunțată în cazul SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Concluzie privind necesitatea măsurii

(436) Având în vedere cele de mai sus, Comisia concluzionează că toate cele trei componente ale măsurii (inclusiv subcomponentele acestora) sunt necesare pentru a asigura prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare din Belgia. În plus, Comisia concluzionează că măsura produce un efect stimulativ pentru beneficiari, asigurând astfel realizarea cu succes a proiectului LTO.

([146]) A se vedea Decizia Comisiei din 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Germania, Transferul responsabilităților privind deșeurile radioactive și combustibilul nuclear uzat în Germania (JO C 254, 4.8.2017, p. 1); Decizia Comisiei din 20.4.2016, SA.34962 (2015/N), Regatul Unit, Contract privind transferul deșeurilor pentru centralele nucleare noi (JO C 161, 4.5.2016, p. 1).

([147]) A se vedea, de asemenea, considerentele 384-385 din decizia Comisiei în cazul SA.34947 (a se vedea nota de subsol 144).

([148]) A se vedea Decizia Comisiei din 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgia, Extinderea duratei de viață a centralelor nucleare Tihange 1, Doel 1 și Doel 2 (JO C 142, 5.5.2017, p. 1).

8.3.3.4. Caracterul adecvat

(437) Disfuncționalitățile pieței menționate în secțiunea 3.1, care decurg din: (i) o piață a energiei și un climat investițional nesigure, (ii) costuri incerte legate de deșeurile nucleare și (iii) expunerea la decizii politice împiedică operatorul nuclear să obțină siguranța veniturilor. În cazul de față, Comisia consideră că acest lucru este deosebit de problematic din cauza vechii tehnologii pe care se bazează unitățile LTO, care permit o marjă redusă de flexibilitate, precum și din cauza duratei limitate de prelungire a duratei de viață de 10 ani. Aceste caracteristici, care sunt prezente în special în cazul de față, complică și mai mult funcționarea profitabilă a unităților LTO, astfel încât Comisia consideră că sprijinul din partea statului este adecvat.

(438) Belgia susține că, din cauza disfuncționalităților identificate ale pieței și a riscurilor specifice legate de energia nucleară, este necesar un mecanism de sprijin separat pentru energia nucleară. Astfel cum s-a menționat în secțiunea 3.3.4, Belgia susține că alte forme de scheme de sprijin financiar direct au fost luate în considerare (prime fixe, contract unidirecțional pentru diferență și model de bază de active reglementate), dar nu au fost considerate adecvate pentru sprijinirea proiectului LTO. Belgia susține că cele trei componente ale măsurii notificate sunt necesare pentru a remedia disfuncționalitățile și riscurile pieței. Potrivit Belgiei: (i) structura specifică a proiectului LTO și măsurile de sprijin financiar din cadrul componentei 1 sunt adecvate pentru a garanta venituri stabile pentru operatorul nuclear și pentru a evita insolvența întreprinderii comune în cazul unor evenimente semnificative neplanificate, (ii) limitarea deșeurilor și submăsurile aferente ale componentei 2 sunt adecvate pentru a garanta că fondurile necesare vor fi disponibile pentru finanțarea unor soluții responsabile și sigure în materie de gestionare a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive, în timp ce (iii) protecția juridică a componentei 3 este adecvată pentru a garanta protecția împotriva schimbărilor opiniei publice și a poziției factorilor de decizie în ceea ce privește energia nucleară.

(439) Comisia va evalua – pentru fiecare componentă în parte – în secțiunile de mai jos dacă componentele 1, 2 și 3 ale măsurii notificate, inclusiv mai multe submăsuri ale acestora, sunt adecvate. Evaluarea caracterului adecvat combinat al componentelor 1, 2 și 3, precum și a eventualelor efecte cumulative ale acestora este prezentată în secțiunea 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Componenta 1 a caracterului adecvat

(440) În primul rând, astfel cum se menționează în considerentele 285, 300 și, respectiv, 303 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a considerat că JDA++, ASA și despăgubirile pentru pierderile de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii sunt măsuri adecvate. În primul rând, având în vedere perioada scurtă de timp anterioară datei de repornire a LTO și necesitatea de a începe activitățile de dezvoltare cât mai curând posibil după luarea deciziei de prelungire a duratei de viață a două reactoare nucleare de către guvernul belgian, Comisia consideră că încheierea acordului JDA++, înainte de încheierea finală a tranzacției, este un instrument adecvat pentru a se asigura că activitățile de dezvoltare necesare sunt întreprinse la timp de către operatorul nuclear. În al doilea rând, Comisia consideră că încheierea unui acord privind practicile administrative (ASA), precum și ajungerea la un acord privind condițiile în cazul neîncheierii tranzacției, este o practică standard, ca parte a unui acord între două părți. În plus, Comisia nu a primit nicio dovadă contrară în ceea ce privește aceste trei submăsuri în cursul consultării publice cu privire la acest caz. Prin urmare, Comisia consideră că JDA++, ASA și despăgubirile pentru pierderile de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii sunt măsuri adecvate care trebuie să facă parte din proiectul LTO.

(441) În al doilea rând, în ceea ce privește contractul pentru diferență, potrivit Belgiei, contractul bidirecțional pentru diferență este opțiunea cea mai adecvată pentru a remedia disfuncționalitățile pieței și pentru a oferi certitudine în ceea ce privește veniturile, evitând în același timp remunerarea excesivă a operatorului nuclear. Mecanismele alternative de sprijin (participarea la CM, prima fixă, contractul unidirecțional pentru diferență, modelul RAB) au fost examinate de autoritățile belgiene, dar au fost considerate mai puțin adecvate (a se vedea secțiunea 3.3.4). Astfel cum s-a menționat în considerentele 290-293 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a exprimat o serie de preocupări cu privire la proiectul CfD, iar mulți dintre respondenții terți la consultarea publică au fost de acord cu opinia Comisiei (a se vedea secțiunea 6.2.1.2):

(a) Proiectul CfD (inițial) corespundea acordării unei remunerații fixe per MWh de energie electrică produsă efectiv și nu dispunea de stimulente adecvate pentru a produce energie electrică și pentru a programa întreținerea în conformitate cu circumstanțele pieței, ceea ce riscă să denatureze în mod nejustificat operațiunile de piață.

(b) În plus, regimul de modulare predefinit (inițial) prevedea doar sancțiuni în cazul în care producția unităților LTO nu era redusă atunci când prețul energiei electrice era mai mic sau egal cu 20 EUR/MWh timp de mai mult de 6 ore, ceea ce ar conduce la acordarea de ajutoare în perioade în care se înregistrează prețuri negative ale energiei electrice.

(c) De asemenea, Comisia nu era convinsă, la momentul respectiv, că mecanismul (inițial) de partajare a pierderilor/câștigurilor ar avea un impact în practică.

(d) În cele din urmă, s-a pus sub semnul întrebării dacă prețul PZU ca MRP în formula CfD era alegerea cea mai eficientă și dacă nu ar fi mai adecvat să se includă, de asemenea, un produs pe termen lung în MRP.

(442) Ca răspuns la preocupările Comisiei cu privire la proiectul CfD, Belgia a făcut unele modificări:

(a) Belgia a clarificat mai întâi că, din cauza vechii tehnologii nucleare pe care se bazează unitățile LTO, este imposibil ca acestea să fie foarte reactive la orice semnale ale pieței. Astfel cum s-a menționat în secțiunea 2.1, Engie a fost ea însăși deschisă să poată valorifica flexibilitatea unităților LTO de pe piețele energiei în contextul măsurii, evidențiind în același timp riscurile subsecvente ale opririlor din cauza modulărilor reactoarelor. În același timp, autoritatea belgiană competentă în materie de securitate nucleară a impus o limitare a numărului de modulări economice per ciclu. Pentru a răspunde preocupărilor Comisiei și ale părților terțe, astfel cum se menționează în considerentul 441 litera (a), ținând seama în același timp de constrângerile tehnice ale centralelor, Belgia a decis să modifice remunerația partenerului independent al EMSA. Belgia a inclus o componentă variabilă în formula de remunerare, astfel încât partenerul EMSA să fie stimulat să vândă energia electrică nucleară cât mai mult posibil în funcție de circumstanțele pieței, ținând seama în același timp de restricțiile de modulare, astfel cum se explică în secțiunea 3.3.1.5.2. În cadrul acestei noi structuri, pentru a răspunde preocupărilor de la considerentul 441 litera (b), acordul de modulare a fost eliminat, deoarece va fi la latitudinea partenerului EMSA să decidă când este oportun să declanșeze o modulare economică. Partenerul EMSA va avea stimulentele adecvate pentru a solicita o modulare economică atunci când prețurile pieței sunt scăzute sau negative, deoarece va obține o sancțiune atunci când nu face acest lucru.

(b) În ceea ce privește preocuparea de la considerentul 441 litera (c), Belgia a intensificat mecanismul MPRA, astfel încât remunerația în temeiul CfD să fie menținută mai aproape de circumstanțele în schimbare ale pieței (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.2).

(c) În ceea ce privește preocuparea de la considerentul 441 litera (d), Belgia a menținut prețul PZU ca MRP în formula CfD din motivele menționate în considerentul 98. În special, în cursul etapei oficiale de investigare, Belgia a subliniat riscul ridicat și impactul de amploare al unor întreruperi neplanificate, în special în faza de repornire a proiectului LTO. Acest fapt ar determina caracterul extrem de incert al producției unităților LTO în primii trei ani de producție și, astfel, existența unui preț de referință pe termen lung în proiectul CfD ar crește riscurile pentru centrale.

(d) În cele din urmă, Belgia confirmă totodată că, în ceea ce privește contrapartea la CfD (BE-WATT), aceasta va elabora o strategie de gestionare a riscurilor pentru poziția sa deschisă, astfel cum se prevede în mod legal, și că punerea sa în aplicare va contribui la asigurarea lichidității pe piețele la termen ale energiei electrice (a se vedea considerentul 99). Adoptarea strategiei face obiectul unui aviz din partea autorității de reglementare, care va include o evaluare a impactului strategiei asupra piețelor relevante ale energiei electrice (a se vedea considerentul 158).

(443) Comisia consideră că modificările legate de elaborarea CfD și de punerea sa în aplicare, precum și angajamentul de a elabora o strategie de gestionare a riscurilor care va contribui la lichiditatea piețelor la termen ale energiei electrice sunt suficiente pentru a soluționa îndoielile exprimate în decizia de inițiere a procedurii. Comisia recunoaște că unitățile LTO se bazează pe o tehnologie veche, cu flexibilitate limitată, care restrânge capacitățile operatorului nuclear de a modifica producția centralelor în mod regulat. Acest aspect contrastează cu tehnologiile nucleare mai noi sau cu alte proiecte de centrale nucleare (de exemplu, bare de control gri versus negre) care permit urmăriri ale sarcinii. Având în vedere prelungirea limitată la 10 ani, Comisia recunoaște că tehnologia trebuie considerată un fapt, ceea ce limitează capacitățile operatorului nuclear de a modifica în mod semnificativ comportamentul

centralelor. În această privință, Comisia apreciază încercările autorităților belgiene și ale Electrabel de a alinia producția și întreținerea cât mai mult posibil la circumstanțele pieței, pe de o parte, delegând autoritatea decizională în ceea ce privește modulările economice partenerului EMSA și modificând remunerația acestuia și, pe de altă parte, trecând de la un ciclu al combustibilului de 18 luni la un ciclu de 12 luni pentru a programa întreținerea cât mai mult posibil în perioada de vară. În acest sens, intensificarea mecanismului de partajare a pierderilor/câștigurilor contribuie, de asemenea, la obiectivul de a alinia cât mai bine posibil remunerarea CfD la circumstanțele pieței și contribuie la o expunere sporită la riscul de piață. Deși sprijinul în perioadele în care se înregistrează prețuri negative nu poate fi încă exclus pe deplin, din cauza flexibilității limitate a centralelor și a preocupărilor în materie de siguranță, proiectul CfD modificat, împreună cu formula de remunerare modificată a EMSA, reduc stimulentele pentru producție în perioadele în care se înregistrează prețuri negative. Comisia recunoaște, de asemenea, că, în special în faza de repornire a proiectului LTO, există un risc ridicat de indisponibilități și întreruperi neprevăzute, astfel încât expunerea la piețele pe termen lung ar putea implica riscuri suplimentare, așa încât prețul PZU este mai adecvat ca MRP în perioada inițială a proiectului LTO. Comisia observă, de asemenea, că autoritățile belgiene au libertatea de a ajusta MRP în proiectul CfD, precum și achitarea remunerației EMSA după perioada inițială de trei ani a proiectului. În cele din urmă, impactul utilizării PZU asupra piețelor la termen este redus de strategia de acoperire împotriva riscurilor care va stimula lichiditatea piețelor la termen, iar impactul asupra pieței intrazilnice este atenuat de costurile variabile suportate de partenerul EMSA.

(444) În consecință și având în vedere circumstanțele specifice ale cazului de față, care se referă la unitățile nucleare existente ce funcționează pe baza unei tehnologii vechi cu flexibilitate limitată, Comisia consideră că proiectul CfD modificat și remunerația modificată a EMSA sunt adecvate.

(445) În al treilea rând, Comisia și-a exprimat, de asemenea, îngrijorarea cu privire la caracterul adecvat al împrumuturilor SDC și al MOCP, care acoperă costurile perioadei de oprire și, respectiv, deficitele de fluxuri de numerar operaționale care pot apărea, într-un mod asemănător unui grant potențial nelimitat, protejând întreprinderea comună de orice riscuri operaționale. În plus, MOCP oferă o protecție a capitalului de 50 %. Belgia susține că, în absența împrumuturilor SDC, a WCF și a cheltuielilor de funcționare și unei plăți de capital minime, ar fi necesare contribuții suplimentare la capital, întrucât, în cazul unui singur eveniment de indisponibilitate, acționarii JV ar fi expuși unor riscuri de insolvență și unui deficit de finanțare, ceea ce ar determina caracterul neprofitabil al investiției.

(446) Ca răspuns la preocupările Comisiei cu privire la împrumuturile SDC și MOCP, Belgia a furnizat clarificări suplimentare și a adaptat aceste măsuri:

(a) Belgia susține că împrumuturile SDC vor fi, în principiu, rambursate. În ceea ce privește riscul ca împrumuturile SDC să nu fie rambursate în cazul în care intrările de numerar ar fi insuficiente (deoarece acestea survin după rambursarea contribuțiilor acționarilor), Belgia susține că acest scenariu este foarte puțin probabil și că împrumuturile SDC nu sunt rambursate numai în cazul unui scenariu în foarte mare măsură negativ (a se vedea considerentul 132), și anume dacă ar exista mai mulți ani de indisponibilitate substanțială, de exemplu mai puțin de 60 % în fiecare an din 2029 până în 2035. Deși nu este improbabil, acest risc este mic și se materializează doar în circumstanțe extreme, ceea ce ar implica un eveniment major sau o serie de evenimente majore neprevăzute pentru o perioadă lungă de timp și, în cele din urmă, ar putea implica închiderea centralei [a se vedea litera (b)]. Această situație ar fi în dezavantajul acționarilor: împrumuturile SDC nu vor fi rambursate integral dacă și numai dacă proiectul nu generează profituri suficiente pentru a plăti orice randament al investiției acționarilor și, prin urmare, împrumuturile SDC nu aduc beneficii disproporționate acționarilor.

(b) În mod similar, Belgia susține că MOCP nu intervine decât în cazul unei situații în foarte mare măsură negative și că Engie riscă în continuare să piardă 50 % din investiția sa de capital. Cu toate acestea, pentru a răspunde preocupării că MOCP ar putea deveni un grant nelimitat, Belgia a stabilit un plafon pentru plățile MOCP. Astfel cum s-a explicat în considerentul 121, contrapartea RA (și anume statul belgian) își va exercita dreptul (drepturile) de reziliere în temeiul RA în cazul în care MOCP ajunge la o sumă plătită de 2 miliarde EUR.

(c) În cele din urmă, Belgia a furnizat informații suplimentare cu privire la riscul apariției unui eveniment de indisponibilitate neplanificat semnificativ în perioada de 10 ani a prelungirii duratei de viață, care s-a dovedit a fi redus (a se vedea considerentele 114-118) și la efectele sale de a avea un impact major asupra profitabilității proiectului LTO (a se vedea tabelul 11).

(447) Prin urmare, Comisia concluzionează că împrumuturile SDC și MOCP sunt instrumente necesare și adecvate pentru a garanta viabilitatea proiectului LTO, în special având în vedere circumstanțele specifice ale cazului de față, care se referă la reactoarele nucleare existente, ce se bazează pe o tehnologie veche și, prin urmare, sunt supuse riscului unor întreruperi semnificative neplanificate. Din această perspectivă, având în vedere că prelungirea duratei de viață este limitată la o perioadă de 10 ani, ceea ce limitează posibilitatea de recuperare a pierderilor semnificative, MOCP oferă un mecanism de protecție pentru întreprinderea comună, protejând-o de riscul operațional. Fără garanții suplimentare sub forma împrumuturilor MOCP și SDC, este probabil ca un investitor privat să nu își asume riscul de a realiza proiectul LTO. Având în vedere amploarea potențială a plăților MOCP în cazul opririi prelungite a uneia dintre cele două unități LTO, pe parcursul mai multor ani, s-a dovedit necesară plafonarea acestui mecanism la o sumă care ar corespunde practicilor de piață și care ar acorda suficient timp pentru a restabili funcționarea normală a unității (unităților) LTO. Comisia salută limitarea plăților (potențiale) MOCP, astfel încât expunerea statului belgian este cel puțin cuantificată și cunoscută în prealabil.

(448) În ceea ce privește implicarea statului belgian în JV, Belgia susține că aceasta permite statului belgian să controleze în comun societatea care gestionează proiectul, întrucât cei doi acționari participă la JV în termeni și condiții egale. De asemenea, aceasta permite statului belgian să păstreze în proprietate infrastructura critică într-o anumită pondere. În consecință, Comisia concluzionează că întreprinderea comună este adecvată.

(449) În al patrulea rând, în ceea ce privește EMSA, Comisia consideră oportun să aleagă un partener care să vândă energia electrică produsă de unitățile LTO pe piața angro, cu condiția ca acest partener să acționeze pe deplin independent și nu în interesul Electrabel. Cu toate acestea, Comisia a avut îndoieli cu privire la limitarea vânzărilor pe piața angro pentru ziua următoare. Belgia a clarificat faptul că partenerul EMSA are libertatea de a vinde energia electrică produsă de unitățile LTO pe orice piață și nu se limitează la PZU (a se vedea considerentul 152). Belgia a confirmat, de asemenea, că partenerul EMSA va fi selectat printr-o procedură competitivă de ofertare și că vor fi instituite garanții pentru a se asigura că Engie nu are nicio influență asupra procedurii de licitație sau asupra rezultatului (a se vedea secțiunile 3.3.1.5.1 și 3.3.1.5.3). În plus, în cazul în care GEMS va fi selectată ca partener al EMSA, Belgia și Engie se angajează să instituie garanțiile necesare astfel încât să nu existe nicio interferență cu celelalte activități comerciale ale GEMS (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.3). Prin urmare, Comisia consideră că instituirea acordului EMSA și selectarea partenerului EMSA sunt adecvate.

(450) În cele din urmă, Comisia și-a exprimat îngrijorarea cu privire la caracterul adecvat al îmbinării mai multor mecanisme de remunerare care se adaugă CfD și a considerat că pachetul de submăsuri din cadrul componentei 1 poate fi considerat adecvat numai în măsura în care acestea nu conduc la denaturări nejustificate și suplimentare ale comerțului și ale concurenței. Întrucât Comisia nu are niciun indiciu că partenerul EMSA nu ar funcționa în mod independent și nici că Engie ar fi protejată de toate riscurile de piață (prin intermediul mecanismului MPRA ajustat, al plafonului MOCP și al riscului de capital de 50 %), Comisia poate concluziona că toate submăsurile din cadrul componentei 1 pot fi considerate adecvate, atât individual, cât și împreună.

8.3.3.4.2. Componenta 2 a caracterului adecvat

(451) Astfel cum s-a menționat în considerentul 304 din decizia de inițiere a procedurii, gestionarea deșeurilor radioactive se caracterizează prin termene lungi și, prin urmare, poate necesita o formă de intervenție a statului; răspunderea finală a statului în ceea ce privește gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a deșeurilor radioactive este prevăzută la articolul 4 alineatul (1) din Directiva 2011/70/Euratom.

(452) Prin urmare, Comisia consideră că transferul responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat către un organism public independent, Hedera, este un mijloc adecvat pentru a acorda statului belgian o mai mare responsabilitate pentru depozitarea definitivă a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive și pentru a asigura finanțarea sa pe o perioadă lungă de timp. De asemenea, Comisia nu a identificat nicio măsură sau structură alternativă, alta decât cea descrisă în secțiunea 3.3.2.2, care să permită Belgiei să atingă aceste obiective la fel de bine.

(453) În ceea ce privește transferul responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare rezultate din proiectul LTO („asinergii în materie de dezafectare”), astfel cum se menționează în secțiunea 3.3.2.4, acest transfer acoperă doar costurile suplimentare rezultate din proiectul LTO, în timp ce responsabilitățile curente în materie de dezafectare și dezasamblare revin în continuare operatorului nuclear. Într-adevăr, CPN/CNV a confirmat că există asinergii care afectează costurile de dezafectare și de dezasamblare și a cuantificat suma. Întrucât guvernul belgian, iar nu Engie/Electrabel, a solicitat prelungirea duratei de viață, Comisia consideră că transferul asinergiilor în materie de dezafectare, printr-o plată forfetară unică efectuată de statul belgian, este adecvat.

(454) În cele din urmă, transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare către fondul Hedera, un organism public separat care asigură fondurile în scopul preconizat și controlează costurile legate de responsabilitățile transferate, ambele aflate sub controlul unui organism guvernamental independent (CPN/CNV), justifică eliberarea activelor non-europene ale Electrabel din perimetrul Electrabel și asigură caracterul adecvat al transferului responsabilităților în materie de deșeuri radioactive și combustibil uzat.

(455) Prin urmare, potrivit Comisiei, componenta 2 a măsurii notificate, inclusiv submăsurile acesteia, este adecvată pentru a remedia disfuncționalitatea pieței legată de costurile incerte ale gestionării deșeurilor și ale dezafectării.

8.3.3.4.3. Componenta 3 a caracterului adecvat

(456) Comisia consideră că tehnologia nucleară face în mod special obiectul unui blocaj politic. Prin urmare, astfel cum s-a menționat deja în considerentul 306 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia consideră că un acord privind protecția juridică este adecvat pentru a aborda disfuncționalitatea pieței legată de riscurile politice și de reglementare, astfel cum a recunoscut și Comisia în decizia în cazul SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Concluzie privind caracterul adecvat al măsurii

(457) Comisia consideră că modificările măsurii, inclusiv o modificare a proiectului CfD, intensificarea MPRA și un plafon pentru MOCP, precum și clarificările suplimentare privind combinarea submăsurilor sunt suficiente pentru a determina Comisia să concluzioneze cu privire la caracterul adecvat al componentei 1. De asemenea, Comisia ia în considerare circumstanțele specifice ale cazului, care se referă la o investiție în centrale nucleare existente bazate pe o tehnologie veche și pentru o perioadă limitată de timp. În ceea ce privește componentele 2 și 3, procedura oficială de investigare nu a prezentat elemente de probă care să se abată de la concluzia anterioară a Comisiei potrivit căreia componentele 2 și 3 sunt adecvate.

(458) Având în vedere cele de mai sus, Comisia consideră că submăsurile din cadrul componentei 1, al componentei 2 și al componentei 3 reprezintă o modalitate adecvată de sprijinire a proiectului LTO.

8.3.3.5. Proporționalitatea

(459) Pentru a evalua proporționalitatea măsurii, Comisia trebuie să verifice că măsura este limitată la minimul necesar care permite finalizarea cu succes a proiectului LTO pentru realizarea obiectivelor urmărite.

(460) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a explicat că evaluarea proporționalității trebuie să ia în considerare combinația de măsuri de sprijin propusă de autoritățile belgiene, și anume combinația dintre componenta 1, componenta 2 și componenta 3, inclusiv combinația de submăsuri din cadrul fiecărei componente.

(461) Comisia va evalua mai întâi, în secțiunile de mai jos, dacă componentele 1, 2 și 3 ale măsurii notificate, inclusiv mai multe submăsuri ale acestora, sunt proporționale. Evaluarea caracterului proporțional combinat al componentelor 1, 2 și 3, precum și a eventualelor efecte cumulative ale acestora este prezentată în secțiunea 8.3.3.6.

([149]) A se vedea, de asemenea, considerentul 103 din decizia Comisiei în cazul SA.39487 (a se vedea nota de subsol 25).

8.3.3.5.1. Proporționalitatea componentei 1

(462) Astfel cum s-a menționat în considerentul 331 din decizia de inițiere a procedurii, s-a constatat că JDA++, acordul O&M, ASA și despăgubirile pentru pierderile de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii au fost încheiate în condițiile pieței și, prin urmare, pot fi considerate proporționale. Astfel cum s-a menționat în considerentul 324 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a recunoscut că este posibil ca punerea în aplicare a unei proceduri de ofertare concurențiale pentru acordul O&M să nu fie adecvată, având în vedere caracterul sensibil și natura specifică a unităților LTO, astfel încât proporționalitatea acesteia să poată fi evaluată prin nivelul marjei câștigate de Electrabel prin executarea acordului, care ar trebui stabilit în condițiile pieței. Întrucât nivelurile marjelor stabilite în acordul O&M sunt aliniate la cele aplicate în temeiul Acordului de parteneriat LTO cu Luminus, care este un acord de referință relevant deoarece acoperă servicii similare, Comisia a considerat că acordul O&M este proporțional. În plus, Comisia nu a primit nicio dovadă contrară în ceea ce privește proporționalitatea JDA++, a acordului O&M, ASA și a despăgubirilor pentru pierderile de acoperire a costurilor în cazul neîncheierii, în cursul consultării publice cu privire la acest caz.

(463) Întreprinderea comună a fost, de asemenea, considerată proporțională în decizia de inițiere a procedurii, întrucât guvernul belgian și Electrabel își vor exercita drepturile în condiții de egalitate: guvernanța întreprinderii comune, precum și costurile și veniturile vor fi împărțite în mod egal.

(464) În această secțiune, Comisia evaluează proporționalitatea ratei interne de rentabilitate (RIR) a proiectului LTO, precum și restul submăsurilor financiare din cadrul componentei 1 (MOCP, WCF, împrumuturile SDC, împrumuturile din partea acționarilor). Pentru a asigura proporționalitatea măsurii de ajutor de stat și pentru a evita supracompensarea, măsura de ajutor de stat trebuie să asigure rata minimă de rentabilitate pentru ca beneficiarul să efectueze investiția. Cu alte cuvinte, rata minimă care acoperă deficitul de finanțare al proiectului. Deficitul de finanțare este definit ca diferența dintre VAN a scenariului factual și a scenariului contrafactual și este, în același timp, cuantumul minim al ajutorului de stat necesar pentru ca măsura să aibă un efect stimulativ asupra firmei și cuantumul maxim al ajutorului de stat proporțional pentru a declanșa investiția.

(465) Conceptul de deficit de finanțare este profund înrădăcinat în procesul decizional obișnuit al întreprinderilor. Atunci când societățile care maximizează profitul decid dacă să întreprindă un proiect, ele evaluează valoarea generată de proiectul în cauză în funcție de direcții alternative de acțiune și o aleg pe cea cu cea mai mare rentabilitate preconizată. Prin urmare, pentru ca societățile să fie dispuse să întreprindă un proiect care nu este cel cu cea mai mare rentabilitate preconizată, ar putea fi necesar ca ele să fie stimulate prin intermediul unui ajutor de stat care să acopere deficitul de finanțare.

(466) Pentru a identifica partea din diversele îmbunătățiri care poate fi atribuită impactului intervenției, întrucât o astfel de îmbunătățire ar putea avea loc nu numai din cauza proiectului LTO, ci și din cauza altor factori, Belgia a furnizat un scenariu contrafactual, care nu era la dispoziția Comisiei la momentul deciziei de inițiere a procedurii ([150]). În acest caz, scenariul contrafactual este un scenariu în care nu ar avea loc nicio prelungire a duratei de viață a unităților LTO, ceea ce s-ar întâmpla în cazul în care nu se încheie niciun acord cu guvernul belgian. În analiza contrafactuală, rezultatele intervenției sunt comparate cu rezultatele care ar fi fost obținute dacă intervenția nu ar fi fost pusă în aplicare. Într-o astfel de situație, Electrabel: (i) ar exploata în continuare reactoarele nucleare până la datele inițiale de oprire legală a acestora și (ii) ar păstra toate responsabilitățile legate de deșeuri. Guvernul belgian a furnizat elementele financiare legate de acest punct, și anume fluxurile de numerar disponibil, neactualizate, previzionate și specificate ([151]) referitoare la operațiunile unităților nucleare belgiene pentru durata lor de viață rămasă (până la datele de oprire legală a acestora, în 2025). Belgia susține că fluxurile de numerar ale unităților LTO pe durata de viață legală rămasă rămân neschimbate, cu sau fără proiectul LTO.

(467) Au existat trei preocupări principale cu privire la proporționalitatea componentei 1 din decizia de inițiere a procedurii, care sunt relevante pentru evaluarea Comisiei:

(a) MOCP și termenii WCF, ai împrumuturilor din partea acționarilor și ai împrumuturilor SDC (a se vedea secțiunea 8.3.3.5.1.1);

(b) RIR țintă de 7 % care stă la baza modelului financiar (a se vedea secțiunea 8.3.3.5.1.2) și

(c) acordul EMSA (a se vedea secțiunea 8.3.3.5.1.3).

([150]) Analiza contrafactuală menționată în decizia de inițiere a procedurii se referă la scenariul în care Engie ar întreprinde proiectul LTO fără să fi ajuns la un acord cu guvernul belgian.

([151]) Fluxurile de numerar disponibil nu au fost actualizate, rămânând mai puțin de un an de funcționare până la data opririi legale.

8.3.3.5.1.1. Proporționalitatea măsurilor de sprijin financiar din cadrul componentei 1

(468) În primul rând, astfel cum s-a menționat în decizia de inițiere a procedurii, Comisia a considerat că MOCP oferă, în fapt, un mecanism de protecție pentru întreprinderea comună, deoarece orice deficit de venituri care rezultă din lipsa producției de energie electrică care are loc în perioada inițială și în faza de exploatare va fi acoperit de o plată din partea statului belgian, protejând astfel din punct de vedere financiar întreprinderea comună de orice risc operațional. Principalul aspect al MOCP a fost legat de faptul că aceasta ar putea reprezenta *de facto* un grant aproape nelimitat pentru BE-NUC în cazul unor perioade lungi neplanificate de indisponibilitate a unităților LTO. Teoretic, în cazul în care un eveniment major neprevăzut sau o serie de evenimente majore neprevăzute conduc la împiedicarea unităților LTO să producă energie electrică pe durata de 10 ani a proiectului LTO, MOCP ar putea fi declanșată până la valoarea de [7 000-8 000] de milioane EUR. Belgia a furnizat clarificări suplimentare cu privire la probabilitatea care nu poate fi neglijată ca astfel de evenimente de întreruperi neplanificate semnificative să aibă loc (a se vedea considerentele 114-118) și cu privire la consecințele pe care le-ar putea avea (a se vedea tabelul 11), iar Belgia s-a angajat să limiteze plata MOCP la 2 miliarde EUR (a se vedea considerentul 121). Această sumă, care pare să fie în conformitate cu practicile la nivel de sector în ceea ce privește nivelurile de garanție, corespunde limitei superioare a unui scenariu în care ambele unități LTO sunt indisponibile în mod simultan timp de doi ani consecutivi. Având în vedere perioada de prelungire a duratei de viață a centralei (limitată la 10 ani), doi ani au fost considerați perioada maximă de timp care ar putea fi dedicată identificării și soluționării unei probleme sau a unei serii de probleme, în funcție de importanța acestora, înainte de a lua în considerare posibilitatea închiderii centralei. Prin urmare, Comisia consideră că valoarea plafonată a MOCP este proporțională.

(469) În al doilea rând, în ceea ce privește împrumuturile SDC, Belgia susține că, până în anul 2028, împrumuturile SDC acoperă costurile în perioada în care unitățile LTO nu sunt prevăzute să genereze venituri nete și sunt rambursabile guvernului belgian, ceea ce asigură minimizarea ajutorului. Astfel cum s-a menționat în decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îngrijorarea cu privire la rambursarea împrumuturilor SDC, deoarece, în practică, împrumuturile SDC constituie o linie de finanțare de rang inferior în raport cu toate celelalte împrumuturi, precum și cu capitalul propriu al întreprinderii comune. Aceasta înseamnă că este posibil ca împrumuturile să nu fie rambursate la sfârșitul perioadei LTO în cazul în care producția de energie electrică nu este suficient de mare, ceea ce implică un risc substanțial pe care rata dobânzii, stabilită la valoarea cea mai mică dintre rata OLO (pe cinci ani) ([152]) în Belgia plus 200 de puncte de bază și 6 %, este posibil să nu îl reflecte. Belgia a clarificat faptul că împrumuturile SDC nu vor fi rambursate numai în cazul unui scenariu în foarte mare măsură negativ, astfel încât riscul ca acestea să nu fie rambursate statului belgian este foarte mic (a se vedea considerentul 132). În special, Belgia a subliniat că, într-un astfel de scenariu în foarte mare măsură negativ, nu ar exista nicio rentabilitate a aportului de capital. Într-adevăr, riscurile împrumuturilor SDC se referă numai la riscurile legate de performanța și profitabilitatea proiectului, deoarece împrumuturile SDC nu sunt utilizate pentru a finanța cheltuielile de capital. În ceea ce privește rata dobânzii, aceasta este plafonată la nivelul maxim care nu ar depăși intervalul RIR țintă în cadrul MPRA de 6 %-8 %. Prin urmare, Comisia consideră că termenii și condițiile împrumuturilor SDC sunt proporționale. În cazul în care termenii și condițiile finale ale împrumuturilor SDC modifică măsura notificată, astfel cum este prezentată în prezenta decizie, Belgia se angajează să le notifice Comisiei.

(470) În al treilea rând, în ceea ce privește condițiile WCF și ale împrumuturilor din partea acționarilor, Belgia a clarificat în cursul procedurii oficiale de investigare că acestea vor fi achiziționate în condițiile pieței, la rate ale dobânzii care nu au fost încă stabilite, dar care urmează să fie stabilite prin raportare la ratele predominante de pe piață și la orice finanțare comparabilă prin îndatorare din partea terților, disponibilă la momentul relevant. A fost elaborată o listă care stabilește termenii și condițiile pentru ambele împrumuturi din partea acționarilor și care descrie metodologia de stabilire a ratei dobânzii. Belgia a clarificat faptul că această metodologie este în concordanță cu politicile Engie de creditare în materie de stabilire a prețurilor de transfer și este în conformitate cu principiul BEPS al OCDE, asigurând faptul că rata dobânzii a fost stabilită în condiții de deplină concurență. Potrivit listei de termeni și condiții, se preconizează că rata dobânzii va fi o rată fluctuantă, stabilită la rata EURIBOR la 6 luni, la care se adaugă o marjă estimată de aproximativ [0-3] %. Comisia observă că marja adăugată la rata EURIBOR la 6 luni va fi estimată pornind de la [...], care este un instrument recunoscut și utilizat pe scară largă pentru a estima marjele marjei pe baza unor criterii precum scadența, bonitatea și moneda împrumutului și a debitorului. În ceea ce privește ratingul care va fi luat în considerare pentru întreprinderea comună atunci când se estimează marja marjei, în absența unui rating oficial pentru BE-NUC din partea unei agenții de rating de credit, Belgia îl estimează luând în considerare cel mai mic rating de credit al acționarilor entității. Aceștia sunt statul belgian (ratingul Moody's Aa3 ([153]), astfel cum a fost confirmat pe

([152]) Aceasta corespunde duratei estimate a împrumuturilor SDC (5 ani).
([153]) Echivalent al AA- utilizând terminologia în domeniul ratingului S&P și Fitch.

site-ul guvernului belgian ([154]), ratingul S&P AA și ratingul Fitch AA-, astfel cum au fost confirmate pe site-ul guvernului belgian și verificate, de asemenea, de Comisia Europeană pe portalul S&P Capital IQ Pro ([155]) la 16 ianuarie 2025) și Electrabel [ratingul Moody's Baa1 ([156]) conform raportului disponibil public din 10 iulie 2024 ([157]) și ratingul Fitch BBB+, conform informațiilor disponibile public pe site-ul Fitch ([158])]. Aceasta este o abordare standard, în special având în vedere că unitățile LTO constituie o activitate de bază a Electrabel, susținută, de asemenea, de o garanție neplafonată a societății-mamă din partea Engie (ratingul Moody's Baa1 ([159]) și ratingul Fitch BBB+ ([160])) și având în vedere structura capitalului propriu al întreprinderii comune. Prin urmare, Comisia consideră că termenii și condițiile WCF și ale împrumuturilor din partea acționarilor sunt proporționale. În cazul în care termenii și condițiile finale ale WCF și ale împrumuturilor din partea acționarilor modifică măsura notificată, astfel cum este prezentată în prezenta decizie, Belgia se angajează să le notifice Comisiei.

(471) Având în vedere introducerea unui plafon pentru MOCP și clarificările suplimentare privind împrumuturile SDC și termenii corespunzători WCF și împrumuturilor din partea acționarilor, Comisia consideră că MOCP, WCF, împrumuturile SDC și împrumuturile din partea acționarilor sunt proporționale.

8.3.3.5.1.2. Proporționalitatea rentabilității țintă de 7 % (pe care se bazează CfD)

(472) În cadrul RA, se va aplica un contract bidirecțional pentru diferență între părți. Comisia a evaluat metodologia de stabilire a prețului de exercitare, inclusiv prin verificarea parametrilor introduși în modelul financiar care determină nivelul prețului de exercitare. Astfel cum s-a menționat în considerentul 71, în scenariul de bază al modelului financiar de semnare care stă la baza acordului de punere în aplicare semnat la 13 decembrie 2023, Belgia presupune că respectivele costuri de modernizare a celor două reactoare se ridică la [2-2,5] miliarde EUR reprezentând cheltuieli de capital, ceea ce ar conduce la un preț de exercitare de [80-90] EUR/MWh pentru a asigura o rată internă de rentabilitate de 7 % pe întreaga durată de viață a unităților LTO. Cu alte cuvinte, actualizarea fluxurilor de numerar disponibil la o rată după impozitare de 7 % ar conduce la o VAN zero, ceea ce ar demonstra proporționalitatea RIR și ar elimina deficitul de finanțare. În plus, Belgia susține că RA include un mecanism de partajare a pierderilor/câștigurilor (MPRA) prin care Engie împarte parțial riscurile cu statul belgian atunci când prețurile pieței se dovedesc a fi mai mici sau mai mari decât se preconizase în scenariul de bază. În condițiile unor prețuri mai mici, rentabilitatea țintă (sub forma unui preț de exercitare mai mic) scade de la 7 % la 6 %, în timp ce, în condițiile unor prețuri mai mari, rentabilitatea țintă (sub forma unui preț de exercitare mai mare) crește la 8 %.

(473) În cursul procedurii oficiale de investigare, Belgia a furnizat explicații suplimentare cu privire la motivul pentru care rata-țintă de rentabilitate de 7 % și intervalul de 6-8 % sunt proporționale, arătând că valoarea ajutorului este limitată la minimul necesar pentru a acoperi deficitul de finanțare.

(474) În primul rând, Belgia a modificat proiectul CfD, astfel încât producția de energie electrică de la unitățile LTO să fie mai bine aliniată la semnalele pieței și să nu se ofere stimulente partenerului EMSA pentru a vinde energie electrică la prețuri negative. Astfel cum s-a menționat în secțiunea 8.3.3.4.1, Comisia consideră că proiectul CfD modificat este într-adevăr adecvat.

([154]) A se vedea https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Numai ratingurile S&P și Fitch, atunci când sunt disponibile, sunt afișate pe portalul S&P Capital IQ Pro, accesibil Comisiei Europene.
([156]) Echivalent al BBB+ utilizând terminologia în domeniul ratingului S&P și Fitch.
([157]) A se vedea https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) A se vedea https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 este echivalent al BBB+ în cadrul terminologiei în domeniul ratingului de credit S&P și Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) A se vedea https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) În al doilea rând, Belgia a actualizat exercițiul de evaluare comparativă pentru a concluziona că intervalul de profitabilitate de 6 %-8 % este în conformitate cu valorile de referință la nivel de sector, și anume RIR de 7 % corespunde unei prime de aproximativ 4 % peste rata fără risc de aproximativ 3 % (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1.1). Analiza de referință internațională care a fost furnizată de Belgia utilizează, în măsura posibilului, societăți și proiecte comparabile. Având în vedere că sectorul nuclear se bazează pe o finanțare foarte specifică și personalizată, adesea cu o implicare puternică a guvernului, propunerea unui criteriu de referință pentru mecanisme perfect echivalente pare nerealistă. În fapt, Belgia a recunoscut că diversitatea cadrelor de piață și de reglementare, profilurile de risc, precum și caracteristicile întreprinderii și ale proiectului împiedică dezvoltarea unui set complet comparabil de întreprinderi sau proiecte. Cu toate acestea, exemplele propuse de Belgia pot fi considerate relevante, deoarece se bazează pe întreprinderi și proiecte care dețin active nucleare în diferite zone geografice, care mobilizează mecanismele de finanțare cele mai apropiate de cele ale proiectului. În ceea ce privește RIR cuprinsă între 6 % și 8 %, se pare că, la fel ca în cazul majorității proiectelor cu intervale comparabile și măsuri de protecție financiară, parametrii reținuți de Belgia se află la limita inferioară a intervalului.

(476) În al treilea rând, Belgia a modificat mecanismul MPRA, astfel încât ajustarea RIR să aibă loc mai rapid, în conformitate cu circumstanțele pieței (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.2). Prin ajustarea etapelor MPRA de la 30 % la 20 %, determinând o intensificare a mecanismului, aceasta va avea ca rezultat o evoluție descendentă mai rapidă a RIR atunci când prețul pieței este mai mic decât prețul de exercitare sau o evoluție ascendentă mai rapidă a RIR atunci când prețul pieței este mai mare decât prețul de exercitare. Având în vedere că toate celelalte aspecte sunt egale, acest lucru ar conduce la un impact mai puternic asupra RIR a întreprinderii comune în cazul unor modificări ale prețurilor pieței în cadrul intervalului de prețuri.

(477) În al patrulea rând, pe baza MPRA actualizat și a previziunilor actuale privind prețurile pieței, Belgia a calculat rata efectivă de rentabilitate pe care BE-NUC ar obține-o în prezent, care s-ar ridica la 6,5 %, ceea ce ar fi cu 0,5 puncte de bază sub rata-țintă de 7 %, și s-ar situa la limita inferioară a intervalului de 6 %-8 %. Această evaluare se bazează pe evoluția piețelor energiei electrice de la semnarea acordului (2023) și pe faptul că previziunile pentru perioada 2025-2035 ar fi scăzut. Comisia ia act de faptul că aceste evaluări sunt în conformitate cu actualele cotații EEX. Începând cu 16 ianuarie 2025, previziunile privind prețurile medii sunt următoarele: 79,72 EUR/MWh pentru 2025, 80,23 EUR/MWh pentru 2026, 75,75 EUR/MWh pentru 2027, 64,99 EUR/MWh pentru 2028 ([161]).

(478) În al cincilea rând, Belgia a comparat RIR țintă cu costul teoretic al capitalului, pe baza a două metodologii acceptate pe scară largă, și anume costul mediu ponderat al capitalului (WACC) și costul capitalului propriu (costul capitalurilor proprii cu excluderea efectului de levier). Belgia a calculat WACC, care se situează în intervalul 6,2 %-7,4 %, și costul capitalurilor proprii cu excluderea efectului de levier, care se situează în intervalul 6,2 %-7,5 %. În acest context, pentru a confirma în continuare dacă RIR țintă este proporțională, Comisia a comparat costul WACC țintă al Belgiei cu un interval WACC bazat pe piață ([162]). O RIR țintă mai mare decât intervalul respectiv înseamnă o rentabilitate disproporționat de mare, o RIR țintă mai mică decât intervalul înseamnă o rentabilitate disproporționat de mică (adică o rentabilitate pe care un investitor de pe piață nu ar accepta-o). Pentru a estima un interval teoretic al WACC pe baza datelor de piață, Comisia se bazează pe formula WACC standard, utilizată și de Belgia și descrisă în secțiunea 3.3.1.3.1.2.1.

(479) În ceea ce privește CCP, Comisia s-a bazat pe formula CAPM standard, utilizată și de Belgia și descrisă în secțiunea 3.3.1.3.1.2.2, estimând fiecare dintre componentele sale pe baza datelor de piață, astfel cum se explică în continuare.

(480) În ceea ce privește rata fără risc, în conformitate cu abordarea Belgiei, Comisia se bazează pe randamentele obligațiunilor de stat belgiene (OLO) cu scadența la 10 ani care pot aproxima factorul fără risc exprimat în euro în ratingul de credit suveran al Belgiei și care pot fi compatibile cu durata proiectului de 10 ani. În ceea ce privește perioada de calcul al mediei, Comisia a luat în considerare atât o medie mobilă pe 6 luni, cât și o medie mobilă pe

([161]) A se vedea https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Având în vedere că parametrii de piață utilizați pentru costul capitalurilor proprii cu excluderea efectului de levier și WACC sunt aceiași, Comisia se va concentra asupra calculului WACC în această secțiune.

12 luni, care se ridicau la 3,01 % și, respectiv, la 3,03 % în septembrie 2024 ([163]). Prin urmare, intervalul estimat al ratei fără risc se încadrează în estimările inferioare și superioare calculate de Belgia, de 2,8 % și 3,11 % (pe baza mediei mobile pe 12 luni pentru jumătatea anului 2023 și, respectiv, sfârșitul anului 2023). Aceste estimări sunt, de asemenea, în concordanță cu ratele medii fără risc utilizate în Belgia, conform datelor Fernandez et al. ([164]) pentru începutul anului 2024.

(481) În ceea ce privește prima de risc de piață, Belgia presupune un interval cuprins între 5,27 % și 5,75 %, pe baza datelor Damodaran și Kroll (a se vedea tabelul 8). Aceste baze de date sunt recunoscute pe scară largă și utilizate în mediul financiar și de afaceri. Comisia consideră că aceste surse sunt fiabile și utilizează, în scenariul său cu valori scăzute, media datelor Damodaran (5,27 %), iar în scenariul său cu valori ridicate, cifra prudentă de 5,75 % a Belgiei. Pentru scenariul său de referință, Comisia a luat în considerare o a treia sursă de date recunoscută pe scară largă și bazată pe date, și anume datele anchetei anuale publicate de Fernandez et al ([165]), care estimează prima de risc de piață la 5,7 % la începutul anului 2024. Din motive de prudență, Comisia ia în considerare media celor trei surse (Damodaran, Kroll și Fernandez), care este de 5,57 %, pentru scenariul său de referință.

(482) În ceea ce privește coeficientul beta cu excluderea efectului de levier, Comisia a evaluat ambele metodologii prezentate de Belgia, care se bazează pe media aritmetică și pe mediana efectului de levier (datorii/capitaluri proprii) a cinci societăți de utilități publice similare și a valorilor beta estimate ca medii mobile pe 5 ani la jumătatea anului 2023, cu frecvență zilnică. Comisia consideră că această metodologie și sursa de date (Bloomberg) sunt conforme cu metodologiile recunoscute pe scară largă ([166]). Pentru scenariul său de referință, Comisia ia în considerare media estimărilor inferioară ([0,40-1,00]) și superioară ([0,40-1,00]) pentru scenariul său de referință ([0,40-1,00]). În ceea ce privește procesul de excludere și de includere a efectului de levier pentru estimările beta, în conformitate cu Belgia, Comisia se bazează, de asemenea, pe abordarea Hamada (astfel cum este descrisă în tabelul 6) și utilizează, din motive de prudență, limita inferioară a estimării Belgiei pentru efectul de levier vizat (datorie/capitaluri proprii) de 53 %.

(483) În ceea ce privește gradul de îndatorare ([167]), Comisia observă că intervalul de 34,6 %-35,2 % (a se vedea tabelul 6) este derivat din efectul de levier vizat, cuprins între 53 % și 54,5 %, pe baza societăților similare utilizate pentru estimările beta, astfel cum se descrie în considerentul 482. Din motive de prudență, Comisia utilizează limita inferioară a estimărilor în scenariul său de referință ([168]).

(484) În ceea ce privește costul înainte de impozitare al estimărilor datoriei, Belgia utilizează o metodologie recunoscută pe scară largă care constă în adăugarea la rata fără risc a unei marje a profitului (bazată pe industria operațională a societății). În conformitate cu această metodologie, pentru scenariul său de referință, Comisia adaugă la rata fără risc de 3,03 % (scenariul de referință) media marjelor profitului aferente începutului anilor 2023 și 2024 de 2,69 % și, respectiv, 2,17 % ([169]).

([163]) Date extrase de la S&P Capital IQ Pro la 4 septembrie 2024.

([164]) Sursă de date recunoscută pe scară largă. Prof. Fernandez et al. publică anual o anchetă privind prima de risc de piață și rata fără risc utilizate pentru mai multe țări. Ancheta din 2024 este disponibilă aici, indicând o rată medie fără risc de 3,1 %. Anchetă: Prima de risc de piață și rata fără risc utilizate pentru 96 de țări în 2024 de către Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín – https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Sursă de date recunoscută pe scară largă. Prof. Fernandez et al. publică anual o anchetă privind prima de risc de piață și rata fără risc utilizate pentru mai multe țări. Ancheta din 2024 este disponibilă aici, indicând o primă medie de risc de piață de 5,7 %: Anchetă: Prima de risc de piață și rata fără risc utilizate pentru 96 de țări în 2024 de către Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín: SSRN.

([166]) Utilizarea unei medii mobile pe 5 ani cu o frecvență zilnică permite atenuarea volatilității pe termen scurt și oferă o măsurare mai stabilă a riscului.

([167]) Gradul de îndatorare (datorie/capital total) este derivat din efectul de levier vizat utilizat în procesul de excludere și de includere a efectului de levier în estimarea beta, astfel cum se descrie în secțiunea 3.3.1.3.1.2. Gradul de îndatorare se calculează ca [efectul de levier vizat/(1 + efectul de levier vizat)].

([168]) De asemenea, gradul de îndatorare este, în linii mari, în concordanță cu informațiile industriale furnizate de Damodaran, care estimează o rată medie de îndatorare de 39,25 % pentru sectorul energetic pentru 2023 (cifre publicate în ianuarie 2024, disponibile la adresa https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Potrivit site-ului Damodaran, pagina „Date arhivate” (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), fișiere pentru 1/24 și 1/23 pentru Europa în secțiunea „Costul capitalului pe sector”.

(485) Concluziile Comisiei privind WACC sunt prezentate în tabelul 17 de mai jos. Tabelul prezintă trei scenarii pentru WACC, care sunt rezultatul a trei seturi de ipoteze: scenariu „cu valori scăzute Belgia”, scenariu „de referință” al Comisiei și scenariu „cu valori ridicate Belgia”.

Tabelul 17

Prezentarea celor trei scenarii pentru WACC

Scenarii (*)	Valori scăzute Belgia	Scenariu de referință al Comisiei	Valori ridicate Belgia
Rata fără risc	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Prima de risc de piață	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Beta cu îndatorare	[0,40-1,00]	[1,00-1,60]	[1,00-1,60]
Costul datoriilor înainte de impozitare	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Grad de îndatorare financiară	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Rata de impozitare	25 %	25 %	25 %
Costul mediu ponderat al capitalului	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Numere rotunjite la prima zecimală.

(486) Parametrii WACC prezentați în tabelul 17 ca rezultat al unui WACC de aproximativ 7,0 % în scenariul de referință al Comisiei și în intervalul estimat de Belgia în scenariul cu valori scăzute și în scenariul cu valori ridicate. RIR țintă de 7 % se încadrează în acest interval. Trebuie menționat că:

(a) aceste cifre nu includ nicio primă specifică de risc nuclear sau alte prime, cum ar fi prima de lipsă de lichiditate, pentru a reflecta minimizarea riscurilor furnizată de diferitele măsuri descrise în secțiunile de mai sus ([170]).

(b) scenariul „cu valori scăzute” din Belgia, estimarea beta și a gradului de îndatorare, se bazează pe media aritmetică a societăților similare selectate. Cu toate acestea, în special în ceea ce privește beta, în explicațiile sale suplimentare privind gama de estimări ale costului capitalului furnizate în decembrie 2024, astfel cum au fost discutate în secțiunea 3.3.1.3.1.2, Belgia subliniază că o medie aritmetică a beta comparabile ar subestima riscurile de piață ale unei utilități expuse la o anumită producție nucleară, deoarece atribuie o pondere egală societăților cu diferite structuri ale portofoliului ([171]). Din acest motiv, Belgia a prezentat estimări ușor revizuite ale beta cu excluderea efectului de levier, luând în considerare media aritmetică a tuturor societăților similare, cu excepția celei cu cel mai scăzut mix de generare a energiei nucleare din activele sale, generând valoarea de [0,40-1,00], și luând în considerare media dintre valorile beta cu excluderea efectului de levier a două societăți cu cea mai ridicată expunere nucleară, generând valoarea de [0,40-1,00]. Comisia recunoaște validitatea observațiilor formulate de Belgia. În cazul în care media ([0,40-1,00]) a celor două estimări beta cu excluderea efectului de levier ar fi luată în considerare pentru WACC în cadrul scenariului de referință al Comisiei, WACC ar avea ca rezultat o estimare ușor mai ridicată, de 7,12 %.

(c) conform previziunilor revizuite privind prețul (energiei electrice) de pe piață, astfel cum se menționează în secțiunea 3.3.1.3.1.3, RIR estimată realizată este în realitate de 6,5 %.

(487) În cele din urmă, astfel cum s-a menționat în considerentul 318 din decizia de inițiere a procedurii, proporționalitatea submăsurilor financiare din cadrul componentei 1 este legată de caracterul adecvat al acestora. Astfel cum s-a menționat în secțiunea 8.3.3.4.1, Comisia a concluzionat că pachetul de submăsuri financiare din cadrul componentei 1 poate fi considerat adecvat pentru a aborda disfuncționalitățile pieței și riscurile legate de investițiile în domeniul nuclear.

([170]) Care este în conformitate cu decizia Dukovany.

([171]) A se vedea Belgia, decembrie 2024, „SA.106107 Notă suplimentară – Explicații suplimentare privind intervalul de estimări ale costurilor de capital”: De exemplu, Iberdrola (beta cu excluderea efectului de levier de [0,00-0,60]) deținea 5 % din capacitatea sa instalată în active nucleare, iar 14 % din producția sa provenea din energie nucleară. În același timp, 53 % din producția totală a Fortum a constat în energie nucleară, iar valoarea beta a fost de [0,40-1,00].

(488) Din motivele menționate mai sus, Comisia consideră că Belgia a demonstrat în mod suficient proporționalitatea proiectului CfD și a RIR subiacentă.

8.3.3.5.1.3. Proporționalitatea acordului EMSA

(489) În cele din urmă, Belgia a confirmat în cursul procedurii oficiale de investigare că va fi organizată o licitație pentru selectarea partenerului EMSA și a clarificat în detaliu criteriile și condițiile de selecție aplicabile partenerului EMSA (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.1). Comisia consideră că procedura de licitație este concurențială, și anume deschisă, clară, transparentă, nediscriminatorie și bazată pe criterii obiective care au fost definite ex ante în conformitate cu obiectivul măsurii și cu reducerea la minimum a riscului de prezentare de oferte strategice. Criteriile de selecție au fost publicate, de asemenea, pe platformele relevante din Belgia și din UE și cu suficient timp înainte de termenul de depunere a candidaturilor, pentru a permite o concurență efectivă. Într-adevăr, Belgia a pus în aplicare dispoziții și garanții suplimentare pentru a se asigura că obiectivele EMSA vor fi atinse și că serviciile preconizate vor fi furnizate în mod adecvat (de exemplu, RFI, RFC, astfel cum se explică în secțiunea 3.3.1.5.1).

(490) Belgia a luat, de asemenea, măsuri pentru a identifica și a preveni în mod eficace orice potențiale conflicte de interese cu Engie în cursul instituirii procedurii de licitație.

(491) Pentru a răspunde preocupărilor Comisiei din considerentul 328 din decizia de inițiere a procedurii, Belgia a modificat, de asemenea, proiectul CfD prin acordarea autorității decizionale în ceea ce privește modulările economice partenerului EMSA, care, prin intermediul formulei de remunerare modificate, are stimulentele adecvate pentru a lua decizii de modulare economică în conformitate cu circumstanțele pieței, asigurând o dispecerizare și întreținere optimă a unităților LTO, precum și stimulente reduse pentru a produce în perioadele în care se înregistrează prețuri negative (a se vedea secțiunea 8.3.3.4.1). În consecință, Comisia consideră că partenerul EMSA nu va fi stimulat să asigure capacitatea maximă a unităților LTO la PZU la cel mai mic preț permis.

(492) Formula de remunerare modificată a partenerului EMSA asigură, de asemenea, echilibrul potrivit între riscurile crescute ale opririlor și menținerea stimulentelor adecvate pentru ca partenerul EMSA să depună eforturi în sensul echilibrării. Prin urmare, Comisia consideră că licitația EMSA va atrage suficienți ofertanți.

(493) În plus, Belgia a clarificat faptul că au fost prevăzute dispoziții și măsuri specifice în cazul participării și selectării GEMS în cadrul licitației sau în cazul necesității GEMS de a acționa temporar în calitate de partener al EMSA în situația unei proceduri de licitație nereușite (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.3). Comisia consideră că aceste măsuri sunt suficiente pentru a asigura independența partenerului EMSA în toate circumstanțele.

(494) Din motivele expuse mai sus, Comisia consideră că Belgia a demonstrat în mod suficient proporționalitatea EMSA.

8.3.3.5.2. Proporționalitatea componentei 2

(495) Pentru a stabili dacă transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat este proporțional, Comisia a verificat dacă respectivele condiții în care are loc transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat sunt definite astfel încât riscul depășirii costurilor care afectează statul și incertitudinea aferentă să fie reduse cât mai mult posibil. Din cauza naturii gestionării deșeurilor radioactive și a incertitudinii persistente în ceea ce privește selectarea locului de producere și costurile de depozitare definitivă, este posibil ca acest fapt să nu conducă la excluderea în totalitate a oricărei posibilități de depășire a costurilor, astfel cum s-a recunoscut în deciziile anterioare ale Comisiei referitoare la responsabilitățile privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat (a se vedea nota de subsol 149).

(496) Comisia a subliniat, de asemenea, în cazurile anterioare, că gestionarea deșeurilor radioactive este caracterizată de termene lungi, care ar putea necesita o anumită formă de intervenție a statului. Belgia susține, de asemenea, că necesitatea intervenției statului pentru a asigura gestionarea responsabilă și în condiții de siguranță a deșeurilor radioactive este consacrată la articolul 4 alineatul (1) din Directiva 2011/70/Euratom, care prevede răspunderea finală a statului în această privință, precum și în Convenția comună privind securitatea gestionării combustibilului uzat și securitatea gestionării deșeurilor radioactive. Belgia susține că intervenția statului ar putea fi justificată pentru a evita riscul unei sarcini viitoare mai mari pentru stat în cazul în care nu se ia nicio măsură.

(497) Belgia a susținut, de asemenea, că, în conformitate cu principiul „poluatorul plătește” prevăzut în Recomandarea 2006/851/Euratom, operatorul nuclear belgian a rezervat resurse financiare adecvate pentru costurile de gestionare a combustibilului uzat și a deșeurilor radioactive pe durata de viață productivă a celor șapte reactoare nucleare. CPN/CNV a efectuat o revizuire periodică a caracterului adecvat al acestor resurse financiare. În plus, Belgia susține că actualul acord privind deșeurile respectă în continuare principiul „poluatorul plătește” și îndeplinește cerințele menționate la articolul 4 alineatul (3) litera (e), la articolul 5 alineatul (1) litera (f) și la articolul 9 din Directiva 2011/70/Euratom, din următoarele motive:

(a) Operatorul nuclear își menține responsabilitățile în materie de dezafectare și în ceea ce privește activitățile de aliniere a deșeurilor radioactive și a combustibilului nuclear uzat la criteriile contractuale de transfer. În plus, Belgia susține că aceste CTC pot fi considerate foarte stricte, limitând și mai mult riscul asumat de statul belgian. De asemenea, statului nu îi revine nicio răspundere financiară sau de altă natură pentru gestionarea prealabilă transferului, care este efectuată de operatorul nuclear.

(b) Volumul de deșeuri a fost definit în prealabil, iar operatorul nuclear suportă riscul de volum în cazul în care se produc mai multe deșeuri decât s-a convenit, prin intermediul taxei de ajustare a volumului, în timp ce nu se acordă nicio rambursare în cazul în care se generează mai puține deșeuri.

(c) O primă de risc a fost inclusă în plata sumei forfetare pentru a acoperi incertitudinile pentru care, în conformitate cu IAS 37 (standardele internaționale de contabilitate), nu existau încă provizioane.

(d) Plata sumei forfetare de 15 miliarde EUR de către Electrabel are loc imediat, mai degrabă decât pe o perioadă de mai multe decenii, și este gestionată și investită de un organism public independent (Hedera), care asigură fondurile în scopul preconizat și controlează costurile legate de responsabilitățile transferate, ambele aflate sub controlul unui organism guvernamental independent (CPN/CNV). Acest lucru asigură disponibilitatea resurselor financiare atunci când depozitarea definitivă a deșeurilor radioactive devine operațională și reduce riscurile legate de posibila insolvență a Electrabel. Prin plata în avans a sumelor forfetare plafonate, statul belgian va dispune deja de resursele financiare și nu va mai depinde de existența unui operator nuclear privat într-un viitor îndepărtat.

(498) Comisia a recunoscut în considerentele 337-340 din decizia de inițiere a procedurii faptul că există multe aspecte pozitive care caracterizează acordul privind deșeurile convenit între Belgia și Engie, cum ar fi: (i) plata imediată în numerar, pe baza provizioanelor nucleare curente (certificate de contabili internaționali) și incluzând o primă de risc, care asigură statul belgian împotriva unei eventuale insolvabilități a operatorului nuclear, (ii) includerea taxei de ajustare a volumului în cazul în care cantitatea de deșeuri nucleare ar fi mai mare decât se prevede în prezent și (iii) includerea unor criterii contractuale stricte de transfer.

(499) Comisia consideră că transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare către fondul Hedera, un organism public separat care asigură fondurile în scopul preconizat și controlează costurile legate de responsabilitățile transferate, ambele aflate sub controlul unui organism guvernamental independent (CPN/CNV), justifică eliberarea activelor non-europene ale Electrabel din perimetrul Electrabel (și monitorizarea aferentă a CPN/CNV) și asigură proporționalitatea transferului responsabilităților transferate în materie de deșeuri radioactive și combustibil uzat, având în vedere evaluarea activelor în valoare de cel puțin 4 miliarde EUR la închiderea tranzacției în perimetrul Electrabel. În plus, astfel cum s-a menționat deja în considerentul 334 din decizia de inițiere a procedurii, eliberarea poate fi considerată proporțională, deoarece Engie acordă o garanție nelimitată și irevocabilă a societății-mamă care acoperă: (i) obligațiile de dezafectare ale Electrabel (care includ, de asemenea, riscul ca valoarea provizioanelor să fie insuficientă), (ii) riscul de volum în temeiul acordului privind limitarea deșeurilor și (iii) rambursarea împrumuturilor cu Synatom.

(500) În cele din urmă, Belgia a clarificat și faptul că modelul financiar de semnare ia în considerare costurile de gestionare a deșeurilor LTO și a combustibilului uzat LTO sau costurile finale, estimate la aproximativ 0,9 milioane EUR per ansamblu (la valorile din 2022) (a se vedea considerentul 177), astfel încât aceste valori ale deșeurilor să poată fi atribuite numai perioadei de prelungire a duratei de viață și să nu fie luate în considerare în acordul privind deșeurile.

(501) Au existat trei probleme principale nesoluționate cu privire la proporționalitatea componentei 2 din decizia de inițiere a procedurii, care sunt relevante pentru evaluarea Comisiei:

(a) nivelul ratei de actualizare pentru calcularea valorii actualizate a responsabilităților transferate în materie de deșeuri nucleare, care ar putea să nu reflecte riscurile pe termen foarte lung legate de un transfer complet al tuturor responsabilităților în materie de deșeuri către statul belgian (astfel cum menționează CPN/CNV în avizul său);

(b) nivelul primei de risc și

(c) valoarea transferului responsabilităților suplimentare în materie de dezafectare care rezultă din proiectul LTO, care nu era cunoscută încă la momentul deciziei de inițiere a procedurii).

(502) În primul rând, pentru a calcula valoarea actualizată a responsabilităților privind deșeurile nucleare și combustibilul uzat, Belgia a ales un factor de actualizare nominal unic de 3 %, pe baza unei rate a inflației de 2 % și a unei rate reale a dobânzii de 1 %, spre deosebire de recomandarea CPN/CNV de a aplica o abordare în două etape, prin care se utilizează o rată de actualizare de 3,17 % pentru primii 30 de ani (pe baza ratei OLO pe 30 de ani) și o rată de actualizare de 2,17 % pentru perioada următoare (pe baza ratei fără risc). Comisia a pus sub semnul întrebării motivul pentru care Belgia s-a abătut de la abordarea CPN/CNV.

(503) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 3.3.2.3.1, Belgia a explicat că rata de actualizare de 3 % este o rată prudentă pe termen lung, comparând-o cu rata unică simulată echivalentă cu abordarea în două etape a CPN/CNV (calculată în momente diferite) și cu rata forward finală (*Ultimate Forward Rate* – UFR) a EIOPA. După cum se arată în tabelul 14, comparând rata de actualizare de 3 % cu aceste alte rate de referință utilizate în diverse momente de la semnarea acordului de punere în aplicare, rata de 3 % se situează la limita inferioară a intervalului de referință.

(504) Rata de 3 % este, de asemenea, în concordanță cu rata OLO belgiană pe 30 de ani și ar fi cea mai bună estimare disponibilă, în conformitate cu practicile de piață, având în vedere perioada de timp prelungită și faptul că procentul de 3 % se află deja la limita inferioară a diferitelor estimări. De asemenea, aceasta este considerabil mai mică decât rata de actualizare de 4,58 % utilizată de Germania într-un caz similar și aprobată de Comisie în cazul SA.45296.

(505) Belgia presupune în calculul limitării deșeurilor o rată constantă a inflației de 2 %, care reprezintă ținta de inflație pe termen lung a BCE. CPN/CNV și-a exprimat îngrijorarea cu privire la faptul că inflația reală a costurilor de construcție în sectorul nuclear (pe baza indicelui ABEX) ar putea fi mai mare decât ținta de inflație de 2 % a BCE (a se vedea considerentul 278). Belgia susține că ținta de inflație de 2 % a BCE este indicatorul corect al inflației pentru calculul limitării deșeurilor, dat fiind că: (i) indicele ABEX este doar un indicator slab pentru costurile de construcție în sectorul nuclear, deoarece vizează numai construcțiile rezidențiale și (ii) tendințele structurale subiacente ale indicelui ABEX și ale indicelui IPC sunt similare. Comisia este de acord cu raționamentul Belgiei de a considera drept rată relevantă a inflației rata țintă a BCE de 2 %, în conformitate cu practicile de piață.

(506) Astfel, Comisia concluzionează că o rată de actualizare de 3 % poate fi considerată prudentă și, prin urmare, proporțională.

(507) În al doilea rând, în ceea ce privește nivelul primei de risc, Belgia a clarificat faptul că la suma de bază de 9 815 milioane EUR a fost adăugată o primă de risc suplimentară semnificativă de 5 185 de milioane EUR pentru a acoperi restul incertitudinilor, pe baza unei note tehnice din partea ONDRAF/NIRAS.

(508) În cursul etapei oficiale de investigare, Belgia a clarificat modul în care incertitudinile și riscurile asociate transferului responsabilității financiare pentru gestionarea deșeurilor radioactive și a combustibilului uzat de la cele șapte centrale nucleare belgiene către statul belgian, astfel cum au fost identificate în nota ONDRAF/NIRAS, au fost luate în considerare la calcularea primei de risc (a se vedea tabelul 15).

(509) Comisia recunoaște caracterul deloc simplu al cuantificării tuturor acestor riscuri și al evaluării probabilității acestora. Cu toate acestea, Comisia consideră că prima de risc din acordul privind limitarea deșeurilor este menită să acopere toate riscurile „puțin probabile", astfel cum au fost identificate în nota ONDRAF/NIRAS și, prin urmare, consideră că prima de risc de 5 185 de milioane EUR este proporțională.

(510) În al treilea rând, în ceea ce privește calcularea cuantumului asinergiilor în materie de dezafectare, Comisia ia act de recomandarea CPN/CNV de a reduce suma propusă de Engie la [100-500] de milioane EUR (în termeni nominali) (a se vedea considerentul 200) și consideră că această sumă este proporțională.

(511) Având în vedere raționamentul de mai sus și clarificările suplimentare furnizate de Belgia, Comisia consideră proporțională componenta 2 a măsurii.

8.3.3.5.3. Proporționalitatea componentei 3

(512) Dispozițiile privind protecția juridică încheiate cu Engie prevăd că statul belgian va despăgubi Engie pentru pierderile directe pe care le suportă efectiv, ori de câte ori se adoptă noi reglementări privind operatorii nucleari din Belgia sau activitățile nucleare ale Electrabel care au un impact negativ asupra clauzelor tranzacției.

(513) În cazul unui act unilateral al statului belgian care conduce la închiderea prematură a reactoarelor nucleare Doel 4 și Tihange 3 sau la modificarea parametrilor economici prevăzuți în acorduri, proprietarii centralelor nucleare pot activa clauzele de compensare incluse în acorduri și pot solicita despăgubiri în fața unei instanțe sau unui tribunal arbitral. Reclamantul trebuie să își dovedească cererea, iar cuantumul despăgubirii nu este stabilit de statul belgian sau de proprietarii reactoarelor nucleare, ci de un terț.

(514) Astfel cum s-a menționat deja în decizia de inițiere a procedurii, procedura în fața unei instanțe sau a unui tribunal arbitral de stabilire a cuantumului daunelor care vor face obiectul despăgubirii ar trebui să asigure faptul că valoarea ajutorului este menținută la un nivel minim și, prin urmare, proporțională.

8.3.3.5.4. Concluzie privind proporționalitatea măsurii

(515) Comisia consideră că modificările măsurii, inclusiv o modificare a proiectului CfD, intensificarea MPRA și un plafon pentru MOCP, precum și clarificările suplimentare privind combinarea submăsurilor sunt suficiente pentru a determina Comisia să concluzioneze cu privire la proporționalitatea componentei 1. De asemenea, Comisia ia în considerare astfel circumstanțele specifice ale cazului, care se referă la o investiție în centrale nucleare existente bazate pe o tehnologie veche și pentru o perioadă limitată de 10 ani. În plus, potrivit Comisiei, clarificările suplimentare privind calcularea ratei de actualizare și a primei de risc sunt suficiente pentru a putea concluziona cu privire la proporționalitatea componentei 2 a măsurii. În cele din urmă, în ceea ce privește componenta 3, procedura oficială de investigare nu a prezentat elemente de probă care să se abată de la concluzia anterioară a Comisiei potrivit căreia componenta 3 este proporțională.

(516) Având în vedere cele de mai sus, Comisia consideră că submăsurile din cadrul componentei 1, al componentei 2 și al componentei 3 reprezintă o modalitate proporțională de sprijinire a proiectului LTO.

8.3.3.6. Combinarea celor trei componente și eventualele efecte cumulative

(517) Ca răspuns la decizia de inițiere a procedurii (a se vedea secțiunea 4.4.4), Belgia a susținut că respectivele componente 1, 2 și 3 ale măsurii, deși servesc aceluiași scop al prelungirii duratei de viață a unităților LTO și au fost încheiate în același timp, diferă în ceea ce privește obiectul și natura, scopul și beneficiarii, astfel încât toate componentele și subcomponentele măsurii pot fi considerate complementare, ceea ce limitează eventualele efecte cumulative care pot apărea.

(518) În ceea ce privește afirmațiile Belgiei (a se vedea considerentele 517 și 419) potrivit cărora fiecare dintre cele trei componente ale proiectului LTO se referă la un risc specific sau la un set specific de riscuri și de disfuncționalități specifice ale pieței, astfel cum se menționează în considerentul 418, Comisia a recunoscut în deciziile anterioare privind energia nucleară că procedura de combinare a acestor riscuri specifice și disfuncționalități ale pieței este unică pentru tehnologia nucleară ([172]) și constituie o caracteristică generală a tuturor piețelor UE, inclusiv a pieței belgiene a energiei electrice.

(519) Comisia consideră că fiecare dintre cele trei componente ale măsurii acoperă un risc separat și o disfuncționalitate a pieței și că nu există suprapuneri în această privință între cele trei componente. Prin urmare, Comisia concluzionează că, pentru a acoperi toate riscurile identificate legate de tehnologia nucleară (riscuri de natură tehnică și de gestionare a proiectelor, riscuri de piață și de investiții, riscuri pe termen lung legate de gestionarea deșeurilor nucleare și dezafectarea și dezasamblarea centralelor nucleare, riscuri de reglementare și de politică), este necesară și adecvată combinarea celor trei componente ale măsurii (componenta 1, componenta 2 și componenta 3).

(520) În ceea ce privește proporționalitatea setului combinat de măsuri, Comisia a considerat în decizia de inițiere a procedurii că Belgia nu a demonstrat în mod suficient impactul fiecăreia dintre cele trei componente ale măsurii asupra celorlalte, în special în ceea ce privește proporționalitatea setului combinat al tuturor submăsurilor.

(521) Belgia a clarificat în cursul procedurii oficiale de investigare că, pe de o parte, modelul financiar pe care se bazează măsurile de sprijin financiar din cadrul componentei 1 include costurile suplimentare legate de deșeurile operaționale și de combustibilul uzat produs de unitățile LTO în perioada LTO, precum și cuantumul asinergiilor în materie de dezafectare (suportate de statul belgian), în timp ce, pe de altă parte, acordul privind deșeurile se referă nu numai la unitățile LTO, ci la toate cele șapte reactoare nucleare din Belgia și ia în considerare toate provizioanele nucleare care trebuie efectuate până la datele inițiale de oprire legală a celor șapte reactoare nucleare (a se vedea secțiunea 3.3.2.5). Prin urmare, Comisia este de acord cu faptul că, acolo unde a fost necesar, costurile deșeurilor nucleare și ale combustibilului uzat au fost luate în considerare în modelul financiar al componentei 1 pe care se bazează calibrarea submăsurilor financiare ale componentei 1, în timp ce cea mai mare parte a acordului privind deșeurile din cadrul componentei 2 (având în vedere transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat până la data inițială de oprire legală a celor șapte reactoare nucleare) nu se suprapune cu submăsurile financiare din cadrul componentei 1. Astfel, Comisia concluzionează că impactul submăsurilor din cadrul componentei 2 a fost luat în considerare în mod corect în analiza proporționalității componentei 1.

(522) Belgia recunoaște că respectivele componente 2 și 3 ale măsurii modifică (eventual) profilul de risc al Electrabel. Cu toate acestea, potrivit Belgiei, componentele 2 și 3 nu modifică profilul de risc al BE-NUC, principalul beneficiar al componentei 1. Prin urmare, profilul de risc al BE-NUC constituie factorul relevant pentru evaluarea proporționalității componentei 1. Astfel cum s-a menționat în secțiunea 3.4, Comisia este de acord cu faptul că beneficiarii celor trei componente ale măsurii sunt de fiecare dată puțin diferiți și că impactul fiecărei componente a măsurii trebuie evaluat la nivelul beneficiarului relevant. Acestea fiind spuse, BE-NUC și Electrabel sunt principalii beneficiari ai componentelor 1 și 3. Profilul de risc redus al Electrabel și BE-NUC prin măsurile de protecție juridică ale componentei 3 a fost luat în considerare în evaluarea submăsurilor financiare ale componentei 1, de exemplu, deoarece RIR țintă a proiectului LTO este considerată a fi la limita inferioară a spectrului în cadrul exercițiului de evaluare comparativă actualizat (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1.1), apropiindu-se astfel de profitabilitatea întreprinderilor cu un profil de risc redus. În plus, nu a fost adăugată nicio primă suplimentară de risc nuclear (sau de lichiditate), în conformitate cu profilul de risc redus [a se vedea considerentul 486 litera (a)]. În cele din urmă, în timp ce RIR țintă este de 7 %, RIR realizată preconizată este de 6,5 % și ar putea fi chiar mult mai scăzută, având în vedere că este foarte probabil ca evenimente neprevăzute să aibă loc anual, având un impact negativ asupra rentabilității proiectului (a se vedea secțiunea 3.3.1.3.1.3).

([172]) A se vedea, de exemplu, Decizia Comisiei din 13 ianuarie 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regatul Unit, Sprijin pentru centrala nucleară Hinkley Point C (JO L 109, 28.4.2015, p. 44), considerentul 385; Decizia Comisiei din 24 iulie 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungaria, Dezvoltarea a două reactoare nucleare la centrala nucleară Paks II (JO L 317, 1.12.2017, p. 45), considerentul 322; Decizia de inițiere a procedurii din 30 iunie 2022, SA.58207 (2021/N), Cehia, Sprijin pentru Dukovany II, o nouă centrală nucleară din Cehia (JO C 299, 5.8.2022, p. 5), considerentele 182-184.

(523) Prin urmare, Comisia concluzionează că efectul cumulativ al celor trei componente ale măsurii a fost luat în considerare, după caz, în evaluarea proporționalității și, astfel, concluzionează că și combinarea celor trei componente ale măsurii este proporțională.

8.3.3.7. Evitarea efectelor negative nejustificate asupra concurenței și a schimburilor comerciale și testul comparativ

(524) Pentru ca măsura să fie compatibilă cu piața internă, efectele negative ale măsurii în ceea ce privește denaturarea nejustificată a concurenței și impactul asupra schimburilor comerciale dintre statele membre trebuie reduse la minimum și compensate de efectele pozitive ale ajutorului.

(525) Pentru a analiza impactul asupra pieței, Comisia a examinat impactul asupra concurenței cauzat de faptul că operatorul tradițional și unic al celor două unități LTO, Electrabel, și a doua societate (în ceea ce privește cotele de piață) pe piața belgiană a energiei electrice, Luminus, sunt principalii beneficiari ai măsurii notificate. Având în vedere poziția puternică a Electrabel pe piața energiei electrice extrem de concentrată din Belgia (a se vedea secțiunea 2.5), selectarea Electrabel ca beneficiar principal al ajutorului a generat îndoieli cu privire la o posibilă denaturare nejustificată a structurii pieței.

(526) În secțiunea 4.3.3.1 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a evaluat faptul că Electrabel (în calitate de beneficiar important al proiectului LTO și de operator unic al unităților LTO) a fost aleasă fără o procedură de licitație, de selecție sau o cerere publică de exprimare a interesului. Prin urmare, nu era clar dacă au fost luați în considerare alți operatori potențiali, punându-se întrebarea dacă Electrabel ar fi cel mai eficient operator și din ce considerente tehnice sau economice a fost selectată Electrabel.

(527) Comisia a luat în considerare următoarele argumente în decizia de inițiere a procedurii pentru a concluziona că selectarea Electrabel, fără o procedură de licitație, nu ar conduce la o eventuală denaturare nejustificată a structurii pieței:

(a) Electrabel a fost întotdeauna singurul operator de centrale nucleare din Belgia și, prin urmare, are experiența necesară în ceea ce privește exploatarea centralelor nucleare existente în Belgia, precum și autorizațiile necesare. Prin urmare, nu există niciun operator alternativ care să fie o entitate mai adecvată pentru a acționa în calitate de operator al reactoarelor nucleare (a se vedea considerentul 22).

(b) În alte cazuri, care implicau construirea de noi reactoare nucleare [de exemplu, Paks II ([173])], beneficiarul ajutorului pentru exploatarea centralelor nu a fost selectat printr-o licitație.

(c) Sprijinul se acordă pentru o perioadă limitată (10 ani) și susține doar continuarea funcționării celor două centrale nucleare și nicio investiție nouă.

(528) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a menționat, de asemenea, poziția puternică a Engie pe piața belgiană a energiei electrice și și-a exprimat îngrijorarea cu privire la posibilele denaturări nejustificate ale structurii pieței din cauza măsurii de ajutor în discuție. Comisia și-a exprimat preocupările și nelămuririle în această privință, în special cu referire la

(a) proiectul CfD;

(b) independența partenerului EMSA, desemnat să vândă energia electrică nucleară;

(c) potențiala dislocare a investițiilor alternative din cauza măsurii.

([173]) A se vedea nota de subsol 145.

(529) În primul rând, astfel cum s-a explicat în detaliu în secțiunea 3.3.1.3.2 și după cum s-a evaluat în secțiunea 8.3.3.4.1, Belgia a modificat proiectul CfD, acordând competența decizională de modulare partenerului EMSA, care este stimulat – prin intermediul formulei de remunerare modificate – să solicite modulări economice atunci când prețurile pieței sunt mai mici și să nu solicite modulări economice atunci când prețurile pieței sunt mai mari (spre deosebire de proiectul CfD inițial, unde existau stimulente pentru ca operatorul nuclear să producă în permanență). De asemenea, Comisia a pus sub semnul întrebării utilizarea PZU ca MRP în formula CfD. Belgia nu a modificat MRP, argumentând, în acest sens, că utilizarea unui produs pe termen lung în contractul pentru diferență este mai puțin adecvată, din cauza producției reduse în faza de repornire a proiectului LTO (când lucrările LTO vor fi concomitent în desfășurare), a riscului de întreruperi pe întreaga durată de viață a proiectului LTO, în timp ce flota nucleară se va reduce de la 7 la 2 reactoare nucleare (a se vedea considerentul 98). Belgia are flexibilitatea de a revizui alegerea MRP după 3,5 ani (a se vedea considerentul 100). Belgia confirmă totodată că, în ceea ce privește contrapartea la CfD (BE-WATT), aceasta va elabora o strategie de gestionare a riscurilor pentru poziția sa deschisă, astfel cum se prevede în mod legal, și că punerea sa în aplicare va contribui la asigurarea lichidității pe piețele la termen ale energiei electrice (a se vedea considerentul 99).

(530) În al doilea rând, Belgia a confirmat că acordul EMSA va fi atribuit printr-o procedură de licitație deschisă și competitivă, pentru a selecta un partener independent al EMSA care să vândă energia electrică produsă de unitățile LTO. Organizarea unei licitații elimină îndoielile Comisiei cu privire la procedura de acordare a acordului EMSA. În ceea ce privește preocuparea Comisiei cu privire la independența partenerului EMSA, în special în cazul în care licitația nu este concludentă, iar GEMS, secțiunea comercială a Engie, ar acoperi vânzările de energie electrică în primul an sau în cazul în care GEMS este selectată ca partener al EMSA prin intermediul licitației, Belgia a clarificat în detaliu garanțiile suplimentare care vor fi asigurate în cazurile respective (a se vedea secțiunea 3.3.1.5.3).

(531) În cele din urmă, astfel cum s-a menționat deja în decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat îngrijorarea cu privire la faptul că proiectul LTO nu ar mai lăsa loc pentru alte proiecte de investiții în sectorul energetic. Potențialele implicații negative ale proiectului LTO în special pentru investițiile în energia din surse regenerabile au fost, de asemenea, evidențiate de unele dintre observațiile părților terțe (a se vedea secțiunea 6.2.3.1). Comisia consideră că afirmațiile părților terțe nu au fost justificate în mod suficient și consideră că proiectul LTO nu va absorbi pe deplin capacitatea insuficientă de producție de energie electrică în perioada 2025-2035, din următoarele motive:

(a) În cel mai recent studiu privind adecvarea resurselor (2023 NRAA), Elia a menționat că respectiva capacitate suplimentară de 2 GW a unităților LTO nu va fi suficientă pentru a satisface creșterea preconizată a cererii de energie electrică în următorii 10 ani.

(b) Prin intermediul mecanismului belgian de asigurare a capacității, alte tehnologii de producție noi și existente (în special producția, consumul dispecerizabil și stocarea energiei termice) au acces la finanțare pentru o perioadă scurtă sau mai lungă (contractele CM se acordă pentru o perioadă de 1, 3, 8 sau 15 ani). Prin urmare, proiectul LTO nu va afecta în mod nejustificat situația altor tehnologii de producție din Belgia și nu va descuraja nicio investiție în noi instalații, consum dispecerizabil și stocare a energiei termice până în 2035.

(c) Nu există indicii că Belgia ar înceta să sprijine dezvoltarea de noi capacități de producție din surse regenerabile de energie. De exemplu, Comisia a aprobat în 2024 planurile Belgiei de dezvoltare a parcurilor eoliene în Marea Nordului, prin intermediul proiectului eolian Princess Elisabeth Offshore (a se vedea nota de subsol 148).

(532) Din motivele menționate mai sus, Comisia nu are niciun indiciu că proiectul LTO va împiedica intrarea pe piață a unor noi actori pentru a produce energie electrică în Belgia și/sau va împiedica alți actori să dezvolte noi capacități de producție. În consecință, se preconizează că impactul proiectului LTO asupra pieței cu amănuntul va rămâne, de asemenea, limitat.

(533) În plus, Comisia observă totodată că, în ultimii ani, concentrarea pieței belgiene a energiei a scăzut ușor (a se vedea secțiunea 2.5), iar dezafectarea paralelă a celorlalte reactoare nucleare ale Engie din Belgia ar putea urma în continuare această tendință.

(534) În ceea ce privește componenta 2, Comisia a observat în considerentul 372 din decizia de inițiere a procedurii că transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat nu va avea ca efect imediat îmbunătățirea situației concurențiale a beneficiarilor în raport cu concurenții lor. În primul rând, această componentă a măsurii va obliga operatorul nuclear să plătească o sumă în numerar mai mare decât cea acumulată în prezent în bilanțuri. Taxa de ajustare a volumului, care garantează că operatorul nuclear plătește o sumă suplimentară în cazul în care se produc mai multe deșeuri nucleare decât se prevăzuse inițial, acționează ca o măsură de salvgardare. În plus, după procedura oficială de investigare, Comisia concluzionează – pe baza elementelor suplimentare furnizate de Belgia, astfel cum se explică în secțiunea 3.3.2.3 – că plata în avans a sumelor forfetare de 15 miliarde EUR va reduce în mod suficient riscul asumat de statul belgian la preluarea responsabilităților în materie de deșeuri nucleare de la Electrabel și, prin urmare, este proporțională. În mod similar, celelalte submăsuri ale componentei 2 au fost, de asemenea, considerate proporționale (a se vedea secțiunea 8.3.3.5.2). Prin urmare, submăsurile componentei 2 nu au efecte negative potențiale asupra concurenței și a schimburilor comerciale dintre statele membre.

(535) În cele din urmă, în ceea ce privește componenta 3, astfel cum se menționează în considerentul 373 din decizia de inițiere a procedurii, clauzele de protecție juridică, dacă și atunci când sunt aplicabile, au doar un caracter compensatoriu. Prin urmare, Comisia consideră că acestea nu au niciun efect negativ potențial asupra concurenței și a schimburilor comerciale dintre statele membre.

(536) În concluzie, având în vedere modificările în ceea ce privește proiectul CfD, organizarea unei licitații pentru acordul EMSA (și modificările privind remunerarea partenerului EMSA) și garanțiile privind independența partenerului EMSA, absența unor indicii că proiectul LTO va împiedica dezvoltarea altor tehnologii de producere a energiei electrice în Belgia, precum și proporționalitatea responsabilităților transferate în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat și protecția juridică, Comisia consideră că eventualele denaturări nejustificate pe piața belgiană vor avea în continuare un caracter limitat.

8.3.4. *Evaluarea efectelor pozitive ale ajutorului în raport cu efectele negative asupra concurenței și a schimburilor comerciale*

(537) În urma evaluării din secțiunea 8.3.2 din prezenta decizie, Comisia recunoaște că măsura vizează promovarea unei investiții în energia nucleară și, prin urmare, contribuie la dezvoltarea unei activități economice, și anume producerea de energie electrică din surse de energie nucleară, contribuind în același timp la securitatea aprovizionării cu energie electrică, precum și la reducerea dependenței Belgiei de combustibilii fosili (contribuind astfel și la obiectivele de decarbonizare ale Belgiei).

(538) Comisia recunoaște că, în absența ajutorului, inclusiv a tuturor celor trei componente care constituie măsura, investiția nu ar putea fi pusă în aplicare. Prin urmare, ajutorul este necesar pentru dezvoltarea acestei activități economice și are un efect stimulativ.

(539) Potrivit constatărilor Comisiei, contractul bidirecțional pentru diferență, completat de celelalte măsuri financiare de sprijinire a viabilității financiare a întreprinderii comune, de acordul privind transferul responsabilităților în materie de deșeuri nucleare și combustibil uzat, precum și măsurile de protecție juridică sunt instrumente adecvate. Procedura oficială de investigare nu a prezentat elemente de probă în sprijinul faptului că alte măsuri ar fi fost la fel de eficace, cu efecte de denaturare mai reduse, în special având în vedere circumstanțele specifice ale cazului, care se referă la o prelungire a duratei de viață a activelor existente și aceasta pentru o perioadă limitată de timp.

(540) Ajutorul va fi acordat în mod proporțional, deoarece beneficiarul nu va reține profituri suplimentare care depășesc ceea ce este strict necesar pentru a asigura funcționarea economică și viabilitatea centralei nucleare. Proiectul CfD modificat și formula de remunerare modificată a partenerului EMSA (ai cărui parametri fac obiectul revizuirii în termen de 3 ani), precum și plafonul MOCP asigură faptul că unitățile LTO vor produce energie electrică în conformitate cu semnalele pieței, că operatorul nuclear și întreprinderea comună sunt mai expuse riscului de piață, în timp ce expunerea statului belgian a fost redusă.

(541) Analiza periodică a unui set clar definit de valori de intrare ale modelului financiar, care permite ajustarea ascendentă și descendentă, asigură faptul că incertitudinile semnificative care există în prezent în ceea ce privește costurile de capital și de funcționare nu conduc la supracompensarea beneficiarilor. Aplicarea unui mecanism (intensificat) de partajare a pierderilor/câștigurilor asigură, de asemenea, faptul că există stimulente pentru funcționarea unităților LTO într-un mod cât mai eficient posibil, repartizând în același timp sarcina cu statul belgian în cazul în care prețurile pieței sunt mai mari sau mai mici decât se preconizase.

(542) Rata rentabilității capitalurilor proprii cuprinsă între 6 % și 8 % (cu o rată-țintă de 7 %) se situează la limita inferioară în comparație cu proiectele de referință și este în concordanță cu costul capitalului, fiind, prin urmare, considerată proporțională. Acest lucru este valabil în special având în vedere circumstanțele proiectului LTO, care se referă la o prelungire a duratei de viață a activelor existente pe baza unei tehnologii vechi și pentru o perioadă limitată de 10 ani.

(543) Comisia observă, de asemenea, că nici Electrabel, nici BE-NUC nu vor controla vânzările de energie electrică produsă de unitățile LTO, dar că un partener independent al EMSA va vinde toată energia electrică pe piață. Acest lucru va contribui la asigurarea faptului că poziția Engie pe piața belgiană nu este consolidată.

(544) În plus, Comisia nu are niciun indiciu că proiectul LTO va împiedica intrarea unor noi actori pe piața producției de energie electrică din Belgia și/sau va împiedica alți actori să dezvolte noi capacități de producție și concluzionează că, în general, potențialele denaturări nejustificate ale concurenței sunt limitate, pe baza considerentelor menționate în secțiunea 8.3.3.

(545) După o punere în balanță aprofundată și ținând seama de angajamentele oferite, Comisia a ajuns la concluzia că denaturarea nejustificată a concurenței care rezultă din măsură este menținută la minimul necesar și este compensată de efectele pozitive ale măsurii.

8.3.5. *Concluzie privind compatibilitatea ajutorului*

(546) Pe baza evaluării efectuate în prezenta decizie și având în vedere circumstanțele specifice ale acestui caz, și anume prelungirea duratei de viață a reactoarelor nucleare existente pe baza unei tehnologii vechi cu flexibilitate limitată, iar acest lucru pentru o perioadă limitată de timp de 10 ani, Comisia constată că pachetul de măsuri notificat și modificat ulterior de autoritățile belgiene, inclusiv posibilitățile de revizuire și angajamentele prevăzute, este compatibil cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.

9. **CONCLUZIE**

(547) Măsura, astfel cum a fost modificată, este compatibilă cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.

(548) Comisia ia act de faptul că acordul de punere în aplicare și documentele însoțitoare au fost furnizate, spre evaluare, împreună cu condițiile EMSA și cu modelul financiar de semnare. Belgia se angajează că acordurile pentru care termenii și condițiile finale nu au fost încă stabilite (de exemplu, termenii ASA, împrumuturile din partea acționarilor, împrumuturile SDC, WCF) vor conține clauze standard pe care orice investitor ar dori să le obțină pentru un proiect similar și că termenii vor fi stabiliți în condiții de concurență deplină. În cazul în care termenii și condițiile finale ale documentelor respective modifică măsura notificată, astfel cum este prezentată în prezenta decizie, Belgia se angajează să le notifice Comisiei,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Măsura pe care Belgia intenționează să o pună în aplicare pentru a sprijini prelungirea duratei de viață a două reactoare nucleare din Belgia, și anume Doel 4 și Tihange 3, este compatibilă cu piața internă.

În consecință, se autorizează punerea în aplicare a măsurii.

Articolul 2

Prezenta decizie se adresează Regatului Belgiei.

Adoptată la Bruxelles, 21 februarie 2025.

Pentru Comisie
Teresa RIBERA
Vicepreședintă executivă