Europeiska unionens officiella tidning

SV
L-serien

2025/2370

16.12.2025

KOMMISSIONENS BESLUT (EU) 2025/2370

av den 21 februari 2025

om den statliga stödåtgärden SA.106107 (2024/N) som Belgien planerar att genomföra för förlängning av två kärnreaktorers (Doel 4 och Tihange 3) livslängd

[delgivet med nr C(2025) 1070]

(Endast den engelska texten är giltig)

(Text av betydelse för EES)

EUROPEISKA KOMMISSIONEN HAR ANTAGIT DETTA BESLUT

med beaktande av fördraget om Europeiska unionens funktionssätt, särskilt artikel 108.2 första stycket,

med beaktande av avtalet om Europeiska ekonomiska samarbetsområdet, särskilt artikel 62.1 a,

efter att i enlighet med nämnda bestämmelser ha gett berörda parter tillfälle att yttra sig ([1]) och med beaktande av dessa synpunkter, och

av följande skäl:

1. FÖRFARANDE

(1) Genom en skrivelse av den 21 juni 2024 underrättade Belgien kommissionen om åtgärden till stöd för förlängningen av livslängden för två kärnreaktorer i Belgien (Doel 4 ["D4"] and Tihange 3 ["T3"], tillsammans kallade *de två reaktorerna*. Efter kommissionens begäran om upplysningar av den 4 juli 2024 lämnade Belgien ytterligare upplysningar till kommissionen genom skrivelser av den 9 och 10 juli 2024.

(2) Genom en skrivelse av den 22 juli 2024 underrättade kommissionen Belgien om sitt beslut att inleda det förfarande som anges i artikel 108.2 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (*EUF-fördraget*) avseende denna åtgärd (*beslutet om att inleda förfarandet*).

(3) Belgien inkom med sina synpunkter på beslutet om att inleda förfarandet den 22 augusti 2024.

(4) Kommissionens beslut om att inleda förfarandet offentliggjordes i *Europeiska unionens officiella tidning* ([2]). Kommissionen uppmanade berörda parter att inkomma med synpunkter.

(5) Kommissionen mottog synpunkter från berörda parter. Den har översänt dessa synpunkter till Belgien som givits tillfälle att bemöta dem. Belgiens synpunkter mottogs genom en skrivelse av den 30 oktober 2024.

(6) Ytterligare upplysningar lämnades av Belgien den 2 september 2024, den 23, 27 och 30 oktober 2024, den 8, 14, 18, 22, 25, 27 och 30 november 2024, den 2, 4, 5, 12, 13, 17 och 20 december 2024, den 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 och 31 januari 2025 samt den 1 februari 2025 ([3]).

(7) Genom en skrivelse av den 24 oktober 2024 samtyckte Belgien till att undantagsvis avstå från sina rättigheter enligt artikel 342 i EUF-fördraget jämförd med artikel 3 i rådets förordning nr 1/1958 ([4]), och till att detta beslut skulle antas och meddelas på engelska.

([1]) Statligt stöd – Belgien – Statligt stöd SA.106107 (2024/N) – Förlängning av två kärnreaktorers (Doel 4 och Tihange 3) livslängd – Uppmaning enligt artikel 108.2 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt att inkomma med synpunkter (EUT C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Se fotnot 1.
([3]) Vissa tekniska, finansiella, ekonomiska och operativa uppgifter utarbetades på grundval av information från Electrabel.
([4]) Rådets förordning nr 1 om vilka språk som skall användas i Europeiska ekonomiska gemenskapen (EGT 17, 6.10.1958, s. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. DETALJERAD BESKRIVNING AV SAMMANHANGET

2.1 Belgiens kärnkraftsflotta

(8) Fram till 2022 bestod Belgiens kärnkraftsflotta av sju kärnreaktorer: fyra i Flandern (Doel) och tre i Vallonien (Tihange). Alla reaktorer togs i drift mellan 1975 och 1985 ([5]) och byggdes av allmännyttiga företag (Ebes, Intercom och Unerg) som så småningom slogs samman till Electrabel SA (majoritetsägt av Tractebel) år 1990 (*Electrabel*). År 1996 blev Société Générale de Belgique (SGB) majoritetsägare i Tractebel och år 1999 förvärvade Suez nästan 100 % av SGB. Efter sammanslagningen mellan Suez och Gaz de France (GDF) år 2008 har Electrabels verkliga ägare varit Engie S.A. (*Engie*).

(9) Electrabel, ett helägt dotterbolag till Engie, har varit kärnkraftsoperatör och majoritetsägare i de sju belgiska kärnreaktorerna sedan deras verksamhet inleddes. I dag ser ägandet av de belgiska kärnreaktorerna ut som följer:

— Electrabel äger 100 % av Doel 1 och Doel 2, 89,807 % av Doel 3, Doel 4, Tihange 2 och Tihange 3 samt 50 % av Tihange 1.

— Luminus, ett dotterbolag till EDF Belgium, äger 10,193 % av Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 och Doel 4.

— EDF Belgium ([6]) äger resterande 50 % av Tihange 1.

(10) De två reaktorernas kapacitet (se tabell 2) är som följer:

— Doel 4 har för närvarande en nominell kapacitet på 1 038 MW 2022 (1 026 MW 2023) och genererade 8 940 TWh el 2022 ([7]), vilket motsvarar en andel på omkring 11 % av den totala efterfrågan på el i Belgien 2022 (82,9 TWh ([8])).

— Tihange 3 har för närvarande en nominell kapacitet på 1 038 MW 2022 (1 030 MW 2023) och genererade 7 366 TWh el 2022 ([9]), vilket motsvarar en andel på omkring 9 % av den totala efterfrågan på el i Belgien 2022 (82,9 TWh ([10])).

(11) Belgien förklarar att alla belgiska kärnreaktorer, inklusive de två reaktorerna, har utformats och drivits som baslastenheter baserat på tekniken för tryckvattenreaktorer. Konstruktionen är från 1970-talet och typisk för baslastenheter, liksom för äldre kärnreaktorer runt om i världen. Dessa enheter drivs vanligen med maximal nominell kapacitet när de är online, i motsats till nyare teknik (generation III) som kan drivas flexibelt, t.ex. med en uteffekt som kan ändras över tid (*effektändring* eller *lastföljning*), och tillhandahålla frekvensreglering och driftsreserver ([11]). Vid baslastdrift minskas eller stängs kraften vanligtvis endast när så krävs på grund av planerat bränslebyte och/eller periodiskt underhåll, oplanerat brådskande underhåll för att korrigera problem med anläggningens utrustning eller oväntade konstruktions- och/eller säkerhetsbegränsningar. En minskning av uteffekten beror därför snarare på behoven hos kärnkraftsoperatören eller den som är systemansvarig för överföringssystemet än på marknadssignaler.

([5]) Doel 1, Doel 2 och Tihange 1 1975; Doel 3 och Tihange 2 1982 respektive 1983; Doel 4 och Tihange 3 1985.
([6]) EDF Belgium och Luminus är separata juridiska personer. De ingår båda i EDF-koncernen. EDF Belgium äger 68,6 % av aktierna i Luminus. De andra aktieägarna i Luminus är Ethias, Publilec, Socofe och Nethys.
([7]) *Källa*: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) *Källa*: Elia Group, *Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)* – Issuu (s. 42).
([9]) *Källa*: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) *Källa*: Elia Group, *Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)* – Issuu (s. 42).
([11]) *Källa*: 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*, vol. 222, 2018, s. 872–884.

(12) Belgien klargör att de belgiska kärnreaktorerna är tekniskt begränsade av en utformning som starkt begränsar möjligheterna till reglering av uteffekten, som under en lång tid begränsades till nätreglering. Detta beror på att belgiska kärnreaktorer uteslutande är utrustade med svarta styrstavar, som i motsats till grå styrstavar kraftigt begränsar regleringsförmågan ([12]). Däremot är t.ex. några av de senaste franska kärnreaktorerna utrustade med både svarta och grå styrstavar, och både utformas och byggs för att kunna utföra regleringar och lastföljning. På grund av de belgiska kärnreaktorernas utformning med svarta styrstänger förbjöd den belgiska kärnsäkerhetsmyndigheten (AFCN/FANC) ([13]) fram till nyligen reglering av ekonomiska skäl. Reglering godtogs endast på grund av tekniska skäl eller på begäran av Belgiens systemansvariga för överföringssystemet (Elia) för att undvika strömavbrott ([14]).

(13) Belgien uppger dock att man som svar på den allmänna utvecklingen på elmarknaderna och behovet av att införa flexibilitet i driften har genomfört studier om att tillåta vissa fall av reglering av ekonomiska skäl (*ekonomisk reglering*). År 2015 inledde Engie, Electrabel och de belgiska tillsynsmyndigheterna säkerhetsstudier ([15]) för att analysera vilka villkor som måste vara uppfyllda för att tillåta viss reglering av ekonomiska skäl, bl.a. genom att titta på hur sådan reglering påverkar kärnbränslet. I studien drogs slutsatsen att högst 30 ekonomiska regleringar per bränslecykel kunde godtas för Tihange 3 och Doel 4, under förutsättning att ett antal tekniska villkor – främst kopplade till uppvärmning och nedkylning av bränsleelementet – respekteras:

— hastigheten för nedtrappning och upptrappning begränsas till 1 %/min.,

— minimieffekt vid 50 % av nominell effekt ([16]),

— minst två timmar (tre timmar om regleringen sker under intradag) och högst 72 timmar för en reglering,

— minst 72 timmar mellan två regleringar i samma reaktor för stabilisering.

(14) Dessutom skulle reglering inte vara möjlig under vissa perioder ([17]), t.ex.

a) vid slutet av en bränslecykel, under de sista två månaderna när borkoncentrationen i primärkretsen är låg (mindre än 200 ppm borsyra),

b) när reaktoroperatören begär att reglering inte ska utföras för att undvika transienter i specifika situationer (t.ex. månatliga tester av neutronflöde, potentiellt ventilläckage, fysisk översyn av reaktorn osv.) eller på grund av tekniska problem.

([12]) ”Svarta” styrstavar (tillverkade av borkarbid) absorberar alla infallande neutroner. De är utformade för att stänga av reaktorn och kan därför skapa en hög temperaturgradient och spänning i bränsleelementen vid reglering. ”Grå” styrstavar (tillverkade av silver-indium-kadmium) absorberar endast en del av de infallande neutronerna och är utformade för att ge reaktorn en flexibel uteffekt genom att de orsakar betydligt mindre störningar i neutronflödet och effektfördelningen i närheten av stavarna, och således inte medför samma problem med bränsleöverhettning.

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

([14]) Sådana begäranden om reglering från Elia kan delas upp i två kategorier beroende på hur kritisk situationen är: Varningsskede: reglering som begärs av Elia en vecka i förväg på grund av en förväntad kritisk situation på elnätet. Akutskede: reglering som begärs av Elia direkt till kärnkraftsenheternas kontrollrum för att omedelbart avlasta nätet.

([15]) Källa: 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”, *Proceedings of WRFPM*, 2014, Paper N°100136, Sendai, Japan, 14–17 september.

([16]) I praktiken erbjuds upp till 400 MW kapacitet för ekonomiska regleringar på begäran av anläggningsoperatörer snarare än en kapacitet på 500 MW (50 % av nominell effekt) som kräver mer manuell drift och därmed ökar risken för automatisk nedstängning.

([17]) Se *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, bilaga Q1, avsnitten 3.1 och 3.2, s. 4–6.

(15) Efter dessa studier gav AFNC/FANC operatören tillstånd att genomföra upp till 30 regleringar per cykel ([18]), vilket motsvarar det maximala antalet regleringar som kan utföras inom gränserna för den nuvarande driftslicensen. Givet dessa begränsningar påpekade Engie att varje beslut om reglering bedöms med försiktighet från operatörens sida eftersom det medför flera risker (t.ex. produktion av flytande avfall på grund av reglering, snabbare åldrande av anläggningarna, risk för automatisk nedstängning, potentiella skador som kan göra det omöjligt att återstarta reaktorn osv.) som är allmänt dokumenterade i akademisk litteratur ([19]).

(16) Enligt Belgien (baserat på uppgifter från Electrabel) finns det i det nuvarande kunskapsläget inga tekniska lösningar för att öka flexibiliteten till en rimlig kostnad och inom en rimlig tidsram. Den tekniska uppgraderingen för att omvandla en baslastreaktor till en lastföljande anläggning och för att möjliggöra större flexibilitet skulle kräva att utformningen förändras i sin helhet och särskilt att reaktortryckkärlets huvud byts ut, något som är en väldigt tidskrävande och komplicerad procedur. Dessutom skulle det krävas nya säkerhetsanalysrapporter (SAR-studier) och en betydande ändring av driftslicensen som skulle behöva utfärdas av de belgiska kärnsäkerhetsmyndigheterna.

(17) Dessutom förklarar Belgien (baserat på uppgifter från Electrabel) att reaktorernas flexibilitet även begränsas av bränslets särdrag och avbrottshanteringen:

a) Bränslet är skräddarsytt för en specifik cykellängd och ett visst antal möjliga regleringar. En ökad flexibilitet i reaktorerna skulle kräva en ändring av bränsleanrikningen, vilket inte är möjligt eftersom bränslet redan har beställts för hela projektets löptid. Om de två reaktorerna skulle ”uppgraderas” för att öka antalet tillgängliga regleringar skulle man behöva beställa nytt bränsle, vilket skulle vara orimligt dyrt.

b) Kärnkraftsoperatören är tekniskt och juridiskt begränsad av AFNC/FANC ([20]) och har endast ett mycket begränsat manöverutrymme när avbrott för underhåll, arbeten och bränslebyte planeras. Planerade avbrott är mycket komplicerade att genomföra och måste förberedas månader, eller till och med år, i förväg. Inom ramen för Remit ([21]) måste marknadsaktören i god tid offentliggöra datumen för avbrotten, t.ex. genom NordPools plattform för brådskande marknadsmeddelanden (UMM) ([22]), och detta görs i praktiken i allmänhet tre år i förväg. Dessutom kan avbrottsdatumen mycket sällan ändras när de väl har tillkännagivits (med tanke på operativa begränsningar, t.ex. tillgång på delar och entreprenörer) och sådana ändringar kan ifrågasättas av den systemansvariga för överföringssystemet som, om denne anser att avvikelsen leder till en störning av nätet, kan begära ersättning från kärnkraftsoperatören. Under alla omständigheter kan avbrottsdatum inte ändras efter mitten av juli året före utan förhandsgodkännande från den systemansvariga för överföringssystemet.

c) På driftsidan kommer de två reaktorerna att köras med bränslecykler på 12 månader (i stället för den nuvarande bränslecykeln på 18 månader). Detta beslut har fattats för ekonomisk balans.

— Detta görs för det första för att maximera de två reaktorernas produktionsperiod under kommande vintrar, när efterfrågan på el är som högst – liksom priserna – medan produktionen av förnybar el är lägre. Man kom därför överens om att de två reaktorerna skulle drivas med en bränslecykel på tolv månader, så att periodiska avbrott för bränslebyte skulle kunna synkroniseras och äga rum under sommaren varje år.

([18]) Belgien har inkommit med tillstånd från verkställande direktören för BelV, som är en underorganisation till AFNC/FANC, att utföra ekonomiska regleringar upp till 30 gånger per cykel:
För Doel 4, se BelV, 3078/2739/POI.851, *Kerncentrale Doel – Eenheid Doel 4 – Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties*, 26 juli 2017.
För Tihange 3, se BelV, 2018-0330, *Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues*, 28 augusti 2018.

([19]) Se t.ex. i) SFEN/RGN, *9. Parc nucléaire : la manoeuvrabilité au détriment de la performance?*, 25 juli 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*, volym 151, 2018, s. 289–296; iii) Alexey Lokhov, ”Suivi de charge dans les centrales nucléaires”, *AEN Infos*, 2011, nr 29.2.

([20]) Se fotnot 18.

([21]) Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 av den 25 oktober 2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi (EUT L 326, 8.12.2011, s. 1), artikel 2.1 b.

([22]) Följande länk ger tillgång till alla framtida UMM för Tihange 3 och Doel 4: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— För det andra är praxis inom kärnenergiindustrin att planera avbrott under månader med lägre priser för att ta hänsyn till marknadssignaler på medellång och lång sikt. Därför har den övergripande avbrottsplaneringen vid Doel 4 och Tihange 3 från början optimerats för att i så stor utsträckning som möjligt begränsa inverkan på marknadspriset, tack vare övergången från en bränslecykel på 18 månader till 12 månader (enligt förklaringen ovan).

2.2 Utfasning av kärnkraften i Belgien

(18) Som beskrivs i avsnitt 2.1 i beslutet om att inleda förfarandet antog det belgiska federala parlamentet 2003 en lag som förbjöd uppförandet av nya kärnkraftsenheter i Belgien som syftar till industriell produktion av el genom kärnklyvning, och som begränsade driften av de redan befintliga reaktorerna till 40 år och därmed införde en utfasning av kärnkraften mellan 2015 och 2025 (*2003 års lag*, eller *lagen om avveckling av kärnkraft*) ([23]). I enlighet med vad som ursprungligen föreskrevs i lagen om avveckling av kärnkraft kopplades Doel 3 och Tihange 2 permanent bort från nätet den 23 september 2022 respektive den 31 januari 2023. Genom lagarna av den 18 december 2013 och den 28 juni 2015 ([24]) ändrades lagen om avveckling av kärnkraft och livslängden för de tre äldsta reaktorerna – Tihange 1, Doel 1 och Doel 2 – förlängdes med tio år, fram till den 30 september 2025, den 14 februari 2025 respektive den 30 november 2025 (*den tioåriga förlängningen av livslängden*) ([25]).

(19) Enligt lagen om avveckling av kärnkraft skulle Doel 4 och Doel 3 stängas senast 2025. Till följd av detta har Engies strategiska mål för kärnenergiverksamheten sedan 2020 varit att i) dra sig ur kärnkraftsproduktionen i Belgien för att minska risken kopplad till företagets exponering för prisvolatilitet på marknaden i egenskap av kärnkraftsoperatör, och ii) inte längre ha kärnkraftsproduktion som en del av Engies huvudsakliga verksamhet. Sedan 2020 har detta tillbakadragande lett till att alla studier om förlängning vid dess kärnkraftverk (som alla ligger i Belgien) har stoppats. Engies finansiella meddelanden sedan 2020 har varit i linje med detta strategiska mål om tillbakadragande och har beaktats i de redovisningsantaganden som använts vid upprättande av koncernredovisningen, särskilt vid nedskrivningsprövningar ([26]).

(20) Tabell 1 ger en översikt över de sju belgiska kärnreaktorerna, inklusive deras ägarstatus, nettokapacitet och ursprungliga avvecklingsdatum enligt lagen om avveckling av kärnkraft och dess efterföljande revideringar.

Tabell 1

Översikt över kärnkraftverk i Belgien

Kärnreaktor	Ägande	Nettokapacitet 2023 (MWe)	Avvecklingsdatum (lagen om avveckling av kärnkraft)	Avvecklingsdatum (reviderat)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	den 15 februari 2015	den 14 februari 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	den 1 december 2015	den 30 november 2025

([23]) Se den 31 januari 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*. Enligt lagen om avveckling av kärnkraft skulle datumen för nedstängning av kärnkraftverken i Belgien ha varit den 15 februari 2015 (Doel 1), den 1 december 2015 (Doel 2), den 1 oktober 2022 (Doel 3), den 1 juli 2025 (Doel 4), den 1 oktober 2015 (Tihange 1), den 1 februari 2023 (Tihange 2) och den 1 september 2025 (Tihange 3).

([24]) Den 5 mars 2020 ogiltigförklarades lagen av den 28 juni 2015 av författningsdomstolen (mål 34/2020) – efter ett förhandsavgörande av Europeiska unionens domstol (mål C 411/17) – eftersom skyldigheterna i fråga om miljökonsekvensbedömningen inte respekterades, samtidigt som lagens verkningar bibehölls fram till den 31 december 2022. Den 11 oktober 2022, efter en miljökonsekvensbedömning, antogs en ”reparationslag” om ändring av avvecklingsdatumen. Genom reparationslagen sköts avvecklingen upp till 2025 för Doel 1, Doel 2 och Tihange 1.

([25]) Se kommissionens beslut av den 17 mars 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, *Lifetime extension of the nuclear power plants Tihange 1, Doel 1 and Doel 2* (EUT C 142, 5.5.2017, s. 1).

([26]) Se bevisningen i fotnoterna 7 och 8 i beslutet om att inleda förfarandet.

Kärnreaktor	Ägande	Nettokapacitet 2023 (MWe)	Avvecklingsdatum (lagen om avveckling av kärnkraft)	Avvecklingsdatum (reviderat)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	den 1 oktober 2022	*Avveckling den 23 september 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	den 1 juli 2025	den 31 oktober 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	den 1 oktober 2015	den 30 september 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	den 1 februari 2023	*Avveckling den 31 januari 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	den 1 september 2025	den 31 oktober 2035 (*)

Källa: De belgiska myndigheterna – se webbplatsen för den offentliga förbundstjänsten för ekonomi (SPF Economie) om kärnkraftsproduktion i Belgien, senast hämtad den 18 juni 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. Såsom anges har Doel 3 och Tihange 2 avvecklats. Följande rapport innehåller deras tidigare nettokapacitet: International Atomic Energy Agency, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, IAEA, Wien (2022) (tillgänglig via webbplatsen för SPF Economie).

(*) Reviderat avvecklingsdatum om kärnreaktorerna är i drift den 1 november 2025; sista möjliga datum för avveckling är den 31 december 2037.

2.3 Belgiens beslut om att fortsätta använda kärnenergi

(21) Den 18 mars 2022 beslutade den belgiska federala regeringen (nedan även kallad *den belgiska regeringen*) att ompröva avvecklingen av kärnkraft genom att tillåta en förlängning av driftstiden (*långtidsdrift*) för de två yngsta kärnreaktorerna, Doel 4 och Tihange 3, med en period på tio år (*projektet för långtidsdrift*). Belgiens beslut fattades mot bakgrund av det europeiska svaret på Rysslands krig mot Ukraina (inbegripet behovet av att EU:s medlemsstater minskar sin gasförbrukning och sitt beroende av gas) och den gaskris som det gav upphov till, samt de redan befintliga farhågorna om försörjningstryggheten i Belgien (se även avsnitt 2.4) med tanke på de ökade elektrifieringsbehoven (för att möjliggöra energiomställningen) och den låga tillgängligheten hos den franska kärnkraftsflottan 2021–2022 (på grund av oförutsedda korrosionsproblem och omfattande underhåll för att förlänga dess operationella livslängd) ([27]).

(22) Därefter inledde den belgiska regeringen 2022 förhandlingar med den belgiska kärnkraftsoperatören Electrabel om genomförandet av förlängningen av livslängden. Skälen till att inte ha anordnat något anbudsförfarande, som meddelats av Belgien och som kommissionen inte ifrågasatte i beslutet om att inleda förfarandet, anges i skäl 38 i beslutet om att inleda förfarandet och omfattar följande:

a) Innehav av nödvändig sakkunskap och nödvändiga tillstånd: Tillgång till kärnkraftskapacitet kräver särskild, inklusive landsspecifik, sakkunskap som inte är tillgänglig för alla marknadsaktörer, vilket kommissionen tidigare har erkänt när det gäller Electrabel i synnerhet (se fotnot 30 i beslutet om att inleda förfarandet) och kärnkraftsoperatörer i allmänhet (se fotnot 31 i beslutet om att inleda förfarandet). Sakkunskap, immateriella rättigheter och relevanta tillstånd för kärntekniska anläggningar i Belgien är unika och endast Electrabel innehar dem för närvarande.

([27]) Se kommissionens beslut av den 29 september 2023, SA.104336 (2023/N), Belgien, *Amendments to the Capacity Remuneration Mechanism* (EUT C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) Tidpunkt: Tiden mellan den belgiska regeringens beslut om projektet för långtidsdrift och det planerade datumet för omstart av de två reaktorerna är mycket kort, och en omstart i september (för Tihange 3) och november (för Doel 4) 2025 kräver att vissa förberedande arbeten och genomförbarhetsstudier (*utvecklingsverksamhet* [se fotnot 32 i beslutet om att inleda förfarandet]) genomförs innan arbetet faktiskt inleds. Electrabel, i egenskap av den enda kärnkraftsoperatören i Belgien, var det enda företag som hade unik sakkunskap, resurser och verktyg för att kunna bedriva denna verksamhet snabbt och effektivt. Därför skulle ingen annan operatör än Electrabel ha kunnat väljas genom ett anbudsförfarande, och inledandet av ett anbudsförfarande för att välja en operatör för de två reaktorerna skulle inte ha gett ett meningsfullt resultat med tanke på särdragen och begränsningarna hos projektet för långtidsdrift.

(23) Engie, Electrabels moderbolag, tvekade inledningsvis till att inleda förhandlingar med Belgien gällande projektet för långtidsdrift och hävdade att kärntekniken hade blivit för dyr och riskfylld, samt hänvisade till Engies avsikt att avsluta kärnkraftverksamheten i Belgien efter 2025 (se skäl 19). Den belgiska staten kom därför överens med Engie om att inrätta en mekanism för att på ett balanserat och öppet sätt dela risker och avkastning i samband med förlängningen av de två reaktorernas livslängd. Enligt Belgien klargjorde Engie redan från början att man utan en mekanism för riskdelning och ett avtal om kärnavfall från driften av de sju kärnkraftverken i Belgien inte skulle överväga en förlängning av de två kärnreaktorernas livslängd, som i sig skulle tvinga Engie att väsentligt ändra sin företagsstrategi och riskexponering ([28]).

(24) Förhandlingsprocessen har beskrivits i detalj i avsnitt 3.1 i beslutet om att inleda förfarandet och ledde till att ett genomförandeavtal ingicks den 13 december 2023, med målsättningen att återuppta driften av de två reaktorerna före vintern 2025–2026. Som nämns i skäl 36 i beslutet om att inleda förfarandet består genomförandeavtalet av tre huvudkomponenter, alla med syftet att stödja genomförandet av projektet för långtidsdrift:

a) Komponent 1: delåtgärderna för ersättning och finansiella arrangemang som möjliggör stabila intäkter för de två kärnreaktorerna, samt förändringarna i aktieägarstrukturen genom bildandet av BE-NUC (se avsnitt 3.3.1).

b) Komponent 2: delåtgärderna för nedläggning av kärnkraftverken samt långsiktig förvaring och slutligt bortskaffande av överfört kärnavfall och använt kärnbränsle (inbegripet ändringen av säkerhetspaketet för att övervaka kärnkraftsoperatörens ekonomiska situation mot riskprofilen som ändrats på grund av det överenskomna taket) (se avsnitt 3.3.2).

c) Komponent 3: avtalen om riskdelning och skadeersättning vid vissa lagändringar (se avsnitt 3.3.3).

(25) Genomförandeavtalet har ändrats två gånger under 2024 ([29]). Innehållet beskrivs mer ingående i avsnitt 3.

(26) Några viktiga milstolpar i projektet för långtidsdrift är följande:

a) Efter ingåendet av avtalet kommer ytterligare förberedelser att göras för att återuppta produktionen senast den 1 september (för Tihange 3) och den 1 november (för Doel 4) 2025.

b) Perioden mellan reaktorernas ursprungliga avvecklingsdatum (enligt lagen om avveckling av kärnkraft från 2003, dvs. den 1 juli 2025 för Doel 4 och den 1 september 2025 för Tihange 3 – se tabell 1) och datumet för återupptagande av produktionen kommer att användas för att förbereda de två reaktorerna för omstart och kallas *nedstängningsperioden*.

([28]) Se bevisning i fotnot 10 i beslutet om att inleda förfarandet.

([29]) Den 10 maj 2024 omfattade en första ändringsöverenskommelse följande ämnen: ändring av vissa villkor för värderingsexperten RFP, uppskjutande av målslutdatum, vissa bekräftelser, tekniska ändringar, rättelse av ett fel i aktieköpsavtal II, ytterligare tid för ingående av avtalet om administrativa tjänster och avtalet om energiförvaltningstjänster. Den 15 juli 2024 omfattade en andra ändringsöverenskommelse följande ämnen: uppskjutande av färdigställandedatum till den 21 februari 2025, överenskommelse om villkoren för anbudsförfarandet avseende avtalet om energiförvaltningstjänster, vissa bekräftelser, teknisk ändring av aktieköpsavtal I.

c) Treårsperioden från september 2025 till den 31 december 2028 (*slutavräkningsdatum* ([30])) kallas för omstartsfasen. Under denna fas kommer de två reaktorerna att anpassas till den belgiska kärnsäkerhetsmyndighetens krav.

d) Från och med den 1 januari 2029 förväntas de två reaktorerna drivas med full effekt fram till den 1 november 2035, den så kallade driftfasen.

(27) Detta innebär att elproduktionen under perioden 2026–2028 kommer att vara relativt låg på grund av fler planerade avbrott än vanligt vid de två reaktorerna under omstartsfasen (*planerade avbrott kopplade till långtidsdriften* ([31])). De två reaktorernas driftavbrott under de planerade avbrotten kopplade till långtidsdriften förväntas vara 24 veckor per år och detta under de första tre åren efter reaktorernas omstartsdatum.

(28) Utöver de planerade avbrotten kopplade till långtidsdriften förväntas ett årligt normalt avbrott för kärnkraftverk (*planerade avbrott som inte är kopplade till långtidsdriften* ([32])) under hela förlängningen av livslängden (dvs. under omstartsfasen och driftfasen), fram till ett år innan verksamheten vid Doel 4 avslutas och fram till det sista verksamhetsåret för Tihange 3. Varje planerat avbrott som inte är kopplat till långtidsdriften förväntas pågå i sex veckor. Under de första tre åren efter omstarten av de två reaktorerna förväntas således reaktorerna stängas ned 30 veckor per år.

(29) Utöver de planerade avbrotten (både avbrott kopplade till projektet för långtidsdrift och avbrott som inte är kopplade till projektet för långtidsdrift) kan det uppstå oplanerade och oförutsedda problem som kräver ytterligare nedstängning av de två reaktorerna. En frekvens på 10 % för oplanerade avbrott har antagits i den finansiella modell som användes vid undertecknandet, som ligger till grund för ersättningsavtalet ([33]). Detta innebär att målsättningen för både Doel 4 och Tihange 3 är en tillgänglighetsgrad på 90 % över tio års tid, utan beaktande av de två typerna av planerade avbrott.

(30) Om man inkluderar alla schemalagda och icke schemalagda avbrott är målsättningen för tillgänglighetsgraden vid Doel 4 och Tihange 3 omkring 68,4 % respektive 67,4 %.

(31) Den nominella elproduktionskapaciteten, den årliga elproduktionen och andelen i den nationella efterfrågan på el i Belgien för Doel 4 och Tihange 3, före och efter förlängningen av livslängden, sammanfattas i tabell 2. Som framgår av tabell 2 förväntas en fördubbling av de två reaktorernas uppskattade årliga elproduktion efter omstartsfasen.

Tabell 2

De viktigaste egenskaperna hos Doel 4 och Tihange 3 (före och efter långtidsdriften)

	Doel 4	Tihange 3
Före förlängningen av livslängden		
Nominell kapacitet (*uppgifter från 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Årlig elproduktion (uppgifter från 2022)	8 940 GWh	7 366 GWh
Andel av den belgiska efterfrågan på el (*uppgifter från 2022*)	11 %	9 %

([30]) Slutavräkning är en process där man säkerställer att alla räkenskaper och poster är korrekta och balanserade. Det innebär att de uppskattade eller ursprungliga siffrorna jämförs med de faktiska, slutliga siffrorna och att nödvändiga justeringar görs.

([31]) Planerade avbrott kopplade till långtidsdriften är de planerade avbrott som krävs för att säkerställa att reaktorerna uppfyller säkerhetsmyndigheternas krav.

([32]) Planerade avbrott som inte är kopplade till långtidsdriften är årliga normala avbrott (främst för bränslebyte) som övervägs redan från år 1, år 2 och år 3 efter omstartsdatum för långtidsdriften för Doel 4 respektive Tihange 3 fram till ett år innan verksamheten avslutas vid Doel 4 och fram till det sista verksamhetsåret för Tihange 3.

([33]) Den finansiella modell som användes vid undertecknandet är den finansiella modell som ligger till grund för ersättningsavtalet som undertecknades den 13 december 2023.

	Doel 4	Tihange 3
Efter förlängningen av livslängden		
Nominell kapacitet (*uppgifter från 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Årlig elproduktion (*uppskattade värden*)	2026–2028: 3 435 GWh efter 2029: 7 158 GWh	2026–2028: 3 435 GWh efter 2029: 7 186 GWh
Andel av den belgiska efterfrågan på el (*uppskattade värden*)	2026–2028: 3 %–4 % efter 2029: 6 %–8 %	2026–2028: 3 %–4 % efter 2029: 6 %–8 %

Källa: IAEA PRIS, World Nuclear Association; *Elia's Adequacy and flexibility study for Belgium (2024–2034).*

2.4 Resurstillräcklighetsproblem i Belgien

(32) Som anges i skäl 17 i beslutet om att inleda förfarandet har den belgiska systemansvariga för överföringssystemet, Elia, sedan 2019 genomfört tre nationella studier om resurstillräcklighet (2019, 2021 och 2023), och i alla dessa identifierades ett behov av ny kapacitet före vintern 2025–2026 som följer av den (delvisa) avvecklingen av kärnkraft i Belgien, som inleddes med nedläggningen av Doel 3 och Tihange 2 år 2022 och 2023 (se tabell 1), och förstärks på grund av avvecklingen av värmeproduktionskapacitet i grannländerna och problem med de franska kärntekniska tillgångarna.

(33) För att ta itu med dessa resurstillräcklighetsproblem inrättade Belgien en kapacitetsmekanism som godkändes av kommissionen 2021 och som har ändrats två gånger sedan dess ([34]). Kapacitetsmekanismen är en marknadsomfattande åtgärd som kompenserar anläggningarnas beredskap att leverera el under på förhand fastställda perioder, oavsett om de producerar el eller inte. Kapacitetsmekanismen syftar till att ta itu med resurstillräcklighetsproblem kopplade till el samtidigt som den stöder energiomställningen, och kommer att börja gälla från och med vintern 2025, vid den tidpunkt då de två reaktorerna förväntas starta om (se skäl 26).

2.5 Elmarknaden i Belgien

(34) Belgiens energimix domineras för närvarande av gas- och kärnkraftsbaserad elproduktion, även om andelen förnybara energikällor har ökat stadigt under de senaste åren. År 2023 var andelen kärnkraft, gas och förnybara energikällor i produktionsmixen 39,9 %, 21,4 % respektive 32,7 % ([35]).

(35) Enligt Belgien är de viktigaste aktörerna på marknaden för elproduktion när det gäller installerad kapacitet ansluten till överföringsnätet Electrabel (9,3 GW 2023 – 65 %), Luminus (2,2 GW 2023 – 15 %), RWE (0,7 GW 2023 – 5 %), Eneco (0,7 GW 2023 – 5 %) och TotalEnergies (0,6 GW 2023 – 4 %). Belgien uppger att HHI-indikatorn ([36]) för marknadskoncentration minskade från 5 510 år 2016 till 4 431 år 2023, vilket delvis förklaras av den ökade utvecklingen av förnybara energikällor (sol- och vindkraft) via andra aktörer än de dominerande marknadsaktörerna ([37]).

([34]) Se kommissionens beslut av den 27 augusti 2021, SA.54915 (2020/C) (f.d. 2019/N), Belgien, Kapacitetsmekanism (EUT L, 2022/117, 19.4.2022, s. 40). Första ändringsbeslutet: Kommissionens beslut av den 29 september 2023, SA.104336 (2023/N), Belgien, *Amendments to the Capacity Remuneration Mechanism* (EUT C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj). Andra ändringsbeslutet: Kommissionens beslut av den 17 september 2024, SA.114003 (2024/N), Belgien, *Second set of amendments to the Capacity Remuneration Mechanism* (EUT C, C/2024/6138, 14.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) *Belgian Energy Data Overview* (SPF Economie 2024). Mer information om grossist- och slutkundsmarknaden för el i Belgien och de viktigaste aktörernas marknadsställning (baserat på 2022 års uppgifter) finns i avsnitten 2.2.1 och 2.2.2 i beslutet om att inleda förfarandet.

([36]) Herfindahl-Hirschman-indexet är ett mått på marknadskoncentrationen som beräknas genom att man kvadrerar marknadsandelen för varje företag på marknaden och sedan summerar dessa siffror. Marknader med ett HHI över 2 500 betraktas i allmänhet som mycket koncentrerade marknader. HHI-värdena hämtas från de årliga CREG-rapporterna och baseras på installerad kapacitet och produktion från anläggningar som är anslutna till överföringsnätet.

([37]) Årsrapport CREG (2024).

(36) Enligt Belgien är de viktigaste aktörerna inom elproduktion från anläggningar anslutna till överföringsnätet i Belgien Electrabel (39,1 TWh 2023 – 70 %), Luminus (6,8 TWh 2023 – 12 %), Eneco (2,5 TWh 2023 – 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh 2023 – 4 %) och RWE (2 TWh 2023 – 4 %). Belgien uppger att HHI-indikatorn för marknadskoncentration minskade från 6 372 år 2016 till 5 143 år 2023 tack vare den ökade elproduktionen från förnybara energikällor ([38]).

(37) Enligt Belgien fanns det totalt 16 elleverantörer på slutkundsmarknaden i Belgien år 2023. Huvudleverantörerna när det gäller levererad el är Electrabel (47 % 2023), Luminus (18,2 % 2023), TotalEnergies (5,5 % 2023) och Eneco (5,3 % 2023); många aktörer är mycket små ([39]).

3. DETALJERAD BESKRIVNING AV ÅTGÄRDEN

3.1 Åtgärdens syften och marknadsmisslyckanden

(38) Förlängningen av de två reaktorernas livslängd kommer att underlätta utvecklingen av en näringsverksamhet och bidra till att åtgärda Belgiens resurstillräcklighetsproblem (se avsnitt 2.4). Dessutom uppger Belgien att förlängningen av kärnreaktorernas livslängd också syftar till att minska beroendet av import i allmänhet och importerade fossila bränslen (i linje med REPowerEU-målen) i synnerhet, vilket också bidrar till utfasningen av fossila bränslen i det belgiska elsystemet samt till att tillhandahålla baslastkapacitet i samband med ett ökat elektrifieringsbehov i Belgien inom den närmaste framtiden.

(39) Belgien uppger att syftet med stödåtgärden är att avhjälpa ett antal marknadsmisslyckanden som hindrar Electrabel från att fortsätta driva kärnreaktorerna i Belgien utan ytterligare bidrag från den belgiska regeringen ([40]).

a) För det första hävdar Belgien ett det finns ett antal väldokumenterade marknadsmisslyckanden inom el som allmänt hindrar marknaderna från att tillhandahålla tillräckliga investeringsincitament för den produktionskapacitet som krävs för att uppfylla normerna för resurstillräcklighet, vilket beskrivs närmare i kommissionens beslut om den belgiska kapacitetsmekanismen (se fotnot 34).

b) För det andra hävdar Belgien att el- och koldioxidmarknaderna uppvisar ytterligare marknadsmisslyckanden som särskilt påverkar incitamenten att investera i koldioxidsnål teknik, såsom avsaknaden av långsiktiga möjligheter till risksäkring (detta påverkar i synnerhet ren teknik som är kapitalintensiv på grund av dess exponering för instabila intäktsflöden), den otillräckliga täckningen av negativa externa effekter från växthusgaser (t.ex. ett koldioxidpris i det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter [*utsläppshandelssystemet*] som är lägre än de sociala kostnaderna för koldioxid och bristen på en långsiktig förutsägbar prissignal för koldioxid på grund av den strukturella volatiliteten i EU:s utsläppshandelssystem) samt bristen på incitament att investera i en diversifierad energiproduktionsmix eftersom fossila (gas) kraftverk har en prissättande roll på elmarknaderna och därigenom ger en naturlig risksäkring.

c) För det tredje hävdar Belgien att kärnkraftsinvesteringar ställs inför ett antal specifika risker som är särskilt svåra för affärsinvesterare att säkra eller hantera, t.ex. i) tekniska risker och projektledningsrisker, ii) risker kopplade till avfallshantering och nedläggning samt iii) regleringsrisker och politiska risker.

(40) Mot bakgrund av dessa allmänna marknadsmisslyckanden i samband med koldioxidsnåla investeringar på elmarknaderna, och de ytterligare risker som en kärnkraftsoperatör exponeras för, menar Belgien att det behövs ett åtagande från den belgiska regeringen om att stödja förlängningen av de två reaktorernas livslängd. Belgien hävdar därför att syftet med den anmälda åtgärden är att avhjälpa dessa marknadsmisslyckanden.

([38]) Årsrapport 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]) En mer detaljerad beskrivning av dessa marknadsmisslyckanden finns i skälen 23 och 24 i beslutet om att inleda förfarandet.

3.2 Belgiens ändringar av åtgärden efter beslutet om att inleda förfarandet

(41) Som svar på de tvivel som kommissionen uttryckte i sitt beslut om att inleda förfarandet (se avsnitt 3.8) ändrade Belgien vissa delar av åtgärden.

(42) Dessa ändringar gäller särskilt följande:

a) En överföring av beslutsbefogenhet när det gäller ekonomiska regleringar från samriskföretaget mellan den belgiska staten och Electrabel, BE-NUC (den enhet som kommer att äga 89,807 % av de två reaktorerna och som ursprungligen var skyldig enligt avtalet att utföra en reglering varje gång avtalsvillkoren var uppfyllda), till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster (som säljer kärnkraftselen på marknaden) samt ett införande av ekonomiska incitament i ersättningen till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster för att ytterligare garantera effektiv användning av de tillgängliga regleringarna (se avsnitt 3.3.1.5). Följaktligen har det fasta, fördefinierade tröskelvärdet för reglering på minus 20 euro/MWh tagits bort, eftersom partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att ha lämpliga incitament att avgöra när reglering av kärnreaktorn är mest effektivt. Den ändrade ersättningsstrukturen har också beaktats i den reviderade strategin för budgivning och obalans.

b) En förstärkning av mekanismen för delning av vinst och förlust (*justeringen av marknadsprisrisken*), så att det ekonomiska stödet följer förändringarna i marknadspriserna närmare (genom justering av projektets faktiska avkastningsgrad) (se 3.3.1.3.2).

c) Ett tak för betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, för att undvika att denna kostnad skulle bli orimlig för den belgiska staten (se 3.3.1.3.3).

(43) Ovannämnda ändringar beskrivs i detalj i avsnitt 3.3 av detta beslut.

3.3 Närmare beskrivning av åtgärdernas beståndsdelar

(44) I detta underavsnitt beskrivs de olika komponenterna i stödpaketet för projektet för långtidsdrift, inklusive de ändringar som Belgien har gjort till följd av de tvivel som kommissionen gav uttryck för i beslutet om att inleda förfarandet (se avsnitten 3.3.1, 3.3.2 och 3.3.3), samt de alternativa finansieringsalternativ som Belgien har övervägt (se avsnitt 3.3.4).

3.3.1 *Komponent 1: Ekonomiska och strukturella arrangemang*

(45) En uppsättning finansiella stödmekanismer har planerats för att möjliggöra finansiering av en snabb och säker förlängning av de två kärnreaktorernas livslängd. Alla delåtgärder i komponent 1 beskrivs i detalj i resten av detta avsnitt.

(46) Under den formella granskningen lade Belgien fram motiveringen bakom alla delar av det finansiella stödet:

a) Belgien påminner om att investeringar i kärnkraft är stora infrastrukturinvesteringar med avtryck som sträcker sig över sekel, och att de kännetecknas av höga initiala kapitalkostnader, byggtider med betydande risker och osäkerheter samt långa återbetalningstider ([41]). Eftersom affärsmässiga investeringar i kärntekniska tillgångar är exponerade för okontrollerbara och potentiellt mycket allvarliga risker kopplade till politik, reglering och teknik, och har en huvudsakligen fast kostnadsstruktur, är deras finansiella resultat särskilt känsliga för faktisk tillgänglighet och eventuella kostnadsöverskridanden. Historiskt sett har därför kärnreaktorer finansierats inom ramen för offentligt ägande och/eller ett stödjande regelverk som minskar riskexponeringen och säkerställer ett långsiktigt statligt åtagande.

([41]) Se World Nuclear Association, *Financing Nuclear Energy*, 2 maj 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) I de flesta fall av investeringar i kärntekniska tillgångar på senare tid understöddes finansieringen genom en rad regleringsåtgärder för att mildra de potentiella effekterna av marknadsrisker, och särskilda mekanismer som begränsar exponeringen för specifika risker relaterade till kärnteknik, politik och reglering. Vissa projekt har t.ex. utvecklats enligt en modell med en regleringsmässig tillgångsbas ([42]), som Belgien anser vara mycket skyddande. Belgien valde en utformning med ett dubbelriktat differenskontrakt. För att säkerställa projektets ekonomiska bärkraft har åtgärdspaketet för projektet för långtidsdrift skräddarsytts utifrån den aktuella kärnkraftsinvesteringens behov.

c) Belgien beskriver hur man genom de åtgärder som planeras i ersättningsavtalet avser att tillhandahålla ytterligare skydd jämfört med ett fristående differenskontrakt i syfte att ge säkerhet mot insolvens- eller konkurssituationer. Belgien preciserar dock att

— ersättningsavtalet inte säkerställer samriskföretagets ekonomiska resultat, särskilt vid långvariga problem med tillgänglighet eller betydande kostnadsöverskridanden, t.ex. på grund av vissa regleringsrisker,

— aktieägarna förblir exponerade för betydande risker och ekonomiska incitament som främjar resultat och marknadsmässigt beteende, vilket skiljer sig från typiska modeller med en regleringsmässig tillgångsbas som vanligtvis ger starka garantier gällande kostnadstäckning och avkastning på investeringar, utöver tillräcklig finansiering och likviditet.

d) Dessutom konstaterar Belgien att investeringar i kärnkraft i hög grad granskas av finansinstitut, med omfattande krav på tillbörlig aktsamhet för att bedöma de potentiella effekterna av olika typer av risker och osäkerheter, samt ett kritiskt fokus på övergripande projektstruktur. Erfarenheterna i Europa tyder i synnerhet på att det är särskilt svårt att erhålla finansiering för investeringar i kärnkraft om lämpliga skyddsmekanismer saknas ([43]).

3.3.1.1 Gemensamt utvecklingsavtal

(47) Som nämns i skäl 22 ledde den strikta tidsplanen för omstarten av de två reaktorerna till att kärnkraftsoperatören, Electrabel, identifierade och kom överens med Belgien om att man skulle inleda viss utvecklingsverksamhet som krävs för att de två reaktorerna ska kunna omstartas i tid och som är nödvändig för att uppfylla säkerhetsmyndighetens krav och förväntningar innan den slutliga transaktionen inleds. Denna utvecklingsverksamhet har fastställts i det gemensamma utvecklingsavtalet som senast ändrades den 18 juli 2024 (*det gemensamma utvecklingsavtalet++*) ([44]).

(48) I det gemensamma utvecklingsavtalet++ fastställs de villkor enligt vilka Belgien förfinansierar Electrabels kostnader och utgifter för utvecklingsverksamheten ([45]) till dess att alla nödvändiga lagändringar har antagits och trätt i kraft (*lagstiftningsvillkoret*). Kort efter att ha uppfyllt lagstiftningsvillkoret (den 15 juli 2024) började Electrabel att finansiera sina egna kostnader och utgifter för utvecklingsverksamheten och kommer att fortsätta göra det till dess Electrabels finansiering motsvarar det belopp som förfinansierades av den belgiska staten (detta förväntas vara i början av 2025), varefter Electrabel och den belgiska staten kommer att finansiera kostnaderna och utgifterna för utvecklingsverksamheten med en kostnadsfördelning på 50/50.

([42]) Modeller med en regleringsmässig tillgångsbas är utförligt beskriven i litteraturen. Se t.ex. Meshkat, Mustafa, ”Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models”, *Comparative Law Review,* 14.2 (2023): s. 1001–1022; Thomas, Steve, m.fl. ”The proposed RAB financing method”, *Nuclear Consult* (2019).

([43]) Belgien hävdar att även om det finns riskdelningsarrangemang med staten är affärsbanker inte villiga, och investerare ställer sig ofta tvekande till, att exponera sig för kärntekniska tillgångar, dvs. att ta den risk som är förenad med tunga investeringar i kärnkraftssektorn mot bakgrund av osäkra policyer och bestämmelser samt tekniska risker.

([44]) Den utvecklingsverksamhet som beskrivs i bilaga 1 till det gemensamma utvecklingsavtalet++ avser tekniska studier, främst när det gäller anläggningarnas utformning och åldrande, designförbättringar, styrelsens befogenheter, test- och inspektionsprogram, en miljökonsekvensbedömning (inbegripet utarbetandet av nödvändiga licensierings- och tillståndshandlingar) samt regelbundna säkerhetsöversyner av de två reaktorerna.

([45]) Motsvarande 89,807 % (dvs. ägarandelen av de två reaktorerna) av den totala kostnaden; Luminus står för återstående 10,193 %.

(49) Belgien uppger att den belgiska statens förhandsfinansiering av kostnader och utgifter för utvecklingsverksamhet är begränsad till de kostnader och utgifter som Electrabel faktiskt står för (ska bära), vilket motsvarar 89,807 % av de totala kostnaderna för utvecklingsverksamheten. En kontrollmekanism har inrättats, samt en slutavräkning i slutet av avtalsperioden. Belgien hävdar också att finansieringsarrangemangen inom ramen för det gemensamma utvecklingsavtalet++ följer principerna om armlängd och valuta för pengarna.

3.3.1.2 Samriskföretaget och aktieägarnas finansiering

(50) Den belgiska staten kommer tillsammans med kärnkraftsoperatören Electrabel att investera i ett samriskföretag med namnet BE-NUC, som kommer att äga 89,807 % av de två reaktorerna (vilket är Electrabels nuvarande ägande). Återstående 10,193 % av de två reaktorerna kommer att fortsätta ägas av Luminus. Electrabel och den belgiska staten kommer att äga 50 % vardera av BE-NUC och har lika stora andelar i fråga om finansiellt deltagande (avsättning av eget kapital och aktieägarlån) och andel av intäkterna från energiförsäljningen. BE-NUC kommer i egenskap av delägare att stå för 89,807 % av de investeringar som krävs för att förlänga verksamheten, och den belgiska staten kommer därför indirekt att stå för 44,9035 % av investeringskostnaderna i samband med projektet för långtidsdrift. Återstående 10,193 % kommer att bäras av Luminus.

(51) Electrabel är och kommer att förbli den enda operatören av de två kärnreaktorerna genom ett avtal om drift och underhåll (se avsnitt 3.3.1.4). BE-NUC kommer inte att bli en kärnkraftsoperatör, utan kommer att ha kontrollrättigheter över driftskostnaderna genom avtalet om drift och underhåll.

(52) Belgien uppgav att man inte förväntar sig någon möjlighet att öka utlandsskulderna för att finansiera projektet för långtidsdrift. Projektet för långtidsdrift kommer i sin helhet att finansieras av dess aktieägare med eget kapital och aktieägarlån (se avsnitt 3.3.1.2.2 nedan).

3.3.1.2.1 Samriskföretag

(53) Den belgiska staten kommer inte att köpa ett innehav som delägare i de två reaktorerna, utan en överföring (partiell delning av de relevanta tillgångarna) görs från Electrabel till samriskföretaget enligt de steg som beskrivs i skäl 49 i beslutet om att inleda förfarandet.

(54) Electrabel kommer att överföra sina 89,807 % av äganderätten till de två reaktorerna (liksom tillhörande tillstånd och andra nödvändiga tillgångar) till BE-NUC i utbyte mot att BE-NUC-aktierna fördelas till Engie (som vid den tidpunkten var Electrabels enda aktieägare). Electrabels bidrag till BE-NUC kommer att värderas med hänsyn till byggnadens skrotvärde, markens värde och värdet på fasta anläggningar, som beskrivs i skäl 51 i beslutet om att inleda förfarandet.

(55) Denna värdering av Electrabels bidrag återspeglas i inköpspriset på 24,7 miljoner euro (med förbehåll för justeringar) som den belgiska staten ska betala för att förvärva nya aktier och behålla en andel på 50 % i BE-NUC. Styrelsen för BE-NUC kommer att begära att en (lagstadgad) revisor eller en auktoriserad revisor upprättar en rapport om apportegendomen, med en särskild bedömning av den värdering som tillämpas och de värderingsmetoder som använts för detta ändamål.

(56) Belgien hävdar att värderingen av tillgångar inte har någon inverkan på analysen av det kontrafaktiska scenariot och lade fram bevis för att överföringen av tillgångar (byggnader och mark) inom ramen för projektet för långtidsdrift är neutral. Enligt Belgien säkerställer användningen av försiktiga metoder för värdering av tillgångar (baserat på skrot eller verkligt värde) att Engie inte drar någon fördel av överföringen av tillgångar.

(57) Dessutom motsvarar de fasta installationerna utrustning för långtidsdrift, som köps in inom ramen för tjänsterna kopplade till långtidsdrift, drifts- och underhållstjänsterna samt tjänsterna för gemensam utveckling, och som installerades och införlivades vid de två reaktorerna före den partiella delningen. Av skäl som är kopplade till belgisk egendomsrätt och för att undvika dubbelräkning betalas inte dessa specifika delar av utrustningen för långtidsdrift direkt, utan beaktas i den partiella delningen tillsammans med marken och byggnaderna. Dessutom bekräftar Belgien att de relaterade kassaflödena för dessa delar av utrustningen för långtidsdrift redan återspeglas i den finansiella modell som användes vid undertecknandet.

(58) Ett aktieägaravtal ingicks mellan Electrabel, den belgiska regeringen och BE-NUC för att inrätta bolagsstyrelsen för BE-NUC och var och en av aktieägarnas rättigheter. Enligt detta avtal består BE-NUC:s styrelse av fyra styrelseledamöter: två som utses efter nominering av den belgiska regeringen och två som utses efter nominering av Electrabel. BE-NUC:s ordförande och finansdirektör kommer alltid att vara styrelseledamöter som utsetts av den belgiska regeringen. Beslutsförhet i styrelsen uppnås med enkel majoritet och styrelsens beslut röstas igenom med enkel majoritet. Bestämmelser om intressekonflikter har införts.

(59) Som nämns i skäl 55 i beslutet om att inleda förfarandet kommer icke-europeiska tillgångar som för närvarande innehas av Electrabel att överföras till Engie. Som moderbolag till Electrabel garanterar Engie att tillgångar till ett värde av minst 4 miljarder euro finns kvar i Electrabel vid tidpunkten för transaktionens avslutande (baserat på ett värde på det egna kapitalet beräknat den 30 juni 2023). Efter avslutandet gäller dessutom andra skyddsåtgärder, t.ex. en fortsatt och förstärkt övervakning av kärnkraftsoperatörens finansiella ställning som CPN/CNV ansvarar för, samt den obegränsade och oåterkalleliga moderbolagsgaranti som Engie beviljat för vissa av kärnkraftsoperatörens skyldigheter.

(60) Belgien gör gällande att samriskföretaget utgör en investering på lika villkor, eftersom de två aktieägarna ingår i samriskbolaget på lika villkor och, som aktieägare, med lika hög risk och avkastning.

3.3.1.2.2 Aktieägarnas finansiering: kapitaltillskott och aktieägarlån

(61) Den belgiska statens roll som aktieägare förutsätter bl.a. finansiering av BE-NUC:s kapitalutgifter och driftskostnader, förvaltning av aktier och utövande av aktieägarrättigheter (t.ex. rösträtt) samt stöd från BE-NUC:s två styrelseledamöter som utses efter nominering av belgiska staten (se skäl 58).

(62) Aktieägartillskottet består av följande:

a) Ett kapitaltillskott: Den belgiska regeringen och Electrabel, i egenskap av BE-NUC:s aktieägare, kommer vardera att tillhandahålla kapital till BE-NUC genom en ökning av aktiekapitalet för att finansiera eventuella utgifter som förutses i aktieägaravtalet.

b) Aktieägarlån: Både Electrabel och den belgiska regeringen kommer att ge BE-NUC aktieägarlån (*Electrabels aktieägarlån* respektive *den belgiska statens aktieägarlån*) för att finansiera utgifter som förutses i aktieägaravtalet.

(63) Belgien förklarar att villkoren för Electrabels aktieägarlån och den belgiska statens aktieägarlån är identiska. Båda aktieägarlånen kommer att beviljas på marknadsmässiga villkor till räntesatser som ännu inte har fastställts, men som enligt aktieägarlåneavtalen kommer att fastställas av BE-NUC:s styrelse i enlighet med aktieägaravtalet med hänvisning till rådande marknadsräntor och eventuell jämförbar tredjepartsfinansiering som finns tillgänglig vid den aktuella tidpunkten. Enligt det förfarande som överenskommits mellan den belgiska regeringen och Engie har Engie utarbetat en villkorsförteckning för båda aktieägarlånen. I villkorsförteckningen beskrivs metoden för att fastställa räntesatsen. Belgien uppger att denna metod är förenlig med Engies policy för internprissättning av lån och att den är förenlig med OECD:s BEPS-princip ([46]), vilket säkerställer att den ränta som fastställs är armlängdsmässig. Enligt villkorsförteckningen förväntas räntesatsen vara en rörlig ränta, fastställd till 6-månaders Euribor (med undre gräns 0 %) plus en förväntad marginal på cirka [0–3] %.

(64) Belgien hävdar att införandet av ett aktieägarlån utöver kapitaltillskottet följer av finansiella och transaktionsmässiga överväganden. Å ena sidan ger tillhandahållandet av aktieägarlån mer flexibilitet i utformningen av kreditutnyttjandet och återbetalningsplanerna. I synnerhet kan bestämmelser om återbetalning av lån komma att antas med färre regleringsmässiga begränsningar än utbetalning av utdelning eller återbetalning av eget kapital. Å andra sidan kan lånet optimera den finansiella strukturen med avseende på beskattningsbar inkomst (upp till 30 % av EBITDA kan lösas in för att dra av ränta).

([46]) BEPS står för skattebaserodering (minskad beskattningsbar inkomst [eller skattebas] i ett land) och vinstförflyttning (flytt av vinster till länder där skatterna är mycket lägre eller obefintliga). OECD:s BEPS-principer hänvisar till en rad internationella riktlinjer som har utformats för att hantera multinationella företags skatteflykt. De säkerställer att företag betalar skatt där de faktiskt gör vinster och bedriver sin verkliga affärsverksamhet, i stället för att flytta vinster till lågskatteländer.

(65) Baserat på preliminära beräkningar i den finansiella modell som användes vid undertecknandet uppgår det totala aktieägartillskottet (kapitaltillskott och aktieägarlån) till [2 000–2 500] miljoner euro ([47]), som ska tillhandahållas till 89,807 % av både den belgiska regeringen och Electrabel på lika villkor i form av […] avbetalningar från […] till […] för att finansiera bl.a. kapitalutgifter för projektet för långtidsdrift (återstående 10,193 % finansieras av Luminus). Aktieägartillskottet ska betalas tillbaka till BE-NUC.s aktieägare genom en rad minskningar av aktiekapitalet och återbetalning av aktieägarlånet, och ersättas genom utdelningar och ränta på aktieägarlånen. Uppdelningen av aktieägartillskottet ([2 000–2 500] miljoner euro) i kapitaltillskott och aktieägarlån har ännu inte beslutats.

(66) Belgien gör gällande att aktieägarnas finansieringsskyldighet och aktieägarlånet kan betraktas som likställd finansiering, och att aktieägarlånet kommer att beviljas på marknadsvillkor så att aktieägarfinansieringen inte ger stödmottagarna en selektiv fördel.

3.3.1.3 Ersättningsavtal

(67) Ett ersättningsavtal har ingåtts mellan BE-NUC, Luminus och motparten i ersättningsavtalet, som kommer att vara en självständig tjänst med bokföringsmässig självständighet inom den belgiska staten (BE-WATT). Ersättningsavtalet syftar till att ta itu med osäkerheten kring marknadspriserna och minska risken kopplad till intäkterna från projektet för långtidsdrift för de två reaktorernas ägare, BE-NUC och Luminus. BE-NUC och Luminus bör därigenom få tillräckliga intäkter från driften av de två reaktorerna för att säkerställa säker och tillförlitlig drift samt ekonomisk bärkraft, samtidigt som aktieägarna kan tillgodogöra sig en marknadsmässig avkastning på sitt kapital.

(68) Belgien klargör särskilt att finansieringsprinciperna för transaktionen är följande:

a) De kapitalutgifter som krävs för projektet för långtidsdrift finansieras främst av BE-NUC:s aktieägare på pari passu-basis (och av Luminus i förhållande till dess delägande), antingen genom eget kapital eller genom aktieägarlån (se avsnitt 3.3.1.2).

b) Drift- och underhållskostnader för projektet för långtidsdrift finansieras främst genom projektets produktionsintäkter, och ett flöde av produktionsintäkter säkerställs genom differenskontraktet (i den mån de två reaktorerna är tillgängliga) (se avsnitt 3.3.1.3.2). Lösenpriset i differenskontraktet beräknas till den nivå som gör det möjligt för den förväntade internräntan för kassaflöden i projektet för långtidsdrift att nå målet för internräntan på 7 % (nominell och efter skatt), inom ett intervall på 6–8 % (se avsnitt 3.3.1.3.1).

c) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader kompletterar produktionsintäkterna för projektet för långtidsdrift och består av skyddsåtgärder för att säkerställa att BE-NUC alltid har tillräcklig likviditet för att betala sina kostnader för drift, underhåll och bränsle, och därmed möjliggöra en säker och tillförlitlig drift av de två reaktorerna.

— Lånen för nedstängningskostnader är avsedda att finansiera kostnaderna före omstarten av de två reaktorerna och att säkerställa tillräckliga kontanta medel under den treåriga uppstartsperioden (till och med den 31 december 2028), när betydande arbeten fortfarande måste utföras och de två reaktorerna inte kan drivas med full kapacitet.

— Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning utlöses endast vid (betydande) minskad tillgänglighet vid de två reaktorerna, vilket säkerställer långsiktig finansiell stabilitet under hela den förlängda livslängden. En rörelsekapitalfacilitet fungerar under varje givet år som en länk till den årliga betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning

(69) De finansiella stödmekanismerna (differenskontraktet, betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader) förklaras närmare i avsnitten 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 och 3.3.1.3.4.

([47]) Exklusive moms. Siffrorna i den finansiella modell som användes vid undertecknandet inkluderar inte moms.

3.3.1.3.1 Avkastningsgrad för projektet för långtidsdrift

(70) Generellt sett är (målet för) internräntan den minimiavkastning som investerare godtar som kompensation för en viss risknivå i ett investeringsprojekt. Målet för internräntan kallas ofta för en tröskelnivå, dvs. den nivå som ett projekts internränta måste nå eller överskrida innan projektet kommer att genomföras. I teorin motsvarar tröskelnivån summan av kapitalkostnaden (t.ex. vägd genomsnittlig kapitalkostnad – WACC) och en tröskelpremie. Med andra ord är det en kombination av avkastningen från jämförbara projekt/tillgångar och justeringar för anpassning till en specifik riskprofil, inbegripet projektspecifika premier för att täcka ytterligare, icke-diversifierbara risker.

(71) I detta fall motsvarar den totala utjämnade kostnaden för att producera energi miniminivån för det genomsnittliga elpriset (eller lösenpriset i differenskontraktets utformning) som måste erhållas för att projektet för långtidsdrift ska uppnå målet för internräntan. Som nämns i skäl 72 i beslutet om att inleda förfarandet fastställdes det preliminära lösenpriset i den finansiella modell som användes vid undertecknandet, baserat på antagandet om en kostnad för att modernisera de två reaktorerna på omkring [2–2,5] miljarder euro, till [80–90] euro per MWh (2022 års värden). Belgien uppger att när det gäller tillämpningen av den (förstärkta) mekanismen för delning av vinst och förlust (justeringen av marknadsprisrisken) kan lösenpriset, baserat på den finansiella modell som användes vid undertecknandet, variera från [80–90] euro per MWh till [80–90] euro per MWh (2022 års värden).

(72) Belgien anser att målet för internräntan ger en konservativ avkastningsgrad med tanke på riskexponeringen i projektet för långtidsdrift, på grundval av i) en riktmärkning av avkastningen för andra kärnkraftsinvesteringar globalt och andra tillgångar i energisektorn i Belgien (se avsnitt 3.3.1.3.1.1), ii) en bedömning av BE-NUC:s kapitalkostnad (både WACC och kostnaden för eget kapital) baserat på prissättningsmodellen för kapitaltillgångar (CAPM) (se avsnitt 3.3.1.3.1.2) samt iii) en simulering av den förväntade internräntan som justerats mot marknadsprisrisken med hänsyn till uppdaterade marknadsförhållanden, som visar att den förväntade internräntan för projektet för långtidsdrift har minskat jämfört med tidpunkten för förhandlingarna om genomförandeavtalet (se avsnitt 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1 Riktmärkning

(73) Belgien tillhandahöll ett internationellt riktmärke för målnivåerna för avkastning och kapitalkostnader för företag som driver kärnkraftverk i olika geografiska områden, liksom gaseldade kraftverk som ersätts genom den belgiska kapacitetsmekanismen samt företag som driver andra typer av infrastruktur för överföring och lagring av energi i Belgien. Riktmärkningen finjusterades efter antagandet av beslutet om att inleda förfarandet, särskilt när det gäller en närmare beskrivning av regelverkens karaktär och eventuella ytterligare system som påverkar riskfördelningen för de företag och projekt som beaktas. Tabell 3 ger en översikt över den offentliga målavkastningsgraden eller uppskattad WACC för de projekt och företag som används som riktmärke.

Tabell 3

Offentliga uppskattningar av WACC för projekt/företag som används som riktmärke

Berört företag/projekt och ägande	Regelverk och relevant period	Målnivå för avkastning efter skatt/WACC och beslutsår (1)	Premie över riskfri ränta (2)
Vertikalt integrerade amerikanska allmännyttiga företag (Georgia Power och Duke Energy), i huvudsak privatägda	Modell med en regleringsmässig tillgångsbas (treårsperioden 2023–2025 för Georgia Power, från 2023 för Duke Energy i South Carolina, från 2024 för Duke Energy i North Carolina [slutåret är föremål för översyn])	6,36–7,06 % (2022 och 2023)	2,8–4,2 %

Berört företag/projekt och ägande	Regelverk och relevant period	Målnivå för avkastning efter skatt/WACC och beslutsår (1)	Premie över riskfri ränta (2)
Statligt ägt kanadensiskt allmännyttigt bolag, OPG (produktionsportfölj med bl.a. kärnkraftverk och vattenkraftverk)	Modell med en regleringsmässig tillgångsbas (femårsperiod 2022–2026)	5,6 % (2021)	3,5–4,3 %
Renoverat kanadensiskt kärnkraftverk, Bruce A, privatägt	Dubbelriktat differenskontrakt med lösenpris baserat på målet för internräntan (25-årigt avtal, från återupptagandet av verksamheten)	10,6 –13,8 % (2007)	6,0–9,7 %
Hinkley Point C, nytt kärnkraftverk (Förenade kungariket), inget ägande av brittiska staten	Dubbelriktat differenskontrakt med lösenpris baserat på målet för internräntan (35-årigt avtal, från idrifttagande)	9,25–9,75 % (2014)	5,8–7,5 %
Nytt kärnkraftverk i Ungern, Paks II, 100 % statlig finansiering	Marknadsbaserad ersättning, statligt stöd för 100 % finansiering av kapitalutgifter	7,38–8,4 % (2017)	3,9–5,2 %
Befintliga franska kärnkraftstillgångar, EDF, EDF ägs till 100 % av staten	Partiell prisreglering (ARENH, under modernisering); mestadels exponerad för marknaden fram till 2026, okänd därefter	7,6 % (2022)	4,9–6,2 %
Förlängning av den belgiska kärnkraftsreaktorn Tihange 1, inget ägande av belgiska staten	Marknadsbaserad ersättning med skatt på exceptionella vinster (fram till 2025)	9,3 % (2013)	5,9–6,9 %
Den belgiska kapacitetsmekanismen (gaseldade kraftverk)	Kapacitetsavtal (upp till 15 år för nybyggd kapacitet)	7,6–8,6 % (2023) (3)	5,5–6,5 %

Källa: Compass Lexecon, memorandum, 29 november 2024, *SA.106107 BE – Prolongation of two nuclear reactors – Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment.*

(1) I vissa fall hänvisar regleringsbeslutet för det berörda företaget/projektet till målavkastningsgraden (t.ex. för att fastställa lösenpriset för differenskontraktet) eller till WACC (t.ex. enligt modellen med en regleringsmässig tillgångsbas för att fastställa tillåtna intäkter). För varje berört företag/projekt anges antingen den avkastningsgrad eller den WACC som beaktas i respektive regelverk. Året inom parentes avser det år då bedömningen/beslutet om målavkastningsgraden/WACC gjordes.

(2) För att resultaten ska kunna jämföras fokuserar vi på premien över den riskfria räntan, dvs. skillnaden mellan den beräknade målavkastningsgraden/WACC efter skatt och den vid tidpunkten gällande riskfria räntan (premien över den riskfria räntan vid tiden för bedömningen/tillsynsmyndighetens beslut avseende den berörda tillgången/företaget).

(3) WACC efter skatt beräknades på grundval av den teknikspecifika faktiska viktade genomsnittliga kapitalkostnaden före skatt (som föreslagits av CREG och Elia, fastställd av energiministern) som tillämpades för att fastställa kapacitetsmekanismens auktionsparametrar.

(74) Tabell 4 ger en översikt över riskhanteringskomponenter i de projekt eller företag som används som riktmärke.

Tabell 4

Riskhanteringskomponenter i projekt/företag som används som riktmärke

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	Belgiska kapacitetsmekanismen	Befintliga franska kärntekniska tillgångar – EDF	Paks II	De två reaktorerna	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy South och North Carolina
Portfölj/ risker	4 renoverade kärnkraftsenheter	1 renoverad kärnkraftsenhet	1 ny kärnteknisk anläggning (2 enheter)	/	Kärnkraftsflotta (57 enheter)	1 ny kärnteknisk anläggning (2 enheter)	2 renoverade kärnkraftsenheter	Renoverade kärnkraftsenheter och vattenkraft	Vertikalt integrerat, inklusive nätverk, kärnteknik och annan teknik
Bygg- och anläggningsverksamhet	Justering av lösenpris	-	-	-	-	100 % statligt finansierat + engångsbelopp tekniska arbeten, upphandling och anläggning	Justering av lösenpris	Reg. Tillgångsbas	Reg. tillgångsbas
Marknad	Dubbelriktat diff.kontrakt	-	Dubbelriktat diff.kontrakt	Kapacitetsavtal	ARENH (partiell prisreg.)	-	Dubbelriktat diff.kontrakt	Reg. Tillgångsbas	Reg. tillgångsbas
Drift	Lösenprisindexering/-justering Överföring av bränslekostnader	-	Lösenprisindexering/-justering	-	-	-	Justering av lösenprisindex + betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning	Reg. Tillgångsbas	Reg. tillgångsbas
Finansiering	-	-	Kreditgaranti	Kapacitetsavtal	Statligt ägt	100 % statsfinansierat	Betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning/lån för nedstängningskostnader	Reg. Tillgångsbas	Reg. tillgångsbas
Princip	-	Rättsligt skydd	Rättsligt skydd	-	Statligt ägt	100 % statsfinansierat	Rättsligt skydd	Reg. Tillgångsbas	Reg. tillgångsbas

Källa: Compass Lexecon, memorandum, 29 november 2024, *SA.106107 BE – Prolongation of two nuclear reactors – Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment*.

(*) Compass Lexecon noterar att de inte kan uppskatta den exakta riskprofilen baserat på regelverket för de amerikanska och kanadensiska allmännyttiga företagen eftersom de inte har tillgång till detaljerade uppgifter.

(75) Enligt Belgien belyser denna riktmärkning följande tre faktorer:

a) De reglerade företag och projekt som ingår i riktmärkningen är inte direkt jämförbara med BE-NUC eftersom de skiljer sig åt antingen när det gäller regelverket/finansieringssystemet och den riskfördelning som följer därav, och/eller eftersom de omfattar andra typer av tillgångar (som diversifierar och späder ut de kärntekniska riskerna). Det finns inget direkt jämförbart företag, men riktmärket består av ett urval företag och projekt med relevanta individuella egenskaper såsom geografi, tillgångens teknik, befintliga/nya tillgångar, marknad och regelverk/stöd. Däremot liknar dessa jämförbara företag och projekt inte BE-NUC i alla avseenden. Trots dessa begränsningar ger riktmärket fortfarande relevant information för att bedöma ersättningsparametrarna (målavkastningsgrad/WACC) med beaktande av varje företags eller projekts särdrag och tillhörande riskprofiler. Det riktmärke som presenteras bör därför tolkas som relevant för att bedöma och kontextualisera rimliga marknadsbaserade intervall för ersättningsparametrarna.

b) Riktmärket visar att premierna över riskfri ränta minskar med portföljdiversifiering, lägre riskexponering (för risker kopplade till konstruktion, marknad, drift, finansiering och politik) och eventuellt typ av ägare/operatör, där etablerade, statligt ägda eller statligt finansierade allmännyttiga företag potentiellt gynnas av lägre finansieringskostnader (se tabell 3 och tabell 4).

— I den lägre delen av spannet ligger de nordamerikanska allmännyttiga företagen (OPG, Georgia Power och Duke Energy) med diversifierade tillgångsportföljer, som omfattas av en modell med en regleringsmässig tillgångsbas – vilket ger en omfattande risksäkring – och uppvisar relativt låga premier över den riskfria räntan (omkring 2,8–4,3 %).

— Det kärntekniska projektet Paks II och EDF:s befintliga kärnkraftsflotta uppvisar högre premier (omkring 3,9–6,2 %). Deras ersättning är åtminstone delvis marknadsbaserad och de berörda tillgångarna är endast kärnkraftverk. Statligt ägande/finansiering kan dock i viss mån minska finansieringskostnaderna.

— Nya gaseldade kraftverk inom ramen för den belgiska kapacitetsmekanismen uppvisar en relativt hög riskpremie (5,5–6,5 %). Dessa nybyggda värmeanläggningar är exponerade för risker kopplade till konstruktion, drift och politik, men marknadsriskerna tenderar att vara mindre på grund av fleråriga kapacitetsavtal och betalningar.

— I den övre delen uppvisar kärnkraftverket Tihange 1, som är en enda enhet, en hög premie (5,9–6,9 %) eftersom ägarna bär investeringsrisker och operativa risker, medan marknadsintäkterna är osäkra och vinstmöjligheterna på marknaden är begränsade. Hinkley Point C uppvisar också en relativt hög premie (5,8–7,5 %) som kan förklaras med typen av tillgång (ett enda nytt kärnkraftverk) och de betydande konstruktionsrisker/operativa risker som bärs av aktieägarna, trots differenskontraktet och andra typer av skydd. På samma sätt är riskpremien för den renodlade kärnaktören Bruce Power, som är ett privat företag som gynnas av ett differenskontrakt (samt andra riskdelningssystem), relativt hög (6,0–9,7 %). Med detta sagt fastställdes ersättningen för denna anläggning 2007 i ett annat finansierings- och marknadssammanhang.

c) Överlag påpekar Belgien att BE-NUC:s riskexponering över de olika dimensionerna ligger mellan riskexponeringen för tillgångar och allmännyttiga företag som gynnas av en modell med en regleringsmässig tillgångsbas och riskexponeringen för sådana som gynnas av ett differenskontrakt och/eller andra typer av marknadsbaserad ersättning. BE-NUC:s mål för nominell internränta efter skatt (*projektets internränta*) på 7 % (och dess tröskelvärdesintervall på 6–8 %) uppvisar en premie på 3–5 % om man räknar med en genomsnittlig riskfri ränta på cirka 3 %. På grundval av dessa empiriska bevis ligger den underförstådda premien för projektets internränta enligt ersättningsavtalet i den nedre delen av investerarnas krav för de projekt/företag som används som riktmärke och nära de premier som beräknas för de diversifierade tillgångarna med en regleringsmässig tillgångsbas, som har mindre exponering mot kärnspecifika risker och förväntat lägre risk att förlora investeringar och avkastning.

(76) Belgien anser därför att målet för projektets internränta på 6–8 % ligger inom det sannolika intervallet för marknadsbaserad avkastning som inte kommer att leda till överkompensation.

3.3.1.3.1.2 Jämförelse av målsättningen för internräntan och BE-NUC:s kapitalkostnad

(77) Utöver riktmärkningen lämnade Belgien in en bedömning av kapitalkostnaden med hjälp av två mått, WACC och kostnad för eget kapital utan skuldsättning (eftersom BE-NUC inte är skuldfinansierat) för att bekräfta att målet för internräntan på 7 % ligger inom det sannolika intervallet för marknadsmässig avkastning.

(78) Belgien erhöll uppskattningar för WACC och kostnad för eget kapital utan skuldsättning på mellan 6,2 och 7,4 % (vilket motsvarar en riskpremie för projektet på 3,1–4,3 % över den riskfria räntan). Enligt Belgien visar och bekräftar detta ytterligare att målet för internräntan på 7 % är proportionell och inte leder till överkompensation. I avsnitten nedan förklaras mer ingående hur intervallet för WACC och kostnad för eget kapital uppskattades.

3.3.1.3.1.2.1 Uppskattning av WACC för projektet för långtidsdrift

(79) Det första måttet som används för att uppskatta kapitalkostnaden är WACC, som motsvarar den lägsta avkastningsgrad projektet måste erbjuda för att dra till sig kapital. Denna minimiavkastning motsvarar den avkastning som potentiella investerare skulle kunna få om de beslutade sig för att investera i ett annat projekt med motsvarande egenskaper vad gäller kassaflöde, tidpunkt och risk. WACC efter skatt beräknas med följande formel:

WACC = w_E * (riskfri ränta + β_E * riskpremie på eget kapital) + (1– w_E) * lånekostnad efter skatt

w_E:	andel finansiering med eget kapital
B_E:	beta för eget kapital inklusive skulder, dvs. företagets exponering mot systematiska risker

(80) WACC är således summan av i) kostnad för eget kapital viktat i förhållande till marknadsvärdet av eget kapital inom det totala kapitalet (w_E) och ii) lånekostnad (efter skatt) viktat efter den andel skuldernas marknadsvärde har i det totala kapitalet ($1-w_E$). Kostnaden för eget kapital beräknas på grundval av prissättningsmodellen för kapitaltillgångar (CAPM), en standardmodell för att mäta den avkastning en investerare kräver för att täcka alternativkostnaden för kapitalets tidsvärde över en viss investeringshorisont (den riskfria räntan) samt för exponeringen för marknadsrisk ([48]). Exponeringen för marknadsrisk fångas upp av betavärdet för eget kapital (β_E). På grund av parametrarnas volatilitet beräknades indatan för CAPM i intervall.

(81) När det gäller beräkningen av betavärdet för eget kapital inklusive skuldsättning hävdar Belgien att eftersom samriskföretaget är ett nytt och privatägt företag som innehar två befintliga kärnreaktorer med långtidsdrift och en förväntad produktion på tio år, kan dess beta inte beräknas utifrån marknadsuppgifter eller historiska uppgifter och måste därför uppskattas med hjälp av en grupp jämförbara börsnoterade företag. Eftersom det inte finns några jämförbara allmännyttiga företag som till 100 % exponeras mot kärnkraftsproduktion använde Belgien i stället ett urval bestående av fem börsnoterade europeiska allmännyttiga företag som hade den största exponeringen mot kärnverksamhet, dvs. jämförbara projekt med 15–65 % produktion från kärnkraftverk, inom en diversifierad portfölj (se tabell 5).

([48]) CAPM-modellen är allmänt erkänd och accepterad i akademisk litteratur och av yrkesverksamma inom industrin som en robust metod för att uppskatta kostnaden för eget kapital.

Tabell 5

Betavärden för tillgångar hos jämförbara allmännyttiga företag med varierande exponering mot kärnkraft

Företag	% kärnkraftsmix 2022/23	Betavärden för tillgångar (utan skuldsättning)
ČEZ Group	[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]
Aritmetiskt medelvärde	-	[0,40–1,00]
Medianvärde	-	[0,40–1,00]

Källa: *Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment,* Compass Lexecon, 29 november 2024.

(82) Belgien förklarade att vart och ett av de allmännyttiga företagen är ett diversifierat börsnoterat allmännyttigt företag med en betydande exponering mot nättillgångar med en regleringsmässig tillgångsbas och/eller förnybara energitillgångar som erhåller stöd; detta till skillnad från samriskföretaget som är en privat enhet med en 100-procentig exponering mot kärnkraft som omfattas av ersättningsavtalet. En uppskattning av systemrisker utifrån dessa jämförbara företag skulle därför sannolikt innebära en underskattning av systemrisken för BE-NUC.

(83) Belgien använde parametrarna från tabell 6 i WACC-formeln, och baserat på dessa och ytterligare indata som observerats under 2023 erhöll man en teoretisk WACC som ligger i intervallet 6,2–7,4 %, inklusive en premie på 3,1–4,3 % över den riskfria räntan.

Tabell 6

BE-NUC:s uppskattade WACC och de viktigaste underliggande parametrarna

Parameter	Antagande/tillvägagångssätt	Uppskattning (*)
Riskfri ränta	2023 års avkastningsintervall för tioåriga belgiska statsobligationer (OLO)	2,5–3,6 %
Riskpremie på aktiemarknaden	Expertuppskattningar för mogna marknader	4,6–6,0 %
Betakoefficient (utan skuldsättning)	Medianvärde och genomsnitt för jämförelseobjekten	[0,40–1,00]–[0,40–1,00]
Eftersträvad hävstångseffekt	Medianvärde och genomsnitt för jämförelseobjekten	53,0–54,4 %
Betakoefficient (med skuldsättning)	Hamada-formeln med eftersträvad hävstångseffekt	[0,40–1,00]–[1,00–1,60]
Kostnad för eget kapital (med skuldsättning)	CAPM	7,4–9,3 %
Kostnad för lånat kapital före skatt	Riskfri ränta + energisektorns företagsriskpremie	5,3–5,5 %
Skuldernas andel av totalt kapital	Baserat på eftersträvad hävstångseffekt	34,6–35,2 %

Parameter	Antagande/tillvägagångssätt	Uppskattning (*)
Skattesats	Belgiens bolagsskattesats	25 %
WACC före skatt	Med användning av kostnad för eget kapital med skuldsättning och kostnad för lånat kapital före skatt	6,7–7,9 %
WACC efter skatt	Med användning av kostnad för eget kapital med skuldsättning och kostnad för lånat kapital efter skatt	**6,2–7,4 %**

Källa: *Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment,* Compass Lexecon, 29 november 2024.

(*) Intervallet motsvarar den historiska utvecklingen från början till slutet av 2023.

3.3.1.3.1.2.2 Uppskattning av kostnaden för eget kapital för projektet för långtidsdrift

(84) Den andra metoden bygger på kostnad för eget kapital, som mäter den avkastningsgrad som krävs för aktieägarna förutsatt att det inte finns någon skuldfinansiering, vilket är fallet för projektet för långtidsdrift. Även om metoden för att beräkna kostnad för eget kapital också använder CAPM utgår den från den obelånade kostnaden för eget kapital (dvs. utan skuldsättning) ([49]). Kostnad för eget kapital utan skuldsättning beräknas enligt följande

Kostnad för eget kapital (utan skuldsättning) = riskfri ränta + β_A × riskpremie på eget kapital

β_A: beta utan skuldsättning, eller ”tillgångsbeta”

(85) Följande metod användes för att uppskatta varje parameter i ekvationen för kostnaden för eget kapital (se tabell 7):

a) Den riskfria räntan approximeras av avkastningen på tioåriga belgiska statsobligationer (OLO ([50])), som fluktuerade inom intervallet 2,5 % och 3,6 % under hela 2023. För att uppskatta riskpremien för eget kapital (marknadsriskpremien) beaktades olika externa källor, från vilka ett intervall på 4,6–6 % fastställdes:

— Uppskattningar från Damodaran: 5,9 % i januari 2023 och 4,6 % i januari 2024.

— Uppskattningarna från Kroll ligger mellan 5,5 och 6 % under 2023.

b) Uppskattningen av tillgångsbeta (utan skuldsättning) baserades på samma antaganden som för WACC-beräkningen ovan, vilket gav ett medianvärde och genomsnittsvärde på [0,40–1,00] respektive [0,40–1,00] för fem allmännyttiga företag med viss exponering mot kärnkraftsproduktion (se tabell 5).

(86) Genom att använda ovanstående uppskattningar i ekvationen för kostnaden för eget kapital erhålls en beräknad kostnad för eget kapital utan skuldsättning i intervallet 6,2–7,5 % (se tabell 7), inklusive en premie på 3,1–4,3 % över den riskfria räntan; detta är i linje med de resultat som erhölls för WACC.

([49]) ”Beta med skuldsättning”, som även kallas endast ”beta”, jämför volatiliteten i avkastningen på ett företags skulder och eget kapital med avkastningen på den bredare marknaden (t.ex. har ett företag med en beta på 1,4 en avkastning som är 140 % så volatil som den marknad det jämförs med); i motsats till detta mäter ”beta utan skuldsättning”, även kallat ”tillgångsbeta”, företagets marknadsrisk utan skuldsättningens inverkan och isolerar därmed den risk som enbart hänför sig till företagets tillgångar.
Kostnad för eget kapital utan skuldsättning används i allmänhet för att bedöma projekt eller investeringar som enbart finansieras med eget kapital. En jämförelse av WACC och kostnad för eget kapital utan skuldsättning ger således insikter om skuldens inverkan på ett företags kapitalkostnad.

([50]) OLO står för *Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie*.

Tabell 7

Beräkningar av BE-NUC:s kostnad för eget kapital utan skuldsättning och underliggande parametrar (fullständigt intervall)

Parameter	Antagande/tillvägagångssätt	Uppskattning
Riskfri ränta	2023 års avkastningsintervall för tioåriga OLO	2,5–3,6 %
Riskpremie på aktiemarknaden	Expertuppskattningar för mogna marknader	4,6–6,0 %
Betakoefficient (utan skuldsättning)	Medianvärde och genomsnitt för jämförelseobjekten	[0,40–1,00]–[0,40–1,00]
Kostnad för eget kapital (utan skuldsättning)	CAPM	6,2–7,5 %

Källa: *Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment,* Compass Lexecon, 29 november 2024.

(87) Med beaktande av de parametrar som uppskattas ovan (för möjliga intervall under 2023) uppskattar Belgien tre sannolika scenarier för kostnaden för eget kapital utan skuldsättning vid tidpunkten för avtalet mellan parterna 2023, motsvarande ett intervall på 6,8–7,3 % (se tabell 8).

Tabell 8

Tre scenarier för BE-NUC:s kostnad för eget kapital utan skuldsättning (minskat intervall)

	Nedre gräns	Grundscenario	Övre gräns
Riskfri ränta (genomsnitt för 2023)	3,11 %		
Riskpremie på eget kapital (genomsnitt för 2023)	5,27 % (Damodaran, genomsnitt för 2023)	5,51 % (Genomsnitt för Damodaran och Kroll)	5,75 % (Kroll, genomsnitt för 2023)
Beta utan skuldsättning (jämförbart genomsnitt)	[0,40–1,00] (aritmetiskt medelvärde, exklusive Iberdrola)	[0,40–1,00] (median för fem företag)	[0,40–1,00] (aritmetiskt medelvärde för Fortum och CEZ)
Skuldsättningsgrad	0 %		
Kostnad för eget kapital (utan skuldsättning)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

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

3.3.1.3.1.2.3 Begränsningarna hos de CAPM-baserade uppskattningarna för BE-NUC:s kapitalkostnader

(88) Belgien medger att CAPM-metoden för att uppskatta BE-NUC:s kapitalkostnader har sina begränsningar på grund av avsaknaden av direkt jämförbara börsnoterade företag och de särskilda egenskaperna hos projektets riskprofil och finansieringsstrategi ([51]). Belgien framhåller särskilt kärnenergisektorns särdrag och den begränsade jämförbarheten med andra grupper av tillgångar.

([51]) Det är inte alltid möjligt att uttrycka alla möjliga marknadsrisker inom en och samma parameter, särskilt för privata investeringar vars betavärde endast kan uppskattas från en liknande grupp tillgångar med begränsad jämförbarhet.

(89) Dessutom diskuterar Belgien olika premier som investerare i praktiken normalt kräver för att investera i jämförbara långsiktiga investeringsprojekt, utöver det WACC-värde som beräknas enligt CAPM-metoden. Belgien lägger fram en möjlig motivering till behovet av att redovisa denna premie utöver WACC-beräkningen när det gäller risken vid kapitalbindning i långsiktiga investeringsprojekt som inte kan diversifieras, och som inte kompenseras enligt CAPM ([52]). Ett annat argument som lades fram för att motivera behovet av att redovisa en premie gäller dessutom bristen på kapital för att uppnå energipolitiska mål i Europa, eftersom det råder betydande konkurrens om investeringar bland tillgängliga projekt, vilket ökar den avkastningsgrad som krävs för att locka kapital. Belgien hävdar att det är allmän praxis bland allmännyttiga företag att lägga till en premie på 1,5–4 % och ger några exempel för att bevisa detta ([53]). Slutligen uppger Belgien även att en annan motivering för att redovisa en finansieringspremie utöver WACC-uppskattningen är illikviditetspremierisken ([54]), med tanke på investeringens karaktär, något som stöds av både akademiska studier (som pekar på ett relevant intervall på 0,7–7,3 %) ([55]) och aktörer inom branschen ([56]). Dessa premier skulle kunna läggas till uppskattningarna av WACC eller kostnaden för eget kapital enligt CAPM-metoden, såsom förklaras i tidigare avsnitt, och motivera Belgiens argument att internräntan är en konservativ avkastningsgrad med tanke på projektets riskexponering.

3.3.1.3.1.3 Förväntad internränta efter justering av marknadsprisrisken på grundval av aktuella förväntningar på marknadspriset

(90) Belgien förklarar att justeringen av marknadsprisrisken får till följd att målet för internräntan efter denna justering varierar dynamiskt mellan 6 och 8 %. Belgien gör gällande att även om målet för internräntan fastställs till 7 % före justeringen av marknadsprisrisken innebär rådande marknadsförhållanden (med lägre förväntade marknadspriser än vid tidpunkten för den finansiella modell som användes vid undertecknandet) att en lägre internränta kan förväntas än vad som uppskattades vid tidpunkten för förhandlingarna om ersättningsavtalet.

(91) För att visa detta lämnade Belgien in en analys av marknadsförväntningarnas utveckling under perioden 2025–2035 efter förhandlingarna om ersättningsavtalet, baserat på olika källor, och dessa reviderade prognosers inverkan på den förväntade internräntan för projektet för långtidsdrift (genom justering av marknadsprisrisken).

(92) Figur 1 visar de ursprungliga priskurvorna i slutet av 2023 (dvs. när avtalen undertecknades). Över de olika prisprognoserna börjar marknadspriserna (i det centrala scenario som illustreras med heldragna linjer) med ett värde på 120 euro per MWh år 2025 och sjunker till ett genomsnittligt värde på 87 euro per MWh under perioden fram till 2033.

([52]) Enligt Belgien kommer den uppskattade avkastningen från den CAPM-baserade analysen av den aktuella jämförelsegruppen inte att kompensera riskerna kopplade till i) den privata karaktären hos investeringarna i samriskföretaget, ii) risker som är specifika för kärnkraftsproduktion, och iii) den riskprofil som specificeras i ersättningsavtalet.

([53]) Se t.ex. CEER, 2017: s. 115–119: Premier för kapitalkostnaden för kraftnät låg mellan 0,6 och 3,5 % beroende på investeringens ålder (dvs. nya investeringar) och leveransernas kvalitet. Elia, *Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2024–2034*, s. 382: I studien om tillräcklighet och flexibilitet för Belgien modellerades investerarbeteendet med en riskavert metod genom att lägga till en så kallad ”tröskelpremie” (*hurdle premium*) utöver WACC på 3,0–8,0 % för att kompensera för ytterligare risker. För kärnkraftsprojekt i synnerhet uppskattade Oxera en tilläggspremie på 2,0–4,0 %, varav hälften kan tillskrivas kostnaden för eget kapital för en producent inom ramen för avreglerade elmarknader, och den andra hälften tekniska och byggrelaterade risker (Oxera, 2005:4). Engie kräver en genomsnittlig realiserad internränta utan skuldsättning på [0–5] % över sin WACC. Fortum kräver en premie på [0–5]–[0–5] % beroende på teknik. Iberdrolas målspread utöver WACC är [0–5] %.

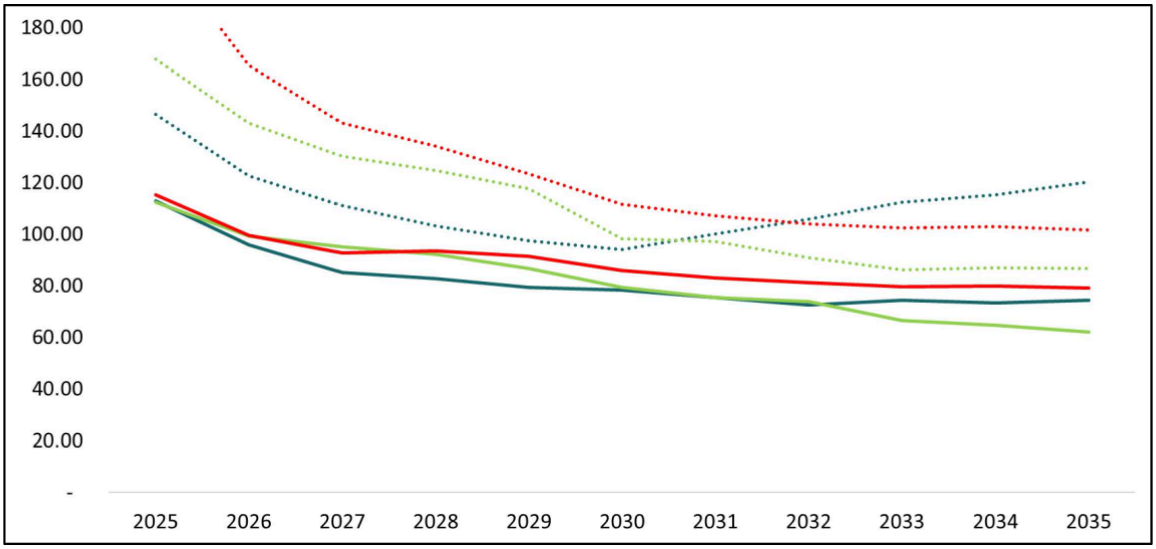
([54]) En tillgångs säljbarhet eller likviditet avser i vilket utsträckning den snabbt kan omvandlas till kontanter utan stora transaktionskostnader eller priskoncessioner. Enligt Belgien är illikviditet av betydelse för investerarna eftersom de kräver högre avkastning från mindre likvida tillgångar än från i övrigt liknande, mer likvida tillgångar. Med andra ord krävs högre avkastning som kompensation den alternativa kostnad det innebär att inte investera i en omsättbar tillgång, och för att bära förlustrisken för den illikvida investeringen.

([55]) Bevis hämtade från akademiska studier visar att investerare kräver avkastning för en investerings nivå av illikviditet. Den belgiska staten tillhandahöll omfattande akademiska referenser gällande detta, bl.a. Nair och Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio och Surata (2014), Ilmanen, Chandra och McQuinn (2020) samt BNP Paribas (2023).

([56]) De belgiska tillsynsmyndigheterna har lagt till en illikviditetspremie för att ge avkastning på reglerade gastillgångar. På senare tid, på grund av illikviditet och att operatören av LNG-anläggningen inte är börsnoterad, tillämpade CREG en faktor på 1,2 på den riskfria räntan och riskpremien för tillsynsperioden 2020–2023.

Figur 1

Ursprungliga baslastpriskurvor i den finansiella modell som användes vid undertecknandet (euro/MWh) (2022 års värden)



Källa: *Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note – Updated market price projections and IRR impact through the MPRA*, Compass Lexecon, 11 december 2024.

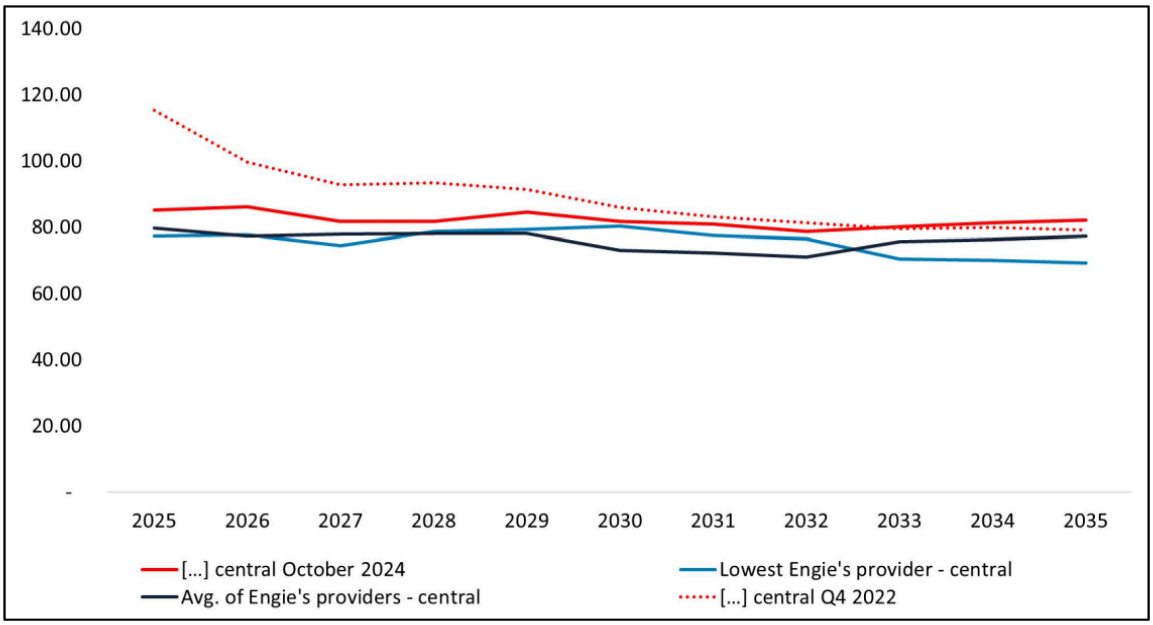
Anmärkning: Namnet på de olika tjänsteleverantörerna kan inte visas av sekretesskäl. Heldragna linjer motsvarar prisprognoserna för olika leverantörer i det centrala scenariot och prickade linjer motsvarar det positiva scenariot. Det grå området [borttaget av sekretesskäl] motsvarar priskorridoren för lösenpriset efter justering av marknadsprisrisken, dvs. det marknadsprisintervall inom vilket lösenpriset justeras, såsom ursprungligen föreskrevs i ersättningsavtalet, utan att beakta den uppdatering som nämns i avsnitt 3.3.1.3.2. Ovanför (under) detta intervall justeras lösenpriset till den övre (nedre) gränsen.

(93) Figur 2 visar att elprisprognoserna i det aktuella centrala scenariot ([57]), visat med heldragna linjer, har minskat jämfört med dem som användes vid tidpunkten för den finansiella modell som användes vid undertecknandet. […] prisprognos i det centrala scenariot under fjärde kvartalet 2022, som bland annat används som referenskurva i den finansiella modell som användes vid undertecknandet, visas t.ex. med en röd prickad linje i detta diagram. Även om priserna i slutet av 2022 beräknades till 120 euro per MWh 2025 beräknas de för närvarande till 85 euro per MWh eller ännu lägre 2025. Marknadsutvecklingen sedan 2022 har minskat de beräknade grossistpriserna på el under det kommande årtiondet, särskilt på grund av sjunkande råvaruprisprognoser (gas och koldioxid), bland annat. Figur 2 visar också att de nuvarande prognoserna för det centrala scenariot förutspår relativt oförändrade priser mellan 2025 och 2035, från 69 till 86 euro per MWh.

([57]) Från tredje eller fjärde kvartalet 2022 beroende på leverantör.

Figur 2

Baslastpriskurvor uppdaterade hösten 2024 (euro/MWh) (2022 års värden)



Källa: *Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note – Updated market price projections and IRR impact through the MPRA*, Compass Lexecon, 11 december 2024.

Anmärkning: Heldragna linjer betecknar prisprognoserna i det centrala scenariot hösten 2024. I jämförande syfte motsvarar den prickade linjen prisprognosen för […] under fjärde kvartalet 2022, som användes i den finansiella modell som användes vid undertecknandet. Det grå området [borttaget av sekretesskäl] motsvarar priskorridoren för lösenpriset efter justering av marknadsprisrisken, dvs. det marknadsprisintervall inom vilket lösenpriset justeras, såsom ursprungligen föreskrevs i ersättningsavtalet, utan att den uppdatering som nämns i avsnitt 3.3.1.3.2 har tagits i beaktande. Ovanför (under) detta intervall justeras lösenpriset till den övre (nedre) gränsen.

(94) På grundval av ovanstående drar Belgien slutsatsen att förväntningarna på marknadspriserna har sänkts.

(95) Belgien uppger att det grå område som visas ovan visar priskorridoren (som ursprungligen planerades i ersättningsavtalet) för justeringar av marknadsprisrisken med avseende på målet för internräntan, dvs. det marknadsprisintervall inom vilket målet för internräntan justeras ([58]). De minskade förväntningarna på marknadspriset tyder följaktligen på en minskning av den förväntade internräntan, justerad enligt marknadsprisrisken. Enligt de parametrar för justering av marknadsprisrisken som ursprungligen föreskrevs i avtalet skulle den förväntade internräntan för projektet för långtidsdrift under tredje kvartalet 2024 beräknas till 6,7 % (om alla antaganden från den finansiella modell som användes vid undertecknandet uppfylls). Med de uppdaterade parametrarna för justering av marknadsprisrisken (se avsnitt 3.3.1.3.2), som gör BE-NUC:s intäkter och internränta mer känsliga för marknadsprisförhållanden, skulle den förväntade internräntan minskas till 6,5 % (om alla antaganden från den finansiella modell som användes vid undertecknandet uppfylls) med beaktande av samma prisprognoser (se tabell 9).

([58]) Priser utanför korridoren innebär samma justering som korridorens närmaste yttre gräns. Denna justering ligger i linje med målet för internräntan, där korridorens övre gräns är satt till 8 % och den nedre till 6 %.

Tabell 9

Förväntad internränta (med ursprunglig och uppdaterad justering av marknadsprisrisken) jämfört med målsättningen för internräntan (tredje kvartalet 2024)

Målet för internräntan före justering av marknadsprisrisken	Framtidsutsikter	Genomsnittligt marknadspris (euro/MWh) (2022 års värden)	Preliminärt lösenpris (euro/MWh) (2022 års värden)	Förväntad internränta med ursprungliga parametrar för justering av marknadsprisrisken (± 30 %)	Förväntad internränta med uppdaterade parametrar för justering av marknadsprisrisken (± 20 %)
7 %	Genomsnitt för leverantörer; centralt scenario; tredje kvartalet 2024	[70–80]	[80–90]	6,7 %	6,5 %

Källa: *Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note – Updated market price projections and IRR impact through the MPRA,* Compass Lexecon, 11 december 2024.

3.3.1.3.2 Dubbelriktat differenskontrakt

(96) Differenskontraktet kommer att tillämpas mellan den belgiska staten och BE-NUC samt mellan den belgiska staten och Luminus, den andra delägaren i de två kärnreaktorerna. Det innebär att ett fördefinierat målpris (*lösenpriset*), som kommer att indexeras under hela avtalsperioden för ersättningsavtalet, kommer att garanteras av den belgiska staten för den sammanlagda elproduktionen från de två reaktorerna. Om marknadsreferenspriset är högre än lösenpriset kommer BE-NUC och Luminus att betala den positiva skillnaden multiplicerad med den faktiska uppmätta produktionen till den belgiska staten. Om marknadsreferenspriset är lägre kommer den negativa skillnaden multiplicerad med den faktiska uppmätta produktionen att betalas av den belgiska staten till BE-NUC och Luminus. Dessa differensbetalningar ska betalas ut från och med det första effektdatumet (det datum då den berörda reaktorn tillför el till högspänningsnätet för första gången efter det ursprungliga rättsliga slutdatumet) och ska göras i proportion till BE-NUC:s och Luminus andel av den el som genereras av de två reaktorerna.

(97) De viktigaste parametrarna i differenskontraktet är följande:

a) Marknadsreferenspriset, med hänvisning till spotpriset på dagen före-marknaden i det belgiska elområdet.

b) Lösenpriset, som fastställs av BE-NUC på grundval av en finansiell modell som ska godkännas av motparten i ersättningsavtalet för att återspegla BE-NUC:s faktiska drift-, kapital- och finansieringskostnader i samband med förlängningen av livslängden från och med den 21 juli 2022 (därmed beräknat som den utjämnade elkostnaden). Lösenpriset kommer inledningsvis att sättas på en nivå som ger en genomsnittlig internränta på 7 % (nominell och efter skatt) (se avsnitt 3.3.1.3.1).

(98) Enligt Belgien är det, på grundval av en oberoende analys av Compass Lexecon ([59]), lämpligt att först använda dagen före-marknaden som marknadsreferenspris i differenskontraktet för projektet för långtidsdrift, särskilt under perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften (omstartsfasen fram till den 31 december 2028). Dessutom hävdar Belgien att den flexibilitet som är inbyggd i ersättningsavtalet ger möjlighet att använda andra marknadsreferenspriser under avtalets löptid, beroende på utvecklingen av den belgiska marknadens situation och behov, samtidigt som balansen mellan risk och avkastning i den ursprungliga utformningen av differenskontraktet bibehålls. Belgien motiverar även användningen av dagen före-marknaden med följande:

a) Dagen före-marknaden är en lämplig referens i Belgien eftersom den är transparent, robust och relativt likvid jämfört med andra marknader i Belgien. Belgien noterar vidare att dagen före-marknaden inte ger köparna något utrymme för skönsmässig bedömning eftersom volymen erbjuds i en anonym auktion. Dessutom koncentrerar dagen före-marknadens auktion tillgång och efterfrågan under en period som maximerar marknadsdjupet.

([59]) Compass Lexecon, memorandum av den 28 maj 2024, *Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice*.

b) Valt marknadsreferenspris, tillsammans med vissa specifika arrangemang i differenskontraktet, t.ex. justering av marknadsprisrisken och regleringsincitament, bevarar incitamenten att verka och delta effektivt på elmarknaden genom att främja produktion när marknadspriserna är höga och reglera den när priserna är låga, i möjligaste mån.

c) Det inledande valet av dagen före-marknaden som marknadsreferenspris tillsammans med de marknadsföringsarrangemang som föreskrivs i strategin för budgivning och obalans (se avsnitt 3.3.1.5) möjliggör lämplig marknadsriskhantering för BE-NUC, eftersom den är detaljerad och gör det möjligt att matcha marknadsreferenspriset mot priserna från dagen före-marknaden. I detta avseende är dagen före-marknadspriset särskilt lämpat som marknadsreferenspris under den inledande perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften, framför allt jämfört med långsiktiga produkter. Enligt Belgien minskar marknadsrisken för BE-NUC vid försäljning på dagen före-marknaden jämfört med användningen av terminer, eftersom det gör det möjligt att bättre matcha det specifika tillgänglighetsmönstret under den inledande perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften. Att använda terminer skulle kunna medföra ytterligare marknadsrisker för BE-NUC på grund av den högre risken för oplanerade avbrott under den inledande perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften (dvs. om den el som sålts i förväg inte kan levereras och måste köpas tillbaka, eventuellt till ett högre marknadspris, t.ex. på dagen före-marknaden).

(99) En undersökning om BE-WATT:s strategi för att hantera marknadsrisk (BE-WATT är motparten i differenskontraktet) har beställts av den federala offentliga förbundstjänsten för ekonomi, *SPF Economie*. Den pågående undersökningens syfte är att vidta förberedande åtgärder för driften av BE-WATT, specifikt när det gäller denna enhets riskhanteringsuppgift. I detta ingår särskilt följande:

a) Undersökningen kommer att identifiera och analysera de viktigaste marknadsrisker som BE-WATT står inför i samband med sina kommande differenskontrakt för kärnkraft och havsbaserad vindkraft, med fokus på volym- och prisrisker.

b) Undersökningen kommer att kartlägga och analysera en rad potentiella riskhanteringsstrategier för BE-WATT (portfölj med säkringsinstrument/-produkter, andel, varaktighet, risksäkringshorisont, utformningsalternativ), särskilt med beaktande av i) deras potentiella roll för att hantera marknadsrisker till följd av BE-WATT:s öppna position som följer av differenskontrakten och ii) deras potentiella bidrag till marknadslikviditet och marknadsutveckling. Undersökningen tar i första hand upp två typer av säkringsprodukter: i) energiköpsavtal och ii) terminskontrakt; de senare består främst av standardiserade instrument som handlas på organiserade handelsplatser och kallas vanligen terminer. I båda fallen beaktas finansiella avtal.

c) De säkringsstrategier som bygger på terminskontrakt kommer att bidra till likviditeten på den belgiska terminsmarknaden över olika löptider (veckor, månader, år), med tanke på de betydande volymer det rör sig om (åtskilliga GW kärnkrafts- och havsbaserad vindkraftskapacitet med differenskontrakt). Den exakta effekten på likviditeten på terminsmarknaden beror på volymen i de avtal som BE-WATT säljer för de olika löptiderna.

(100) I egenskap av motpart i ersättningsavtalet kan den belgiska regeringen ompröva det ursprungliga valet av marknadsreferenspris upp till tre gånger under avtalets löptid, med förbehåll för BE-NUC:s och Luminus godkännande, från och med slutet av den inledande perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften, t.ex. beroende på utvecklingen av den belgiska marknadens situation och behov, samtidigt som balansen mellan risk och avkastning i den ursprungliga utformningen av differenskontraktet bibehålls.

(101) Lösenpriset kommer att indexeras årligen med hänvisning till en viktad indexberäkning, och kan ändras vid vissa tidpunkter:

a) *Preliminärt lösenpris*: I grundscenariot utgår Belgien från att kostnaderna för att modernisera de två reaktorerna uppgår till omkring [2–2,5] miljarder euro, vilket tillsammans med andra kostnader i samband med projektet för långtidsdrift (t.ex. drifts- och underhållskostnader under projektperioden), ger ett preliminärt lösenpris på [80–90] euro per MWh.

b) *Ursprungligt lösenpris*: Det faktiska lösenpriset kommer att fastställas av BE-NUC på grundval av en finansiell modell som godkänts av motparten i ersättningsavtalet under loppet av 2025, före datumet för långtidsdriftens omstart; modellen baseras på kostnaden för att förlänga driften enligt kärnsäkerhetskraven (omfattningen av dessa fastställs av den belgiska kärnsäkerhetsmyndigheten) samt på grundval av icke-säkerhetsrelaterade kostnader, bägge dessa beräknade enligt inlämnade bud från uppdragstagarna eller bedömda av kärnkraftsoperatörens tekniska arbetsgrupper.

c) *Reviderat lösenpris*: Det ursprungliga lösenpriset kommer att räknas om så snart som möjligt efter den 31 december 2028 (*slutavräkningsdatum*) för att återspegla den faktiska tidpunkten för omstart, avbrott i driften vid de två reaktorerna, kostnad för drift, kapital och finansiering fram till detta datum (baserat på de faktiska fakturorna) och reviderade prognoser för dessa kostnader under återstoden av den tioåriga förlängningsperioden, genom ett skriftligt avtal mellan BE-NUC och motparten i ersättningsavtalet.

d) *Omförhandlingshändelser*: Efter slutavräkningsdatumet kommer lösenpriset i princip att fastställas och inte räknas om, förutom i fall av specifika kvalificerade händelser, omförhandlingshändelser.

(102) Lösenpriset kommer att beräknas med hjälp av uppgifter från den detaljerade finansiella modell som kommer att utarbetas och uppdateras av BE-NUC inom ramen för de parametrar som anmälts av Belgien. Den finansiella modellen (och eventuella uppdateringar av den) måste godkännas av motparten i ersättningsavtalet. Om ett sådant godkännande inte ges får BE-NUC och motparten i ersättningsavtalet hänskjuta fastställandet av en sådan finansiell modell till en oberoende sakkunnig i enlighet med ett särskilt förfarande för fastställande av sakkunniga.

(103) Belgien hävdar att differenskontraktet minskar BE-NUC:s exponering för marknadsrisk och variationer i marknadspriset.

a) Betalningar från motparten i ersättningsavtalet till BE-NUC görs när marknadsreferenspriset är lägre än lösenpriset, och BE-NUC ska betala motparten i ersättningsavtalet när marknadsreferenspriset är högre än lösenpriset.

b) Ersättningsavtalets modell ger en rimlig målavkastningsgrad för projektet för långtidsdrift: Lösenpriset fastställs för att uppnå målet för internräntan inom intervallet 6–8 %, vilket är i linje med såväl industririktmärken (se tabell 3) som uppskattningar av WACC (se tabell 6) och kostnad för eget kapital för projektet för långtidsdrift (se tabell 7).

(104) Belgien hävdar att även om differenskontraktet minskar BE-NUC:s exponering för marknadsrisk och variationer i marknadspriset innehåller det mekanismer för riskdelning som bör säkerställa att BE-NUC ändå exponeras för viss marknadsrisk och incitament. Ersättningsavtalet innehåller framför allt en mekanism för delning av vinst och förlust (justeringen av marknadsprisrisken) när marknadspriserna visar sig vara lägre eller högre än lösenpriset.

a) När marknadsreferenspriset ligger mellan lösenpriset och en definierad lägre gräns sjunker målavkastningen (i form av ett lägre lösenpris) från 7 % internränta till en lägsta internränta på 6 %.

b) När marknadsreferenspriset ligger mellan lösenpriset och en definierad högre gräns ökar målavkastningen (i form av ett högre lösenpris) till en högsta internränta på 8 %.

(105) Syftet med justeringen av marknadsprisrisken är att uppmuntra BE-NUC att optimera sin kostnadsstruktur innan lösenpriset fastställs och revideras (2025/2029), maximera reaktorernas produktion när högre priser förväntas och elsystemet är nära brist samt minska exceptionella vinster.

(106) Justeringen av marknadsprisrisken härleds och beräknas enligt följande:

a) Först beräknas lösenpriset med målet för en nominell internränta efter skatt (*internränta*) på 7 %, ett hypotetiskt lägre lösenpris med ett mål för internräntan på 6 % (lägre tröskelvärde) och ett hypotetiskt övre lösenpris med ett mål för internräntan på 8 % (övre tröskelvärde).

b) Därefter delas intervallet mellan lösenpriset och det övre (respektive lägre) tröskelvärdet upp i 20 positiva (respektive negativa) värden (*värden för justering av marknadsprisrisken*). Dessa värden används för att justera lösenpriset när differensbetalningar görs enligt differenskontraktet.

c) Justeringen av lösenpriset beror på förhållandet mellan marknadsreferenspriset och lösenpriset (*prisförhållande*):

— Om förhållandet är 1,20 eller högre höjs lösenpriset enligt justeringen av marknadsprisrisken till det övre tröskelvärdet genom att de 20 positiva värdena för justering av marknadsprisrisken läggs till lösenpriset.

— Om förhållandet är 0,80 eller lägre minskas det till det lägre tröskelvärdet.

— Mellan dessa tröskelvärden ändras lösenpriset enligt justeringen av marknadsprisrisken inom det beräknade intervallet. Ett förhållande på 1,19 leder exempelvis till en justering uppåt med 19 värden för justering av marknadsprisrisken och ett förhållande på 1,10 leder till en justering med 10 sådana värden.

d) När marknadsreferenspriset är högre än lösenpriset leder således lösenpriset enligt justeringen av marknadsprisrisken till en högre internränta för projektet på upp till 8 % med samma antaganden som i grundscenariot.

e) Alternativt leder lösenpriset enligt justeringen av marknadsprisrisken till en lägre internränta för projektet, ned till 6 %, om marknadsreferenspriset är lägre än lösenpriset.

(107) I den ursprungliga utformningen av justeringen av marknadsprisrisken (*den ursprungliga justeringen av marknadsprisrisken*) delades intervallet mellan lösenpriset och det övre (respektive lägre) tröskelvärdet upp i 30 positiva (respektive negativa) värden för justering av marknadsprisrisken. Jämfört med den ursprungliga justeringen av marknadsprisrisken utlöses den uppdaterade justeringen av marknadsprisrisken snabbare, dvs. mekanismen för delning av vinst och förlust motsvarar en marknadspriskorridor med intervaller på ± 20 % i stället för ± 30 %.

(108) Belgien hävdar därför att den (uppdaterade) justeringen av marknadsprisrisken ger BE-NUC starka(re) incitament för följande åtgärder:

a) Optimera sin kostnadsstruktur innan lösenpriset fastställs och revideras. En revidering av lösenpriset kommer att ske före datumet för långtidsdriftens omstart (2025) och efter slutavräkningsdatumet (2028). Belgien gör gällande att en lägre kostnad leder till ett lägre lösenpris och en högre sannolikhet för att marknadspriset kommer att vara högre än lösenpriset, vilket därmed ger en högre internränta (och minskar det belopp som den belgiska staten eventuellt ska betala i form av differensbetalningar).

b) Schemalägga underhåll under perioderna med lägst förväntat pris.

c) Minska potentiella exceptionella vinster. Som Belgien har förklarat fastställs justeringen av marknadsprisrisken inom ett förutbestämt intervall (prisförhållande mellan 0,80 och 1,20). Ett marknadsreferenspris utanför detta intervall leder inte till en ytterligare justering av lösenpriset och blir därmed helt en del av differensbetalningen. På så sätt kan exceptionella vinster inte uppnås genom höga marknadspriser.

(109) Dessutom uppger Belgien att enligt den ändrade utformningen av differenskontraktet överförs befogenheten att fatta beslut om när ekonomisk reglering ska ske till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster (se avsnitt 3.3.1.5). Ersättningen enligt avtalet om energiförvaltningstjänster kommer inte bara att fastställas som ursprungligen var planerat, utan kommer utöver en fast andel att vara rörligt och därmed uppmuntra till att på bästa sätt utnyttja det begränsade antalet regleringar på 30 per bränslecykel (se skäl 13). Jämfört med den ursprungliga utformningen av differenskontraktet, där beslut om reglering skulle tas på grundval av ett fast tröskelvärde för reglering, har den ändrade utformningen av differenskontraktet inget sådant fast tröskelvärde utan uppmuntrar till att reglering ska ske när det lönar sig bäst (dvs. när priserna förväntas vara djupt negativa under en tillräckligt lång tid). Ersättningen enligt avtalet om energiförvaltningstjänster beskrivs i avsnitt 3.3.1.5.2.

(110) Belgien hävdar slutligen att på grund av anledningarna som anges i skäl 80 i beslutet om att inleda förfarandet är differenskontraktet ett lämpligt och proportionellt instrument för att hantera de identifierade marknadsmisslyckanden och risker som är utmärkande för kärnkraft, och därigenom uppnå åtgärdens mål samtidigt som effektiva marknadssignaler bibehålls. Belgien förtydligar att intäkter från differenskontraktet kommer att gå in i den allmänna statsbudgeten, men redovisas separat. De kommer främst att användas för att finansiera betalningarna till motparten i ersättningsavtalet enligt differenskontraktet. Om intäkterna från differenskontraktet skulle överstiga de belopp som krävs för att finansiera kostnaderna för differenskontraktet kan de användas för att finansiera kostnaderna för ett annat differenskontrakt. Belgien garanterar att eventuella återstående intäkter från differenskontraktet skulle fördelas till företag. Belgien åtar sig dessutom att informera kommissionen om intäkterna från differenskontraktet skulle komma att delas ut till företag och, vid behov, anmäla en sådan åtgärd. Belgien bekräftar även att sanktionsklausuler har införts som är tillämpliga vid omotiverad ensidig förtida uppsägning av differenskontraktet.

3.3.1.3.3 Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt rörelsekapitalfacilitet

(111) Om BE-NUC:s intäkter inte är tillräckliga för att täcka de kostnader som ska betalas under någon månad enligt avtalet om drift och underhåll, eller andra kapitalutgifter för drift, bränsle och underhåll som krävs för driften av de två reaktorerna, måste motparten i ersättningsavtalet göra en kompensationsbetalning till BE-NUC för att täcka underskottet och säkerställa ett tillräckligt kassaflöde för att täcka dessa kostnader; detta för att säkerställa samriskföretagets långsiktiga ekonomiska bärkraft ([60]).

([60]) BE-NUC ska lämna in en årlig avstämningsrapport i detta avseende. Om beloppet i rapporten är lägre än det sammanlagda minimibeloppet för driftskostnader kommer motparten i ersättningsavtalet att betala BE-NUC ett belopp som motsvarar det absoluta värdet av det relevanta underskottet. En motsvarande betalning kommer att göras till Luminus.

(112) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning består av två delar: Minimidriftskostnader: i) en betalning vid bortfall av inkomster som säkerställer tillräckliga kassaflöden för att täcka kostnaderna för driften av de två reaktorerna och säkerställa samriskföretagets långsiktiga ekonomiska bärkraft samt ii) ett kostnadsskydd på 50 % för det investerade kapitalet i förhållande till de avskrivna kapitalkostnaderna för förlängningen av livslängden (vart tredje år).

(113) Belgien uppger att varje enskild händelse som minskar tillgängligheten vid de två reaktorerna under en betydande period under året och/eller upprepade avbrott under flera års tid kan leda till betydande förluster för BE-NUC.

(114) Belgien bad Electrabel att utvärdera risken för större oväntade händelser under de två reaktorernas livstid på grundval av historiska uppgifter. Electrabel hävdar att det finns en hög sannolikhet för en betydande oplanerad händelse ([61]) under den tioåriga förlängningen av de två reaktorernas livslängd. För att bevisa detta identifierade Electrabel historiska fall av driftavbrott vid var och en av de sju kärnreaktorerna under elvaårsperioden 2012–2022 (se tabell 10). Electrabel hävdar att denna historiska metod ger användbara insikter av följande skäl:

a) Det finns ingen enhetlig definition/metod för att uppskatta eller beräkna sannolikheten för oplanerade driftavbrott eller för att uppskatta längden på den period av otillgänglighet som är förenad med sådana händelser.

b) Homogena uppgifter finns endast tillgängliga för perioden 2012–2022. Den belgiska kärnkraftsflottan har dock alltid utsatts för betydande händelser/perioder av driftavbrott sedan driften inleddes.

c) Enligt belgisk lagstiftning ska en säkerhetsbedömning göras vart tionde år från den tidpunkt då kärnkraftverket får tillstånd att drivas med full kraft. Denna bedömning kallas periodisk säkerhetsöversyn eller tioårig översyn ([62]). Den senaste periodiska säkerhetsöversynen vid Tihange 3 och Doel 4 genomfördes 2015, under den period som användes för riskanalysen (2012–2022). Eftersom elvaårsperioden 2012–2022, under vilken en periodisk säkerhetsöversyn genomfördes vid varje reaktor, mer eller mindre motsvarar varaktigheten för förlängningen av de två reaktorernas livslängd, anses perioden vara lämplig för en jämförelse.

Tabell 10

Oväntade driftavbrott vid de sju belgiska kärnkraftsenheterna (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] %

Källa: SA.106107 – Tekniskt möte med Europeiska kommissionen om nödvändighet, lämplighet och proportionalitet avseende lånen för nedstängningskostnader samt betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, 8 oktober 2024.

([61]) *Betydande oplanerat driftavbrott* definieras som en oplanerad händelse som leder till att anläggningen är otillgänglig mer än 30 % per år, vilket motsvarar 3,6 månader.

([62]) Detaljerade uppgifter om den omfattande periodiska säkerhetsöversyn som genomförs vart tionde år finns på FANC/AFCN:s webbplats: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) De uppgifter som anges i tabell 10 visar att det förekom betydande oplanerade driftavbrott som kärnkraftsoperatören inte kunde påverka vid alla sju kärnkraftsenheter under perioden 2012–2022, vilket ledde till genomsnittliga driftavbrott på 59 % per enhet (utöver planerade avbrott), motsvarande ett genomsnittligt driftavbrott på sju månader per händelse. För de sju belgiska kärnkraftsenheterna tillsammans inträffade 11 betydande oplanerade driftavbrott under perioden 2012–2022. Händelser som orsakade oväntade driftavbrott var bl.a. inre sprickor i reaktortryckkärlet, nedbrytning av betong (som krävde större reparationer), utrustningsfel, läckor och ett fall av sabotage. Belgien uppger därför att genomsnittet för händelser som orsakar betydande oplanerade driftavbrott var omkring 1,6 (11/7) per reaktor per årtionde.

(116) Belgien gör gällande att om det finns flera kärnkraftsenheter (eller en kärnkraftsflotta) i drift kan intäktsförlusterna under en period då en eller flera enheter är otillgängliga delvis kompenseras genom intäkter från de andra enheterna. När det gäller projektet för långtidsdrift förväntas dock dessa systemrisker (kopplade till driftavbrott som påverkar de flesta enheter samtidigt) att intensifieras eftersom Belgiens kärnkraftsflotta krymper från 2025 och blir mindre diversifierad, särskilt med tanke på att de två reaktorerna drivs med samma teknik. En större händelse som påverkar båda reaktorerna under en betydande del av året anses därför inte vara osannolik.

(117) Sannolikheten på 59 % för att enheten ska vara otillgänglig motsvarar omkring sju månader, vilket även motsvarar den genomsnittliga varaktigheten för en händelse som orsakar betydande oplanerade driftavbrott. Electrabel anser att denna varaktighet är en realistisk uppskattning på grundval av sin egen erfarenhet av driften vid de två belgiska reaktorerna, eftersom betydande händelser kräver större tekniska arbeten, upphandling av reservdelar, en analys av inverkan på säkerheten samt utökade diskussioner med kärnsäkerhetsmyndigheten innan kärnreaktorerna kan startas igen.

(118) Belgien förklarar vidare att de regelbundna periodiska säkerhetsöversynerna baserade på IAEA:s riktlinje SSG-25 ([63]), som har genomförts vart tionde år från det att verksamheten inleddes, har lett till betydande uppgraderingar av konstruktionen och investeringar för att hantera kärnkraftsenheternas åldrande och föråldring, och bidrar till att upprätthålla deras säkerhet och tillförlitlighet. Trots dessa regelbundna översyner kan kärnkraftsoperatören dock inte utesluta att det kommer att uppstå nya problem som leder till betydande perioder av driftavbrott vid kärnkraftsenheterna.

(119) För att uppskatta hur BE-NUC skulle påverkas av betydande oplanerade driftavbrott under de två reaktorernas utökade livslängd, och effekten av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, har Belgien övervägt sannolika scenarier för större händelser som orsakar driftavbrott (se tabell 11) baserat på uppgifter från tabell 10. I likhet med andra bedömningar förlitade sig Belgien på den finansiella modell som användes vid undertecknandet av den 13 december 2023 för de illustrativa beräkningarna.

a) Scenario 1 utgår från en genomsnittlig otillgänglighet på 59 %, utöver planerade avbrott, för vardera Doel 4 och Tihange 3 under olika år (2030 och 2033). I det scenariot skulle betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning inte utlösas. Projektet för långtidsdrift skulle fortfarande generera ett årligt intäktsöverskott (i förhållande till kostnader) på [0–200] miljoner euro för Doel 4 och [0–200] miljoner euro för Tihange 3, men projektets internränta skulle inte överstiga [0–5] %.

b) Scenario 2 är ett scenario där de båda reaktorerna är otillgängliga samtidigt under ett helt år under perioden 2029–2035 (dvs. full produktion efter arbeten kopplade till långtidsdriften). I detta fall skulle betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning utlösas och bestå av betalningar till BE-NUC på [700–1 000] miljoner euro till [1 000–1 300] miljoner euro per år, beroende på vilket år driftavbrottet uppstår. Belgien gav två konkreta exempel (mer eller mindre negativt scenario) för att simulera inverkan på projektet för långtidsdrift.

— År 2029 (mer negativt scenario) skulle projektet generera ett negativt nettonuvärde på [0–200] miljoner euro, vilket skulle ge en internränta på [0–5] %.

— År 2034 (mindre negativt scenario) skulle följderna av en händelse som orsakar betydande oplanerade driftavbrott ha mindre inverkan på samriskföretagets aktieägare och BE-NUC, eftersom projektet för långtidsdrift har nått slutet av tioårsperioden. Projektet skulle generera ett negativt nettonuvärde på [0–200] miljoner euro, vilket skulle ge en internränta på [5–10] %.

([63]) IAEA:s säkerhetsstandarder, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants*, STI/PUB/1588.

c) Scenario 3 gäller ett scenario där båda reaktorerna är otillgängliga samtidigt under hela året under omstartsfasen (2026–2028), som kännetecknas av begränsad produktion under tiden med arbeten kopplade till projektet för långtidsdrift. Under denna period är det planerat att de två reaktorerna ska utnyttjas till mindre än 50 % av sin kapacitet och det är mer troligt (än under driftfasen) att eventuella ytterligare perioder med oplanerade driftavbrott kommer att göra de två reaktorerna otillgängliga under hela året, i vilket fall eventuella förluster först täcks av lånet för nedstängningskostnader. I detta fall utlöses betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, men varken BE-NUC eller Luminus förväntas generera någon vinst under omstartsfasen; eventuella oplanerade händelser skulle således inte ha någon ytterligare inverkan på lönsamheten.

Tabell 11

Illustrativ påverkan på BE-NUC och motparten i ersättningsavtalet av tre sannolika scenarier med händelser som orsakar betydande oplanerade driftavbrott, baserat på den finansiella modell som användes vid undertecknandet

	Påverkan BE-NUC		Påverkan på ersättningsavtalets motparts betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning
	De två reaktorernas prestanda	Internränta	
Scenario 1 59 % otillgänglighet för T3 år 2030 och för D4 år 2033	2030: Intäktsöverskott i förhållande till omkostnader [0–200] miljoner euro 2033: Intäktsöverskott i förhållande till omkostnader [0–200] miljoner euro (nettonuvärde minus [100–300] miljoner euro)	[0–5] %	Utlöses ej
Scenario 2 Spridningseffekt påverkar båda enheterna samtidigt under ett helt år under driftsfasen	**2029**		
	Inga marknadsintäkter under 2029 (nettonuvärde minus [0–200] miljoner euro)	[0–5] %	Utlöst: [700–1 000] miljoner euro I avsaknad av betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning: konkurs BE-NUC
	2034		
	Inga marknadsintäkter under 2034 (nettonuvärde minus [0–200] miljoner euro)	[5–10] %	Utlöst: [1 000–1 300] miljoner euro. I avsaknad av betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning: konkurs BE-NUC
Scenario 3 Spridningseffekt påverkar båda enheterna samtidigt under ett helt år (2028) under uppstartsperioden	Marknadsintäkter 2028 (nettonuvärde 0 miljoner euro)	[5–10] %	Utlöst: [600–800] miljoner euro I avsaknad av betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning: konkurs BE-NUC

Källa: SA.106107 – Tekniskt möte med Europeiska kommissionen om nödvändighet, lämplighet och proportionalitet avseende lånen för nedstängningskostnader samt betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, 8 oktober 2024; SA.106107 – Belgiens svar på begäran om upplysningar av den 1 oktober 2024, den 1 november 2024 (uppdaterad version).

(120) Belgien hävdar att analysen ovan visar att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning är utformad för att täcka effekterna av potentiella större händelser som hotar samriskföretagets ekonomiska bärkraft samtidigt som samriskföretaget lämnas att bära många risker kopplade till driftavbrott: I scenario 1 utlöses inte betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning om en genomsnittlig sådan större händelse skulle inträffa, och garanterar inte avkastningen för aktieägarna, som fortsätter att bära risken att inte kunna återvinna sina investeringar.

(121) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning kan i vissa scenarier potentiellt leda till en relativt betydande kostnad för den belgiska staten, eftersom den skulle utlösas för att hantera händelser som leder till driftavbrott med stor påverkan, vilket visas ovan. För att ta itu med detta problem införde Belgien ett tak för betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning. Följaktligen kommer motparten i ersättningsavtalet (den belgiska staten) att utöva sin uppsägningsrätt enligt ersättningsavtalet ([64]) om betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning uppnår ett utbetalt belopp på 2 miljarder euro, förutsatt att detta förefaller lämpligt mot bakgrund av bland annat

— orsakerna till att detta belopp har uppnåtts,

— de potentiella konsekvenserna av en uppsägning på kort och lång sikt,

— tillämpliga utsikter när det gäller betalningarna för minimidriftskostnader och en kapitalbetalning enligt ersättningsavtalet (utan uppsägning),

— uppsägningsersättningens (förväntade) belopp,

— konsekvenserna för försörjningstryggheten.

(122) Belgien hävdar att det finns omständigheter där en uppsägning inte skulle vara lämplig, t.ex. om

— beroende på vilken uppsägningsrätt som skulle vara tillämplig, den relevanta uppsägningsersättningen (i förekommande fall) överstiger de förväntade framtida betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning,

— bördan och kostnaderna, bl.a. för den belgiska staten, för ersättningskapacitet överstiger de förväntade betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning,

— ingen ersättningskapacitet finns tillgänglig.

(123) Om motparten i ersättningsavtalet beslutar sig för att inte utöva sin uppsägningsrättighet eller sina uppsägningsrättigheter kommer Belgien att lämna in sin motivering till kommissionen för utvärderingsändamål.

(124) Taket för betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning motsvarar den övre gränsen för dessa betalningar i ett scenario där de två reaktorerna är otillgängliga samtidigt under två på varandra följande år. De förväntade betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning i händelse av två års driftstopp kommer dock att bero på vilket år dessa driftstopp äger rum. Belgien tillhandahöll årliga beräkningar för årliga betalningar av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning under två på varandra följande år (se tabell 12) på grundval av preliminära prognoser från den finansiella modell som användes vid undertecknandet av den 13 december 2023.

Tabell 12

Simulering av betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning

Period med otillgänglighet 100 %	Kostnad för dessa betalningar år 1 (miljoner euro)	Kostnad för dessa betalningar år 2 (miljoner euro)	Total kostnad för dessa betalningar (miljoner euro)
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]

Källa: Belgiska myndigheter.

([64]) Belgien tillhandahöll en detaljerad översikt över uppsägningsrättigheterna enligt ersättningsavtalet och uppgav att avtalet utöver dessa uppsägningsrättigheter även innehåller ett ”protokoll för endast en reaktor” som återspeglar systemet med uppsägningsrättigheter på många sätt men endast gäller avlägsnandet av en av de två reaktorerna från avtalets tillämpningsområde före datumet för långtidsdriftens omstart.

(125) Den tvååriga referensperiod som används för att beräkna det föreslagna taket på 2 miljarder euro för betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning motiveras av Belgien med hjälp av exempel på kärnreaktorer som har stängts ned permanent av tekniska skäl i USA (eftersom detta hittills aldrig har skett i Europa) ([65]). Enligt Belgien visar dessa exempel att den tvååriga referensperioden ligger i linje med verkligheten i branschen, eftersom en period på två år efter att ha upptäckt ett problem som kräver nedstängning av de två reaktorerna normalt kan betraktas som en rimlig brytpunkt för att ifrågasätta fortsatta reparationer och överväga en slutgiltig nedstängning.

(126) För att betalningarna av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning ska fungera kommer BE-NUC att anskaffa en rörelsekapitalfacilitet, antingen från sina aktieägare eller från en extern part, senast det datum långtidsdriftens första omstart äger rum. Rörelsekapitalfacilitetens syfte är att finansiera behovet av rörelsekapital som härrör från driften av de två reaktorerna. BE-NUC får utnyttja rörelsekapitalfaciliteten om skillnaden mellan kassainflöden och kassautflöden är mindre än de beräknade driftskostnaderna för den kommande utgiftsperiod som anges i ersättningsavtalet. Rörelsekapitalfacilitetens belopp ska vara minst de genomsnittliga uppskattade driftskostnaderna för en tremånadersperiod. Faciliteten fungerar i själva verket under varje givet år som en länk till den årliga betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning i form av en revolverande kredit som, om den utnyttjas, årligen återbetalas av den betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning som görs av Belgien.

(127) Villkoren för rörelsekapitalfaciliteten, som ska anskaffas enligt marknadsvillkor senast det datum långtidsdriftens första omstart äger rum, är ännu inte kända. Belgien klargjorde dock vidare att räntesatsen för rörelsekapitalfaciliteten kommer att fastställas enligt samma metod som den som överenskommits för aktieägarlånen (se skäl 63).

3.3.1.3.4 Lån för nedstängningskostnader

(128) Utöver betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning som ger finansiell stabilitet under hela den tioåriga förlängningen av livslängden kommer den belgiska regeringen att bevilja ett lån med identiska villkor till BE-NUC och Luminus under de tre första åren av projektet för långtidsdrift (omstartsfasen). Lånen kommer att storleksbestämmas med hänvisning till deras proportionella andel i de två reaktorerna och följaktligen deras respektive andel av nedstängnings- och driftskostnaderna per den 1 juli 2025. Som Belgien nämnde tillhandahålls lånen för nedstängningskostnader för att säkerställa likviditet fram till 2028, eftersom driftskostnader inte kan finansieras genom kassaflöden på grund av arbeten kopplade till långtidsdriften.

(129) Lånen för nedstängningskostnader beviljas till en begränsad ränta, ska återbetalas enligt en angiven återbetalningsplan och består av två olika faciliteter (dvs. en per reaktor) som var och en består av följande två trancher:

a) En tranch som avser BE-NUC:s och Luminus nedstängningskostnader för den berörda enheten, från och med den rättsliga nedstängningsdagen till och med den berörda enhetens omstartsdatum: Denna tranch ska finansiera och betala de kostnader som krävs för underhåll av reaktorerna fram till omstartsdatumet. Om kostnaderna under nedstängningsperioden är högre än väntat ska motparten i ersättningsavtalet säkerställa att tranchen ändras.

b) En tranch som avser täckningen av driftskostnader och en del av kapitalutgifterna som uppkommit för den berörda enheten fram till slutavräkningsdatumet den 31 december 2028: Denna tranch ska användas för att täcka underskott i kassaflödet för den löpande verksamheten som inträffar före den 31 december 2028. Eventuella ytterligare förluster som orsakas av oplanerade driftsavbrott ska dock täckas av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning.

(130) Villkoren för lånen för nedstängningskostnader anges i skäl 96 i beslutet om att inleda förfarandet och har inte ändrats. Lånen för nedstängningskostnader återbetalas med en ränta på upp till 6 % och likställs med aktieägarnas avkastning. Belgien förklarar att metoden som används för att fastställa räntesatsen var resultatet av en förhandling mellan parterna i ersättningsavtalet, och att den högsta räntesatsen på 6 % motsvarar den lägre gränsen för målintervallet för internräntan på 6–8 % (med beaktande av justeringen av marknadsprisrisken).

([65]) Crystal River 3 stängdes t.ex. permanent 2013, 3,5 år efter att ett allvarligt problem hade upptäckts. På liknande sätt stängdes San Onofre 2 och 3 2013, 1,5 år efter att ett allvarligt problem hade upptäckts.

(131) Som anges i skäl 97 i beslutet om att inleda förfarandet förväntas lånen för nedstängningskostnader utnyttjas till ett sammanlagt belopp på [500–700] miljoner euro i […] omgångar från […] till […] och återbetalas i tre återbetalningar från […] till […], inklusive kapitaliserade räntor. Dessa beräkningar och belopp kommer att uppdateras i den finansiella modell som godkänts av motparten i ersättningsavtalet under loppet av 2025, före datumet för långtidsdriftens omstart, på grundval av kostnaden för att förlänga driften enligt de kärnsäkerhetskrav som fastställs av den belgiska kärnsäkerhetsmyndigheten, uppskattad på grundval av inlämnade bud från entreprenörer.

(132) Belgien hävdar att lånen för nedstängningskostnader inte på ett oproportionellt sätt gynnar aktieägarna: Riskerna med att inte realisera den förväntade avkastningen delas proportionellt mellan samriskföretagets aktieägare och motparten i ersättningsavtalet, eftersom lägre vinst kommer att minska både internräntan för projektet för långtidsdrift och lånen för nedstängningskostnader . Det är i själva verket endast om projektet för långtidsdrift inte genererar tillräcklig vinst för att betala någon avkastning på aktieägarnas investering ([66]) som lånen för nedstängningskostnader inte kommer att återbetalas (alls). Belgien hävdar följaktligen att lånen för nedstängningskostnader inte medför några ytterligare risker för leverantören i ersättningsavtalet utöver riskerna kopplade till resultat och lönsamhet hos projektet för långtidsdrift, eftersom faciliteten inte används för att finansiera kapitalutgifterna (endast de avskrivna kapitalkostnaderna för förlängningen av livslängden under omstartsfasen).

3.3.1.4 Avtal om drift och underhåll

(133) Enligt avtalet om drift och underhåll ska Electrabel utföra följande för BE-NUC:

a) Tjänster kopplade till långtidsdrift: Från och med transaktionens slutdatum, de arbeten och tjänster som krävs för att förlänga driftstiden för var och en av de två reaktorerna med tio år.

b) Tjänster kopplade till drift och underhåll: Från och med slutet av den ursprungliga rättsliga livslängden för var och en av de två reaktorerna, tjänster som krävs för drift och underhåll av de två reaktorerna, de gemensamma systemen och de gemensamma tillgångarna i den utsträckning de används med koppling till reaktorerna (inklusive avfallshanteringstjänster).

(134) Vissa tjänster är uttryckligen undantagna från avtalet om drift och underhåll, inbegripet tjänster, arbeten eller verksamhet i samband med nedläggning och nedmontering av de två reaktorerna, vilket förblir Electrabels ansvar (se avsnitt 3.3.2.4).

(135) Enligt artikel 12.1 i avtalet om drift och underhåll och med förbehåll för vissa justeringar och undantag ska BE-NUC betala Electrabel 89,807 % (vilket återspeglar Luminus innehav på 10,193 % av de två reaktorerna) av alla kostnader som uppstår vid tillhandahållandet av tjänster kopplade till långtidsdrift och tjänster kopplade till drift och underhåll, plus relevant marginal som är

— [0–5] % för försäkringskostnader och skatter,

— [0–5] % för varor och tjänster som tillhandahålls av medlemmar i Engiekoncernen,

— [10–20] % för alla övriga kostnader.

(136) Belgien uppger att marginalerna är anpassade till dem som tillämpas enligt partnerskapsavtalet om långtidsdrift med Luminus (som i sig omfattar ett brett utbud av tjänster, inbegripet men inte begränsat till drift och underhåll). Det ursprungliga avtalet som omfattar liknande tjänster till en tredje part, Luminus, som ingicks den 26 juni 2003 och bekräftades på nytt den 13 december 2023, är en relevant hänvisning till stöd för ståndpunkten att avtalet om drift och underhåll motsvarar armlängdsmässiga kostnader för kärnteknisk verksamhet. Dessutom gör Belgien gällande att Electrabels finansiella risker är större än enligt partnerskapsavtalet med Luminus, eftersom marginalen för Electrabel enligt avtalet om drift och underhåll kommer att minskas vid (icke-försvarsbara) kostnadsöverskridanden (dvs. kostnader som inte ingår i budgeten som lagts fram av Electrabel och bekräftats av parterna) och om anläggningens driftavbrott överstiger ett målvärde.

(137) Belgien uppger vidare att avtalet om drift och underhåll innehåller vissa kostnadskontroller, däribland BE-NUC:s rätt att granska Electrabels beräkning av avgifter och tjänsternas utförande, samt att begära en referensöversyn av priserna som Electrabel tar ut för tekniska tjänster från närstående företag.

([66]) Detta skulle endast hända i fall av flera år med betydande driftavbrott, t.ex. mindre än 60 % under varje år 2029–2035.

(138) Slutligen, i egenskap av (ensam) operatör av de två reaktorerna och tjänsteleverantör till BE-NUC enligt avtalet om drift och underhåll kommer Electrabel att stimuleras att uppnå tekniska och ekonomiska resultat för de två reaktorerna. Enligt avtalet om drift och underhåll gäller framför allt följande:

a) Electrabel är skyldigt att betala avtalsvite om tillgängligheten vid de två reaktorerna under ett avtalsår understiger [90–100] % (exklusive planerade avbrott kopplade till långtidsdriften, normala driftstopp och undantagna händelser). Till följd av ett sådant avtalsvite minskar Electrabels marginal för avtalsåret i fråga enligt en glidande skala från [10–20] % till [0–5] %.

b) Vid kostnadsöverskridanden ska Electrabel inte ha rätt till någon relevant marginal för och enligt omfattningen av ett kostnadsöverskridande, utom i fall av undantagna kostnadsöverskridanden.

c) Vid kostnadsöverskridanden under omstartsfasen, enbart, kommer sanktioner att tillämpas på Electrabels marginal (upp till [50–60] % av marginalen för tjänster kopplade till drift och underhåll och upp till [70–80] % av marginalen för tjänster kopplade till långtidsdrift).

(139) Belgien drar därför slutsatsen att avtalet om drift och underhåll är begränsat till att täcka kostnader som uppstår och att avtalets finansiella villkor har fastställts för att återspegla marknadsvillkoren.

3.3.1.5 Avtalet om energiförvaltningstjänster

(140) Även om BE-NUC kommer att vara teknisk ägare till 89,807 % av den el som de två reaktorerna producerar (återstående 10,193 % ägs av Luminus) överlåter BE-NUC äganderätten till denna el till energiförvaltaren, som kommer att sälja den ([67]). BE-NUC kommer i detta syfte att ingå ett avtal om energiförvaltningstjänster med en partner som köper elen från BE-NUC och säljer den.

(141) Avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att fastställa väsentliga villkor och riskallokeringar samt på ett detaljerat sätt fastställa en strategi för budgivning och obalans och den roll energidistributören (partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster) har i förhållande till detta, inom ramen för de fastställda parametrarna. Partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, som utses enligt avtalet om energiförvaltningstjänster, kommer att vara köparen och ägaren av BE-NUC:s andel av den el som produceras av de två reaktorerna, och omfattas av en på förhand fastställd strategi för budgivning och obalans. Denna strategi kan ses över och ändras med jämna mellanrum enligt ett förfarande som anges i ersättningsavtalet. Den belgiska regeringen (BE-WATT) kan i egenskap av motpart i ersättningsavtalet genomdriva strategin för budgivning och obalans i den mån den respekterar de villkor för strategin som fastställs i ersättningsavtalet. Partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster har en rådgivande roll i frågan.

(142) För att på ett konkurrenskraftigt och öppet sätt förse grossistmarknaden för el med den el som produceras har Electrabel och den belgiska staten gått med på att genomföra ett offentligt anbudsförfarande för dessa tjänster, vilket säkerställer öppenhet och konkurrens (se avsnitt 3.3.1.5.1). Lagstiftningen om offentlig upphandling och alla därmed sammanhängande nödvändiga skyddsåtgärder gäller för anbudsförfarandet.

3.3.1.5.1 Anbudsförfarande

(143) Belgien hävdar att anbudsförfarandet genomförs frivilligt i enlighet med den belgiska lagen om offentlig upphandling av den 17 juni 2016 och det kungliga dekretet av den 18 juni 2017 om offentlig upphandling för allmännyttiga tjänster ([68]).

([67]) Luminus äger sin andel (10,193 %) av den el som produceras av de två reaktorerna. Luminus förvaltar försäljningen av elen självständigt och är inte knutet till avtalet om energiförvaltningstjänster, vars syfte är att sälja BE-NUC:s andel av de två reaktorernas produktion.

([68]) *Loi relative aux marches publics*. Finns på: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. Lagen av den 17 juni 2016 om offentliga kontrakt införlivar Europaparlamentets och rådets direktiv 2014/25/EU av den 26 februari 2014 om upphandling av enheter som är verksamma på områdena vatten, energi, transporter och posttjänster och om upphävande av direktiv 2004/17/EG.

(144) Avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att tilldelas genom ett förhandlat förfarande med en föregående anbudsinfordran ([69]), som är ett standardförfarande inom den allmännyttiga sektorn. Denna anbudsinfordran har offentliggjorts på relevanta belgiska plattformar ([70]) och EU-plattformar ([71]), så att alla potentiella anbudssökande kan delta i anbudsförfarandet.

(145) Med tanke på den upphandlade tjänstens betydelse och känsligheten ur konkurrenssynpunkt införde Belgien ytterligare bestämmelser och skyddsåtgärder för att säkerställa att målen i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att uppnås och att de förväntade tjänsterna kommer att tillhandahållas på lämpligt sätt:

a) Innan anbudshandlingarna utarbetades skickades en begäran om upplysningar ut avseende avtalet om energiförvaltningstjänster den 3 september 2024 (fram till den 2 oktober 2024) för att samla in synpunkter från marknaden i flera frågor gällande detta avtal ([72]). De två huvudsyftena med begäran om upplysningar var i) att i förväg underrätta marknaden om det kommande anbudsförfarandet för att på så sätt ge intresserade sökande tillräckligt med tid att förbereda sitt deltagande ([73]), samt att tillhandahålla ytterligare öppenhet, ii) att hjälpa BE-NUC att föreslå ett förfinat, marknadstestat anbudsförfarande samt att göra kriterierna tydligare och se till att eventuella villkor och kriterier är icke-diskriminerande genom att när så är lämpligt beakta resultaten från begäran om upplysningar vid utarbetande av anbudshandlingarna. Begäran om upplysningar visade exempelvis att inga separata anbudsförfaranden bör anordnas för de två reaktorerna, utan att de kan upphandlas som ett paket.

b) En begäran om tillkännagivande av anbud utfärdades den 11 december 2024 och berörda parter uppmanades att uttrycka sitt intresse för att delta i anbudsförfarandet senast den 13 januari 2025. På begäran av flera parter förlängdes tidsfristen för inlämnande till den 3 februari 2025 för att säkerställa tillräcklig konkurrens i anbudsförfarandet. Därefter kommer berörda parter att uppmanas att lämna in sina anbud, baserade på de framtida avtalshandlingarna (inbegripet den ändrade ersättningsstrukturen enligt förklaringen i figur 3). Belgien gör gällande att den detaljerade beskrivningen av de upphandlade tjänsterna gör det möjligt att endast ha ett kriterium för tilldelning, baserat på priset. Eftersom avtalet kommer att tilldelas genom ett förhandlat förfarande får den upphandlande myndigheten, efter det att anbudssökandena har lämnat in sina anbud som svar på begäran om förslag (inklusive utkastet till avtal om energiförvaltningstjänster och eventuella åtföljande dokument), uppmana de anbudssökande att lämna in ett bättre anbud för att säkerställa det mest konkurrenskraftiga resultatet.

(146) Dessutom hävdar Belgien att anbudet innehåller en uppsättning urvalskriterier för att säkerställa att villkoren gällande professionalism och nödvändig infrastruktur för ett ordnat genomförande av avtalet om energiförvaltningstjänster uppfylls av alla anbudssökande. Dessa kvalificeringskriterier är dock begränsade till vad som är absolut nödvändigt, och hänför sig vart och ett till ett nödvändigt krav för de avsedda tjänsterna, i syfte att säkerställa maximal konkurrens under anbudsförfarandet.

(147) Belgien lämnade ytterligare information om kvalifikationskriterierna jämfört med de uppgifter som kommissionen hade tillgång till vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet. Anbudsgivaren (eller, för de fyra första kriterier som beskrivs nedan, genom att förlita sig på en annan enhets kapacitet) måste

a) uppvisa minst två referenser kopplade till erfarenhet (minst ett års drift) av energiförvaltningen av en portfölj med tillgångar inom värme- eller kärnenergiproduktion på sammanlagt minst 1 000 MW (dvs. med beaktande av alla referenser) i ett EU-land, Förenade kungariket eller något av Eftaländerna ([74]),

([69]) I enlighet med artikel 120 i den belgiska lagen om offentlig upphandling av den 17 juni 2016.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen/Bulletin des Adjudications.
([71]) Tillägg till *Europeiska unionens officiella tidning*.
([72]) Dessa frågor omfattar bland annat riskprofil, garantier avseende motparten och motpartsrisk, prismekanism, betalningsvillkor, faktureringsfrekvens och dröjsmålsränta, strategi för budgivning och obalans, interna portföljbalansreserver, uppdelning av anbudsförfarandet i två delar (en per krafttillgång), kredit och tillhörande garantistruktur samt poolning av balansansvarig part.
([73]) Den belgiska staten identifierade aktivt relevanta marknadsaktörer som den önskade kontakta och uppmuntra till att delta i begäran om upplysningar samt det efterföljande anbudsförfarandet.
([74]) Kriteriet 1 000 MW säkerställer att de kvalificerade/utvalda deltagarna har tillräcklig ekonomisk kapacitet för att hantera de begäranden som kommer att tilldelas, som kommer att ligga mellan 1 000 och 2 000 MW.

b) uppvisa minst två referenser kopplade till energiförvaltning (minst ett års drift) av tillgångar inom värme- eller kärnenergiproduktion; varje referens avser en tillgång på minst 350 MW i ett EU-land, Förenade kungariket eller något av Eftaländerna ([75]),

c) uppvisa minst en referens kopplad till energiförvaltning (minst ett års drift) för en tredje parts räkning av en produktionskapacitet på minst 350 MW för en produktionstillgång som är belägen i ett EU-land, Förenade kungariket eller något av Eftaländerna ([76]),

d) ha kreditvärdighet, vilket innebär följande kreditbetyg med ett av följande kreditvärderingsinstitut (eller motsvarande): i) Fitch: minst BBB-, ii) S&P: minst BBB-, iii) Moody's: minst Baa3 ([77]),

e) ha en aktiv anslutning till minst en nominerad elmarknadsoperatör (*nemo*) som är verksam i Belgien, för elhandel ([78]).

(148) Under löptiden för avtalet om energiförvaltningstjänster är villkoren bl.a. att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster ska

a) ha ett avtal om balansansvarig part i Belgien med Elia,

b) ha kreditvärdighet, vilket innebär följande kreditbetyg med ett av följande kreditvärderingsinstitut (eller motsvarande): i) Fitch: minst BBB-, ii) S&P: minst BBB-, iii) Moody's: minst Baa3,

c) ha en aktiv anslutning till minst en nemo som är verksam i Belgien, för elhandel.

(149) När det gäller tidpunkten för anbudsförfarandet hävdar Belgien att målsättningen är att slutföra anbudsförfarandet i god tid, senast den 15 maj 2025, så att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster har tillräckligt med tid för de förberedelser som krävs före de två reaktorernas omstart.

(150) De upphandlade tjänsterna omfattar, vad gäller eltillgångarna, bl.a. i) ”tjänster för representation av krafttillgångar i terminshandel och realiserad handel”, ii) ”tjänster för optimering och drift på dygnsmarknaden och intradagsmarknaden”, iii) tjänster kopplade till tillsynsmässiga marknadskrav, iv) avtalstjänster gentemot Belgiens systemansvariga för överföringssystemet samt v) handelstjänster, marknadstillträde och marknadsanalys. På grund av det ömsesidiga beroendet mellan de olika uppgifter som anges och den normala marknadspraxisen att kombinera dessa tjänster till ett enda kommersiellt avtal för att säkerställa operativ effektivitet kommer dessa tjänster att integreras till en enda definition av tjänster som ingår i avtalet om energiförvaltningstjänster.

3.3.1.5.2 Försäljning av elen från de två reaktorerna och ersättning till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster

(151) Belgien har klargjort att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster inte bedriver handel som agent eller för BE-NUC:s räkning, utan säljer den inköpta elen i egenskap av ägare till den. Enligt den ändrade utformningen av differenskontraktet får dessutom partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster beslutsbefogenhet när det gäller ekonomiska regleringar för att ge incitament till en effektiv användning av det begränsade antalet regleringar, och för att bättre reagera på marknadssignaler (se skäl 153 och följande).

([75]) Förvaltningen av en felkritisk systemdel på marknaden kräver en särskild operativ struktur med särskild personalutbildning. Enligt standardmetoden för mindre, decentraliserade tillgångar beordras helt enkelt avsändaren att så snart som möjligt anskaffa den volym som saknas på intradagsmarknaden när ett problem uppstår; en sådan metod är dock inte lämplig för större tillgångar.

([76]) Detta kriterium säkerställer att motparten kan utföra transaktioner för en tredje part och har ett stabilt avtalsramverk på plats.

([77]) Detta kriterium införs för att säkerställa att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster har rimligt god förmåga att betala sina finansiella åtaganden.

([78]) Anslutning till en nemo (Epexspot och Nord Pool i Belgien), dvs. en organisation som har i uppdrag att driva dagen före- och intradagsintegrerade elmarknader, säkerställer marknadstillträde till elmarknaderna. Detta kriterium säkerställer att anbudssökanden kan få tillträde till handelsmarknaderna i god tid och har tillräcklig och aktuell erfarenhet av hur den europeiska marknaden fungerar.

(152) Belgien uppger att överenskommelsen mellan partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster och BE-NUC grundar sig på dagen före-marknaden för att begränsa basrisken för BE-NUC, eftersom detta innebär att BE-NUC, i kombination med BE-NUC:s differensbetalning genom differenskontraktet där marknadsreferenspriset är dagen före-marknadspriset, erhåller lösenpriset (se avsnitt 3.3.1.3.2) ([79]). Belgien bekräftar att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att vara fri att handla på den marknad som den själv väljer och inte är skyldig att lämna anbud på dagen före-marknaden.

(153) Som förklaras i avsnitt 2.1 och skäl 109 har ersättningen till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster ändrats eftersom de två reaktorerna är begränsade till 30 regleringar per cykel och därför inte har teknisk och regleringsmässig möjlighet att ändra sin produktion vid en given tidpunkt; ändringen ger incitament till att utnyttja det begränsade antalet godkända regleringar på bästa sätt. I stället för enbart en fast avgift (fastställd genom anbudsförfarandet) innehåller den ändrade formeln för ersättningen även en rörlig avgift (baserat på en förutbestämd formel och beroende av korrigeringsavräkningen). Den typen av ersättning exponerar partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster för en del av den potentiella intäktsökningen från reglering vid negativa priser (och en del av det potentiella inkomstbortfallet från reglering vid positiva priser, i förekommande fall), och partnern exponeras även direkt för kostnader för obalanser och intradagshandel enligt nedan. Den rörliga avgiften kommer att bestå av en fast procentandel (*alfa*) av den intäktsökning som utlöser en reglering på dagen före-marknaden samt en differentierad procentsats (*beta*) av kostnader och intäkter från intradagshandel och obalanser, dvs. korrigeringsavräkningar (som kan bestå av intäktsökningar från reglering på intradagsmarknaden), enligt följande:

a) Alfa bestäms på förhand till 20 %. Alfavärdet är tillräckligt högt för att ge tillräckliga incitament för att fatta optimala beslut om reglering, men inte så högt att den avskräcker riskaverta anbudsgivare.

b) Intäktsökningarna från reglering beräknas i efterhand som produkten av återköpsvolymen på dagen före-marknaden för reglering och skillnaden mellan noll och priset på dagen före-marknaden.

c) Beta är differentierat, men också fastställt på förhand, och återspeglar det ekonomiska ansvar som partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster har i egenskap av balansansvarig part vid obalanser. I detta avseende hävdar Belgien att reaktorerna är relativt gamla och att de arbeten som krävs för projektet för långtidsdrift och regleringarna potentiellt ökar riskerna för oplanerade nedstängningar, vilket skapar obalanser. Dessutom omfattas anläggningarna av särskilt höga säkerhetskrav, vilket ytterligare ökar risken för nedstängningar. Även om de belgiska intradags- och balansmarknaderna i allt högre grad integreras med angränsande marknader är de relativt små jämfört med de två reaktorernas storlek. Det innebär att en eventuell nedstängning kommer att minska den balansansvariga partens möjlighet att hitta motparter för att mildra effekterna av nedstängningen, och i oproportionerlig grad öka risken för pristoppar till följd av nedstängningen. Belgien hävdar därför att betavärdet bör ha olika värden beroende på arten och effekten av den händelse som leder till en obalans, samtidigt som lämpliga incitament för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster (som balansansvarig part) bibehålls för att minska obalanserna ([80]). Partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster är dock fortfarande fullt ekonomiskt exponerad för alla obalanser som främst beror på produktionsavvikelser från förväntad produktion, eller misstag i handeln.

d) Korrigeringsavräkningen är summan av intradags- och obalansavräkningar och betavärdet gäller för båda. Under en viss timme kan den vara positiv och/eller negativ.

([79]) Energiförvaltare använder system för affärsupptagning och positionshantering för att effektivisera arbetsflöden, inbegripet prognoser, optimering, budgivning i auktioner, dirigering i realtid och avräkning av transaktioner. I synnerhet loggar dessa system alla transaktioner mellan BE-NUC och partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, samt marknadsrelaterad försäljning och utbyten med den systemansvariga för överföringssystemet. De registrerade uppgifterna behandlas i en avräkningsmodul där transaktionsvolymer omvandlas till finansiella avräkningar i enlighet med förutbestämda avtalsformler. Redovisningar som skapas i systemet lämnas elektroniskt till BE-NUC för granskning. BE-NUC kan utföra korskontroller och vid behov begära justeringar.

([80]) Betavärdet kommer att uppgå till 100 % i situationer med baslastproduktion, 20 % i situationer med ekonomisk reglering (dvs. upp till 30 gånger per år) och 8 % vid oplanerad nedstängning (dvs. exceptionella händelser med stor påverkan, som normalt inträffar mindre än en gång per år och per enhet).

Figur 3

Ändrad ersättningsformel i avtalet om energiförvaltningstjänster

Ersättningen till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster = fast avgift + rörlig avgift.

Rörlig avgift = alfa * intäktsökning + beta * korrigeringsavräkning
Intäktsökning = återköpsvolym * (0 – priset på dagen före-marknaden)
Korrigeringsavräkning = intradags- och obalanskostnader eller -intäkter

(154) Den formel som anges i figur 3 gäller hela volymen under regleringar, även om reglering sker när priserna är positiva (t.ex. under lastföljningsperioder) och inte enbart under perioder då priset är negativt ([81]). Den rörliga avgiften betalas av BE-NUC inom ramen för avtalet om energiförvaltningstjänster, men dessa kostnader och/eller intäkter kommer att överföras till BE-WATT inom ramen för ersättningsavtalet.

(155) Enligt Belgien uppmuntrar den ändrade ersättningsformeln partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster att bl.a. använda ekonomiska regleringar på ett optimalt sätt och under hela tidsramen för dagen före-handeln och intradagshandeln samt att minska kostnader för intradagshandel och obalanser. Belgien hävdar att alfa- och betaparametrarna väljs för att upprätthålla en effektiv marknadsfunktion, samtidigt som man undviker att avskräcka riskaverta anbudsgivare.

(156) Den ändrade ersättningsformeln kommer att påverka beteendet hos deltagarna i anbudsförfarandet vad gäller den fasta avgiften. Anbudsgivarna kommer att ta hänsyn till de förväntade fördelarna med reglering (optionsvärde) i sina anbud, samt till kostnaderna och de potentiella intäkterna i samband med intradags- och obalansbetalningar. Belgien uppger att anbudshandlingarna kommer att förklara ersättningsstrukturen (incitamenten) så att den ändrade ersättningsformelns positiva/negativa potential är överblickbar för anbudsgivarna. Belgien kommer att utvärdera lämpligheten av (den ändrade) ersättningsformeln för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster samt marknadsmässighet och effektivitet hos de incitament som den tillhandahåller på de olika marknaderna. Utvärderingen kommer att göras senast två år efter det att verksamheten har inletts för att på så sätt möjliggöra en översyn i god tid av avtalet eller anordnandet av ett nytt anbud, vilket är möjligt efter 3,5 år ([82]). För att behålla lämpliga incitament för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster är det dock endast möjligt att justera alfa- och betaparametrarna uppåt ([83]).

(157) Belgien hävdar att ändringen av ersättningen i avtalet om energiförvaltningstjänster innebär att incitamenten för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, som har befogenhet att fatta beslut om ekonomisk reglering (med förbehåll för operatörens slutliga beslut, t.ex. om det rör sig om säkerhetsfrågor eller rättsliga frågor), anpassas till marknadssignalerna, och åtgärdar därmed kommissionens farhågor i detta avseende. Samtidigt har partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster lämpliga incitament att fullgöra sin uppgift som balansansvarig partner utan att vara helt exponerad för obalanser som ligger utanför dennes kontroll. Dessutom uppger Belgien att BE-NUC, kärnkraftsoperatören och partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster kontinuerligt kommer att utbyta korrekt information (inklusive regelbundna uppdateringar om de två reaktorernas tillgänglighet, tekniska kapacitet osv.) så att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster förses med vad som krävs för effektiva beslut och kan fatta välgrundade beslut om ekonomisk reglering.

([81]) Detta är kopplat till de tekniska begränsningarna i samband med reglering (se skäl 13).
([82]) Avtalet om energiförvaltningstjänster kan ensidigt avslutas av BE-NUC 3,5 år (42 månader) efter omstartsdatum för den första kärnkraftsenheten. BE-NUC kan därefter ingå ett nytt avtal efter ett nytt anbudsförfarande, med andra villkor.
([83]) Utvärderingen av alfa- och betaparametrarna kommer att baseras på i) en bedömning av anbudets deltagande och resultat (indikatorer kan vara: antal och typ av anbudsgivare, resultatet av anbudet i fråga om pris/kostnader osv.), en bedömning av (icke) regleringsbeslut, inklusive (ekonomiska) konsekvenser av sådana för de berörda parterna med beaktande av (förväntade och realiserade) marknadsförhållanden och drifts-/regleringsbegränsningar samt iii) en bedömning av handelsbeslut på dagen före- och intradagsmarknaden samt obalanser till följd av detta inom den balansansvariga partens ansvarsområde. Underliggande information för denna utvärdering kommer att baseras på uppgifter som samlats in från partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster under avtalstiden samt uppgifter från operatören Electrabel via BE-NUC och avtalet om drift och underhåll, samt all relevant information från allmänheten/marknaden kopplat till ovanstående.

(158) Belgien bekräftar också att motparten i differenskontraktet (BE-WATT) kommer att utarbeta en riskhanteringsstrategi för sin öppna position, såsom föreskrivs i lag, och att dess genomförande kommer att bidra till likviditeten på terminsmarknaderna för el (se skäl 99). Antagandet av strategin är föremål för en rekommendation från tillsynsmyndigheten, som kommer att inbegripa en bedömning av strategins påverkan på de relevanta elmarknaderna.

3.3.1.5.3 Ytterligare skyddsåtgärder avseende energiförvaltaren

(159) Partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer i princip att väljas ut genom ett transparent, öppet och konkurrensutsatt anbudsförfarande (se avsnitt 3.3.1.5.1). Engies handelsenhet GEMS (Global Energy Management & Sales), en affärsenhet inom Engiekoncernen som är ledningsmässigt oberoende av affärsenheten Nuclear, kan också delta i anbudsförfarandet. Särskilda bestämmelser och åtgärder har planerats för att säkerställa ett rättvist förfarande om GEMS deltar i anbudsförfarandet.

(160) Belgien hävdar att tillräckliga åtgärder vidtas och kommer att genomföras för att på ett effektivt sätt identifiera och förebygga eventuella intressekonflikter. Dessa åtgärder kan sammanfattas på följande sätt:

a) Begäran om upplysningar möjliggjorde marknadstester, och alla berörda parter kunde i detta sammanhang föreslå olika villkor och förslag för att säkerställa att anbudsförfarandet inte innehåller hinder till nackdel för någon berörd deltagare jämfört med GEMS (eller något företag i Engiekoncernen). Electrabel (eller något företag i Engiekoncernen) deltar inte och kommer inte att delta i utarbetandet av anbudshandlingarna (*anbudshandlingarna i fullständig form*) efter (resultaten från) begäran om upplysningar.

b) Om GEMS skulle delta i anbudsförfarandet, även i form av underleverantör eller i någon annan egenskap, tillåts inte Electrabel (eller något annat företag i Engiekoncernen) och dess styrelseledamöter eller ombud att delta i BE-NUC:s beslut och/eller vid överläggningar gällande anbudet (t.ex. urvalsbeslutet och tilldelningsbeslutet).

c) Generellt sett har strikta informationshinder och etiska murar inom Electrabels organisation inrättats och kommer att fortsätta inrättas mellan personer som ansvarar för att lämna anbud hos GEMS och personer som deltar i förvaltningen av BE-NUC. Samma skyddsåtgärder kommer att införas om GEMS slutligen väljs som partner i avtalet om energiförvaltningstjänster genom ett framgångsrikt anbudsförfarande.

d) Om GEMS väljs som parter i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer det att omfattas av samma skyldigheter som en balansansvarig part och partner i avtalet om energiförvaltningstjänster, och samma uppsättning marknadsincitament, som alla andra anbudssökande. I egenskap av partner i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer företaget att få både en fast och en rörlig ersättning för att ge incitament till en marknadsmässig optimering av antalet tillgängliga regleringar och intäkterna från försäljningen av el. Dessutom kommer GEMS att agera som part enligt ett exakt mandat som specificeras i strategin för budgivning och obalans och som GEMS inte får avvika från. Dessa skyddsåtgärder säkerställer att GEMS, om det vinner anbudet gällande avtalet om energiförvaltningstjänster, skulle agera som vilken annan deltagare som helst i detta anbudsförfarande och – genom funktionerna i avtalet om energiförvaltningstjänster och den ändrade ersättningsformeln – uppmuntras att agera enligt marknadssignaler.

(161) Om anbudsförfarandet inte leder till att en lämplig anbudssökande utses och om avtalet om energiförvaltningstjänster inte ingås i tid, senast den 15 maj 2025, kommer GEMS som reservlösning att tillfälligt utföra tjänsterna som ingår i avtalet om energiförvaltningstjänster. Dessa tjänster kommer att tillhandahållas under en begränsad period i enlighet med villkor som parterna kommer överens om, så att BE-NUC kan tilldela avtalet om energiförvaltningstjänster genom ett nytt anbudsförfarande. Om anbudsförfarandet leder till ett vinnande anbud kommer den utvalda anbudssökanden att ta över utförandet av tjänsterna som ingår i avtalet om energiförvaltningstjänster från GEMS så snart den relevanta period under vilken GEMS har utfört dessa tjänster har löpt ut. Det finns ingen gräns för antalet nya upphandlingar.

(162) Belgien gör gällande att detta arrangemang är nödvändigt och lämpligt för att säkerställa kontinuiteten hos den allmännyttiga tjänsten (dvs. försäljningen av den el som produceras av kärnkraftsenheterna), men att lösningen är strikt begränsad tidsmässigt och till vad som är absolut nödvändigt.

(163) Sammanfattningsvis hävdar Belgien att man kommer att säkerställa att BE-NUC noggrant följer lagstiftningen och principerna om offentlig upphandling. Den omfattande samrådsprocessen ger ytterligare garantier för att inköp av tjänster sker genom ett konkurrensutsatt, transparent, icke-diskriminerande och villkorslöst anbudsförfarande. Belgien anser därför att alla risker för utestängning från marknaden och andra potentiella konkurrensbegränsande metoder från Engies sida undviks och att alla åtgärder och skyddsåtgärder har vidtagits för att säkerställa att en oberoende partner i avtalet om energiförvaltningstjänster utses. GEMS skulle endast tillfälligt tillhandahålla dessa tjänster som en reservlösning, något som är nödvändigt och lämpligt för att säkerställa den allmännyttiga tjänstens kontinuitet.

3.3.1.6 Andra delåtgärder

(164) Två andra delåtgärder som ingår i transaktionen är avtalet om administrativa tjänster mellan Electrabel och BE-NUC och ett avtal om ersättningsvillkor för bristande kostnadstäckning om avtalet inte slutförs. Dessa delåtgärder har förklarats i avsnitten 3.3.10 och 3.3.11 i beslutet om att inleda förfarandet.

3.3.2 *Komponent 2: Tak för kärnkraftsoperatörens förpliktelser för långsiktig förvaring och slutförvaring av kärnavfall och använt kärnbränsle*

3.3.2.1 Allmänna principer för hantering av kärnavfall

(165) Som förklaras i skäl 121 i beslutet om att inleda förfarandet bygger den rättsliga ram som är tillämplig på radioaktivt avfall och använt kärnbränsle i EU på två grundläggande principer: i) principen att förorenaren betalar ([84]) och ii) medlemsstaternas slutliga ansvar (inklusive ekonomiskt ansvar) för ansvarsfull och säker hantering (inklusive bortskaffande) av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall ([85]).

(166) Som förklaras i avsnitt 3.4.2 i beslutet om att inleda förfarandet är kärnkraftsoperatören enligt de gällande bestämmelserna i Belgien ekonomiskt (genom förvaltningsföretaget för kärntekniska avsättningar, Synatom, och tillsammans med EDF Belgien och Luminus [*de bidragande företagen*]) och operativt ansvarig för nedläggningen av de sju kärnkraftverken samt för konditionering och hantering av det radioaktiva avfallet och det använda kärnbränslet, och för den långsiktiga förvaringen efter godkännande från ONDRAF/NIRAS fram till slutförvaring. De kärntekniska avsättningarna för använt kärnbränsle och avfall vid nedläggning finansieras av Electrabel och de bidragande företagen, förvaltas av Synatom och står under tillsyn av en oberoende offentlig myndighet: kommissionen för kärntekniska avsättningar (CPN/CNV). Som anges i skälen 123–125 i beslutet om att inleda förfarandet uppger Belgien att Electrabel kommer att behålla vissa ansvarsområden som ensam operatör för de två reaktorerna till följd av i) europeisk och belgisk lagstiftning och ii) avtalsförpliktelser enligt genomförandeavtalet, och därmed respektera principen att förorenaren betalar.

(167) CPN/CNV och ONDRAF/NIRAS är tillsynsmyndigheterna i Belgien:

a) ONDRAF/NIRAS utarbetar en omfattande inventeringsrapport för alla producenter av radioaktivt avfall i Belgien (vart femte år) och utvärderar medlen för hanteringen av motsvarande kärntekniska förpliktelser.

b) CPN/CNV granskar (vart tredje år) de metoder som används för att beräkna de kärntekniska avsättningarna samt deras tillräcklighet och nettonuvärdet för framtida skulder i Synatoms räkenskaper (revision av metod, referensscenario osv.).

([84]) Artikel 4.3 e i rådets direktiv 2011/70/Euratom av den 19 juli 2011 om inrättande av ett gemenskapsramverk för ansvarsfull och säker hantering av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall (EUT L 199, 2.8.2011, s. 48): ”Kostnaderna för hanteringen av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall ska bäras av dem som genererat materialet”.

([85]) Artiklarna 4.1 och 9 i direktiv 2011/70/Euratom.

(168) Som nämns i skäl 129 och tabell 4 i beslutet om att inleda förfarandet uppgår det nuvarande totala beloppet för kärntekniska avsättningar till 18 225 miljoner euro, baserat på CPN/CNV:s senaste treåriga granskning från juli 2023, och består av avsättningar för nedmontering (8 122 miljoner euro), hantering av använt kärnbränsle (9 070 miljoner euro) och driftsavfall (1 033 miljoner euro) ([86]).

3.3.2.2 Avtalet om avfallstak

(169) Som en del av förhandlingarna om projektet för långtidsdrift kom Engie och den belgiska staten överens om ett tak för de långsiktiga förpliktelserna för producenter av radioaktivt avfall som är en följd av kärnkraftsproducerad el (*avtalet om avfallstak*) för att minska osäkerheten i detta avseende (se avsnitt 3.4.3 i beslutet om att inleda förfarandet). I avtalet om avfallstak föreskrivs en överföring av finansiella förpliktelser i samband med produktion, kvarhållande eller ägande av konditionerat radioaktivt avfall och använt kärnbränsle från alla sju belgiska kärnkraftsenheter, under förutsättning att relevanta överföringskriterier uppfylls, från kärnkraftsoperatören (Electrabel) till den belgiska staten mot betalning av ett engångsbelopp ([87]).

(170) Beloppet för engångsbetalningen har fastställts per kategori av kärnavfall. Som förklaras i skäl 131 i beslutet om att inleda förfarandet kan radioaktivt kärnavfall delas in i tre kategorier, i enlighet med ONDRAF/NIRAS historiska radiologiska klassificering och i överensstämmelse med Internationella atomenergiorganets (IAEA) klassificering: avfall i kategori A (kortlivat avfall med låg eller medelhög radioaktivitet), avfall i kategori B (långlivat avfall med låg eller medelhög radioaktivitet) och avfall i kategori C (kort- och långlivat avfall med hög radioaktivitet) samt använt kärnbränsle.

(171) Tabell 13 nedan visar fördelningen av de befintliga avsättningarna på 18 225 miljoner euro mellan Electrabel (8 410 miljoner euro) och den belgiska regeringen (9 815 miljoner euro) enligt avtalet om avfallstak, och inkluderar tilldelning per avfallskategori.

Tabell 13

Fördelningen i avtalet om avfallstak

Belopp (miljoner euro)	Belgiska statens förpliktelser (efter överföring)				Engies förpliktelser	Avsättningar (år 2022)
	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Totalt		
Beräknad grundkostnad *(exklusive oförutsedda utgifter)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Oförutsedda utgifter	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Basbelopp	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Riskpremie	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Takbelopp	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Källa: De belgiska myndigheternas svar på kommissionens begäran om upplysningar av den 1 oktober 2024.

([86]) Avsättningarna för driftsavfall granskas av Engies externa revisorer (Deloitte) som en del av deras årliga revisionsgranskning.

([87]) I detta beslut hänvisar ”avtalet om avfallstak” till taket för de långsiktiga förpliktelserna för producenter av radioaktivt avfall som är en följd av kärnkraftsproducerad el och ”avfallsavtalet” avser kombinationen av alla delåtgärder inom komponent 2, dvs. även avtalet om nedmontering och nedstängning osv.

(172) Principerna i avtalet om avfallstak har inte ändrats och beskrivs i skäl 133 i beslutet om att inleda förfarandet. De kan sammanfattas på följande sätt:

a) Takbelopp: En engångsbetalning, inklusive en riskpremie och indexreglerad med 3 % per år från den 31 december 2022, har fastställts för varje kategori av radioaktivt avfall som uppfyller de avtalsenliga kriterierna för överföring, och uppgår till totalt 15 miljarder euro (3,5 miljarder euro för kategori A, 1 miljard euro för kategori B och 10,5 miljarder euro för kategori C, se tabell 13). Som nämns i skälen 134 och 135 i beslutet om att inleda förfarandet och som framgår av tabell 13, uppger Belgien att

— de volymer som ligger till grund för takbeloppen baseras på den avfallsinventering som användes för CPN/CNV:s granskning av de kärntekniska avsättningarna 2022 samt ONDRAF/NIRAS och kärnkraftsoperatörens referensscenario för industrin (som är den aktuella bästa uppskattningen av volymen konditionerat kärnavfall och använt kärnbränsle som producerats [och kommer att produceras] av de sju kärnkraftverken i ett scenario utan långtidsdrift),

— takbeloppens värden erhålls genom att en riskpremie adderas till de befintliga kärntekniska avsättningarna.

b) Volymkrediter: Takbeloppet (engångsbelopp) per avfallskategori motsvarar en volymkredit för förutbestämda volymer, vilket ger kärnkraftsoperatören ett incitament att minimera produktionen av kärnavfall.

c) Volymjusteringsavgifter: När volymkrediten för en avfallskategori har utnyttjats fullt ut måste ett ytterligare belopp betalas för varje ytterligare volymkredit som behövs. Beloppen fastställs som det aritmetiska genomsnittet mellan i) takbeloppet för avfallskategorin dividerat med antalet volymkrediter för den kategorin och ii) marginalkostnaden för en ytterligare volymkredit.

d) Avtalsenliga kriterier för överföring: För varje typ av kärnavfallspaket har avtalsenliga kriterier för överföring fastställts som definierar de kriterier som varje avfallspaket och använt kärnbränsle måste uppfylla för att det ekonomiska ansvaret ska överföras till den offentliga enheten Hedera (se skäl 178). Ansvaret (och därmed förbundna kostnader) för att transportera radioaktivt avfall enligt de avtalsenliga kriterierna för överföring ligger kvar hos kärnkraftsoperatören.

(173) Som nämns i skäl 107 a och förklaras i detalj i avsnitten 3.4.5.1 och 3.4.5.2 i beslutet om att inleda förfarandet baseras inrättandet av ett tak på 15 miljarder euro på kärnkraftsoperatörens nuvarande kärntekniska avsättningar (basbeloppet) och en riskpremie. Belgien har klargjort att basbeloppet redan inkluderar marginaler för oförutsedda händelser, osäkerhetsfaktorer och andra risker som kan uppstå i samband med nedmontering, hantering av radioaktivt avfall och hantering av använt kärnbränsle. Bestämmelserna om utbetalning av takbeloppen förklaras i avsnitt 3.4.5.3 i beslutet om att inleda förfarandet och har inte ändrats.

(174) Belgien har klargjort att de takbelopp som ska överföras till den belgiska staten redan inkluderar alla historiska och beräknade framtida förpliktelser för kärnavfall (fram till det ursprungliga rättsliga slutdatumet för alla belgiska kärnkraftverk 2025). Allt kärnavfall och använt kärnbränsle som produceras, eller kommer att produceras, av de belgiska kraftverken under deras rättsliga livstid beaktas därför redan i takbeloppen.

(175) Belgien klargör också att den faktiska avfallsvolymen inte kommer att vara känd förrän avfallet har konditionerats och fysiskt överförts till den belgiska staten. Engångsbeloppet på 15 miljarder euro täcker därför endast de förutbestämda volymerna av det berörda avfallet (volymkrediterna) som överenskommits i genomförandeavtalet. Om den faktiska volymen av det berörda avfallet som produceras är större än volymkrediterna kommer Engie att betala en volymjusteringsavgift för varje ytterligare volymkredit (se skäl 133 i beslutet om att inleda förfarandet).

(176) På samma sätt kommer allt driftsavfall (*avfall från långtidsdriften*) och använt kärnbränsle (*använt kärnbränsle från långtidsdriften*) till följd av förlängningen av de två reaktorernas livslängd att finansieras av BE-NUC och Luminus för varje tillkommande avfallsmängd. För varje tillkommande mängd avfall från långtidsdriften och använt kärnbränsle från långtidsdriften kommer två betalningar att krävas:

a) Avfall från långtidsdriften: Kostnader för driftsavfall från långtidsdriften enligt definitionen i avtalet om drift och underhåll omfattar två typer av kostnader:

— betalning av hanteringskostnader för avfall från långtidsdriften som ska betalas till Electrabel för hantering, behandling och konditionering av driftsavfallet (*avfallshanteringstjänster för långtidsdriften*) för att förbereda ett paket med avfall från långtidsdriften,

— volymjusteringsavgifterna för avfall från långtidsdriften, som täcker betalningen av kostnader som uppstår efter överföringen av förpliktelser för kärnavfall till Hedera ([88]).

b) Tjänster för hantering av använt kärnbränsle från långtidsdriften: Slutkostnader för använt kärnbränsle kommer att betalas på grundval av en indexerad avgift för allt tillkommande använt kärnbränsle från projektet för långtidsdrift ([89]).

(177) Belgien klargör vidare att den finansiella modell som användes vid undertecknandet tar hänsyn till kostnaderna för hantering av avfall från långtidsdriften och använt kärnbränsle från långtidsdriften, eller slutkostnader, som beräknas till cirka 0,9 miljoner euro per patron (2022 års värden) varav cirka 0,3 miljoner per patron för lagring på plats och cirka 0,6 miljoner euro per patron för volymjusteringsavgiften för avfall från långtidsdriften, för använt kärnbränsle.

(178) Som förklaras i avsnitt 3.4.4 i beslutet om att inleda förfarandet skapade Belgien en ny offentlig *sui generis*-institution, Hedera, med ett dubbelt uppdrag som består av

a) förvaltning och säkring av de tillgångar som avsatts för finansiering av den belgiska statens långsiktiga åtaganden avseende kärnavfall och använt kärnbränsle,

b) uppföljning och kontroll av kostnaderna för hanteringen av de överförda förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle, under kontroll av en oberoende offentlig myndighet (CPN/CNV).

(179) Beloppen som Hedera tar emot för avfallstaket måste säkras och investeras för att generera den avkastning som krävs för att betala kostnaderna för hantering av det överförda avfallet när de uppstår. Hedera är en avskild fond som står under tillsyn av CPN/CNV, det särskilda nationella organet som spelar en nyckelroll för att säkerställa korrekt förvaltning, kontroll och användning av medlen ([90]). Detta återspeglas i Hederas dubbla roll och säkerställer att i) de mottagna beloppen är säkrade och genererar nödvändig avkastning ([91]), och ii) kostnaderna för hantering av

([88]) Sådana indexerade volymjusteringsavgifter för avfall från långtidsdriften ska betalas till Electrabel så snart ett paket med avfall från långtidsdriften produceras, eller när dess produktion har fastställts. En sådan avgift kommer att täcka lagringen av avfallet från långtidsdriften. Justeringsavgiften för avfall från långtidsdriften per avfallskategori föreskrivs redan i artiklarna 16–18 i Phoenix-lagen.

([89]) Avgiften består av i) alla kostnader för lagring på plats som Electrabel har haft fram till 2050 innan anläggningen överförs till den belgiska staten och ii) alla kostnader kopplade till ONDRAF/NIRAS efter överföringen som ska betalas till Hedera. Kostnaderna för lagring på plats har redan uppskattats per patron och volymjusteringsavgiften för använt kärnbränsle har fastställts och föreskrivs i artiklarna 16–18 i Phoenix-lagen.

([90]) Tillämpning av kommissionens rekommendation 2006/851/Euratom av den 24 oktober 2006 om förvaltning av finansiella resurser för avveckling av kärntekniska anläggningar och för omhändertagande av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall samt konventionen om säkerheten vid hantering av använt kärnbränsle och om säkerheten vid hanteringen av radioaktivt avfall.

([91]) För att se till att engångsbeloppet ökar tillräckligt över tid inrättas en investeringskommitté (med tre oberoende finansexperter, ordföranden för SPF Economie, den investeringsansvariga vid Hedera, en företrädare för den belgiska skuldbyrån och en företrädare för SPFIM) inom Hedera för att ge råd till Hederas ledningskommitté om bland annat investeringsstrategin och riskhanteringen.

avfall och använt kärnbränsle samt för de överförda förpliktelserna är tillräckligt kontrollerade ([92]). Dessutom måste de finansiella medlen vara tillräckligt avskilda från den belgiska statens allmänna budget (enligt Hedera-lagen) så att de endast används för att betala kostnaderna för långsiktig förvaring och slutförvaring, och inte kan användas för andra ändamål eller för att täcka framtida budgetunderskott.

(180) Belgien uppger att avtalet om avfallstak innehåller och åtföljs av andra riskreducerande åtgärder, bl.a. följande:

a) Inkludering av strikta avtalsenliga kriterier för överföring: Överföringen av förpliktelser för kärnavfall förutsätter att de avtalsenliga kriterierna för överföring efterlevs. Engångsbetalningen för avfallstaket sker före den faktiska överföringen av framtida kärnavfallspaket till den belgiska staten och är avhängig av att kärnkraftsoperatören respekterar de avtalsenliga kriterierna för överföring. Detta innebär att kärnkraftsoperatören förblir ansvarig för alla kostnader för kärnavfall i samband med bristande efterlevnad av de avtalsenliga kriterierna för överföring.

b) De avtalsenliga kriterierna för överföring fastställs på avfallsströmsnivå för avfall i kategori A, kategori B och kategori C: Även om volymkrediterna fastställs per avfallskategori föreskrivs efterlevnaden av de avtalsenliga kriterierna för överföring på avfallsströmsnivå. Detta begränsar den belgiska statens risk för att behöva hantera oförutsedda avfallsflöden i framtiden, samtidigt som kärnkraftsoperatören ges en säkerhet för de kommande årtiondena.

c) Avfall i kategori X: Som nämns i fotnot 69 i beslutet om att inleda förfarandet, och för att ytterligare skydda den belgiska staten mot oförutsedda avfallsflöden som kan uppstå vid nedstängningen av kärnreaktorerna, föreskriver avfallsavtalet också en mekanism för att hantera allt kärnavfall som inte hade identifierats per den 31 december 2022. Detta avfall kallas avfall i kategori X. En mekanism finns för att möjliggöra en överföring av avfall i kategori X efter överenskommelse om de finansiella och tekniska villkoren för överföringen.

d) Kunskapsbevarande och kapacitetsuppbyggnad för nationella aktörer: Kunskapsöverföringen från kärnkraftsoperatören till den belgiska myndigheten för hantering av kärnavfall (ONDRAF/NIRAS) har varit en viktig del av avfallsavtalet. Den belgiska staten har haft som prioritet att förvärva och bevara kärnkraftsoperatörens kunskaper innan den slutliga nedstängningen av dennes elproduktion 2035 och SF2-verksamheten 2050 ([93]). Överföringen av historiskt avfall sker i samband med överföringen av all tillgänglig information om de redan producerade avfallspaketen och all information om deras produktion, inbegripet men inte begränsat till tekniska rapporter, tekniska ritningar och modell som används för datorberäkningar. Man har enats om att ONDRAF/NIRAS och operatören redan vid stängningen måste ha kommit överens om en ram för sådan överföring. Kunskapsutbyte med och utbildning av ONDRAF/NIRAS-personal ses som ett gemensamt mål för att kärnkraftsoperatören och den belgiska staten ska kunna hantera kärnavfall och använt kärnbränsle säkert och långsiktigt. Långsiktigt bevarande av kunskaper inom kärnenergi och nationella aktörers kapacitetsuppbyggnad kommer att bidra till att hålla kostnaderna för långsiktig hantering av kärnavfall och använt kärnbränsle i linje med de antaganden som gjorts i avfallsavtalet.

([92]) Vart femte år ska ONDRAF/NIRAS lämna in en plan för godkännande till Hedera med uppgifter om de tjänster för vilka Hedera har tagit på sig det ekonomiska ansvaret, de resurser och de investeringar som krävs för att genomföra denna plan samt åtföljande kostnadsberäkningar. Hedera analyserar planen, ber CPN/CNV om rådgivning och godkänner (eller inte) femårsplanen. Varje år (under löptiden för en sådan femårsplan) lämnar ONDRAF/NIRAS in en detaljerad årsplan för det följande kalenderåret till Hedera för godkännande. Hedera godkänner planen, även här efter rådgivning från CPN/CNV. Dessutom kommer Hedera endast att betala de fakturor som ONDRAF/NIRAS har ställt till Hedera på villkor att i) begärda belopp stämmer överens med den tillämpliga femårsplanen och den detaljerade årsplanen, ii) begärda belopp motiveras av faktiskt resultat, och iii) begärda belopp avser de faktiska kostnaderna för den verksamhet som har bedrivits.

([93]) I enlighet med direktiv 2011/70/Euratom. Enligt detta direktiv ska medlemsstaterna planera för utbildning samt forskning och utveckling för att täcka behoven i det nationella programmet för hantering av använt kärnbränsle och hantering av radioaktivt avfall i syfte att erhålla, bibehålla och vidareutveckla nödvändig expertis och kompetens, och därigenom möjliggöra en säker långsiktig hantering av kärnavfall och använt kärnbränsle.

e) Tillsyn över de överförda medlen: Betalningen av takbeloppen är en engångsbetalning som ska täcka alla överförda kärntekniska förpliktelser fram till dess att slutförvaringslagret för kärnavfall i Belgien stängs efter år 2100. Det är således viktigt att kontrollera utgifterna och avkastningen på investeringarna av det överförda beloppet för att garantera att finansiella resurser finns, är tillgängliga och är tillräckliga för att täcka alla berörda finansiella skyldigheter. Den belgiska staten följde i detta avseende CPN/CNV:s yttrande på grundval av kommissionens rekommendation 2006/851/Euratom (se fotnot 93):

— Den offentliga fonden som förvaltar avsättningarna för kärnavfall, Hedera, är ett oberoende offentligt organ som rapporterar direkt till det belgiska parlamentet, vilket säkerställer öppenhet och oberoende.

— Hederas ekonomiska resurser är öronmärkta: De kan endast användas för det ändamål för vilket de skapades och förvaltas (se skäl 179).

— Hederas budgetplanering kontrolleras och övervakas av CPN/CNV.

— Hedera har en diversifierad och riskavert investeringspolitik som säkerställer en positiv avkastning på lång sikt.

— Hedera lämnar in sina kostnadsberäkningar till CPN/CNV för att säkerställa att ekonomiska resurser kan göras tillgängliga för ONDRAF/NIRAS i god tid.

f) Säkerhetspaket för kärntekniska förpliktelser utan tak: se avsnitt 3.3.2.4.

(181) Som anges i skäl 172 i beslutet om att inleda förfarandet medger Belgien att avtalet om kärnavfall har en positiv inverkan på kärnkraftsoperatörens riskprofil, eftersom en betydande del av dennes kärntekniska förpliktelser kommer att täckas av takbeloppen, och att denna alternativa riskprofil motiverar och kräver en översyn av åtgärdspaketet för att säkerställa säkerhet och övervakning av kärnkraftsoperatörens finansiella ställning: Engångsbetalningen på 15 miljarder euro till Hedera motiverar frigörandet av Electrabels icke-europeiska tillgångar från omfattningen av Electrabel (och den åtföljande övervakningen av CPN/CNV). Engie, som franskt moderbolag till Electrabel, kommer att säkerställa att minst 4 miljarder euro i tillgångar (värde på eget kapital per den 30 juni 2023) kommer att finnas kvar i Electrabel när avtalet mellan den belgiska staten och Electrabel ingås. Vidare ställer Engie en obegränsad och oåterkallelig moderbolagsgaranti vid första begäran för i) Electrabels skyldigheter vid nedläggning (vilket även omfattar risken att avsättningarnas värde är otillräckligt), ii) volymrisk inom ramen för taket och iii) återbetalning av (nuvarande eller framtida) lån hos Synatom.

(182) Belgien anser att de överförda förpliktelserna för kärnavfall och de ytterligare nedläggningsförpliktelserna till följd av projektet för långtidsdrift inte ger Electrabel och de bidragande företagen någon ekonomisk fördel, eftersom de på ett lämpligt sätt återspeglar risken för senare kostnadsfluktuationer som staten tar över och att risköverföringen är utformad på ett sådant sätt att en privat investerare skulle ha gått med på att bära den.

3.3.2.3 Ytterligare motiveringar avseende diskonteringsfaktorn och riskpremien

3.3.2.3.1 Diskonteringsfaktor

(183) Belgien uppger att de kärntekniska avsättningar som har samlats in av kärnkraftsoperatören/Synatom före avtalet om avfallstak beräknades med hjälp av en diskonteringsfaktor på 2,5 % för nedmonteringsverksamhet (inklusive nedmonteringsavfall) och en diskonteringsfaktor på 3 % för all verksamhet avseende använt kärnbränsle (enligt beslut av CPN/CNV under den treåriga översynen i slutet av 2022).

(184) Belgien klargör att användningen av två olika diskonteringsräntor för att beräkna avsättningarna (förpliktelser för nedmontering jämfört med förpliktelser för använt kärnbränsle) motiveras av skillnaden i tidsrymd och återspeglar pengars tidsvärde ([94]).

([94]) Avsättningar för nedmontering diskonteras till en diskonteringsränta på 2,5 % på grund av deras kortare tidshorisont (en period på 11,4 år). Däremot är avsättningarna för använt kärnbränsle föremål för en högre diskonteringsränta på 3 % på grund av den längre tidshorisonten (en period på 30 år).

(185) Som konstateras i skäl 198 innebär avtalet om avfallstak att endast förpliktelserna för överfört kärnavfall och använt kärnbränsle överförs till den belgiska staten, medan ansvaret för nedstängning och nedmontering kvarstår hos kärnkraftsoperatören (med undantag för negativa synergier som har orsakats av projektet för långtidsdrift, se skäl 199). Belgien uppger att en enda diskonteringsfaktor på 3 % (1 % realränta + 2 % inflation) därför behölls i beräkningen av nuvärdet av de överförda förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle, för att ta hänsyn till att förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle har en längre varaktighet än förpliktelserna för nedläggning (se skäl 148 i beslutet om att inleda förfarandet).

(186) Belgien bad om råd från CPN/CNV om den lämpligaste diskonteringsfaktorn för beräkning av avfallstaket ([95]). Som nämns i skäl 149 i beslutet om att inleda förfarandet föreslog CPN/CNV att diskonteringsfaktorn för förpliktelser för kärnavfall/nedläggning och använt kärnbränsle skulle justeras genom att tillämpa en tvåstegsmetod där man använder en diskonteringsfaktor baserad på den faktiska 30-åriga OLO-räntan på 3,17 % under de första 30 åren, och en diskonteringsfaktor på 2,17 % på grundval av en uppskattning av den riskfria räntan baserat på OLO-räntan under de 30 åren därefter.

(187) Belgien påminner om att förhandlingsperioden var lång (1,5 år) och att valet av en enda diskonteringsfaktor på 3 % motiverades av behovet av en viss grad av förutsägbarhet när det gäller den diskonteringsfaktor som användes i förhandlingarna med Engie. Detta eftersom diskonteringsfaktorn har en direkt inverkan på beräkningen av det engångsbelopp som ska överföras. Belgien förklarar att den metod som CPN/CNV använde i sitt råd från 2023 senare användes, tillsammans med den långsiktiga jämviktsräntan från Europeiska försäkrings- och tjänstepensionsmyndigheten (Eiopa) ([96]) som en efterhandsbekräftelse på att diskonteringsfaktorn på 3 % var ett försiktigt val av långsiktig ränta.

(188) För det första begärde Belgien att en oberoende konsult skulle beräkna den ”enhetliga” diskonteringsfaktorn som skulle motsvara CPN/CNV:s tvåstegsmetod, med hjälp av de riskfria räntesatser som föreslagits av CPN/CNV samt med hjälp av andra uppgifter gällande OLO-räntan ([97]). Analysen visar att den metod som föreslagits av CPN/CNV är särskilt känslig för perioden som används i beräkningen. Tvåstegsmetoden ger t.ex. en likvärdig diskonteringsfaktor på 2,8 % om man använder de riskfria räntesatser som föreslagits av CPN/CNV, en likvärdig ränta på 3,1 % om man använder CPN/CNV-metoden med de uppgifter om OLO-räntan som fanns tillgängliga vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet och en likvärdig ränta på 3,2 % vid tidpunkten för undertecknandet av genomförandeavtalet. Som framgår av tabell 14 ger den tvåstegsmetod som CPN/CNV föreslår två likvärdiga diskonteringsräntor med en skillnad på 40 baspunkter vid användning av två olika tidsperioder som bara är nio månader från varandra.

(189) För det andra visar tabell 14 även jämförelsen med Eiopas långsiktiga jämviktsränta eftersom Eiopa-referensen också användes i det prejudicerande tyska ärendet (SA.45296 ([98])) där man fann att en diskonteringsfaktor på 4,58 % var proportionell.

([95]) Råd från CPN/CNV till energiministern av den 7 mars 2023, s. 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 offentliggör riskfria basräntesatser för durationerna varje månad. Försäkringsbolag inom EES använder sig av dessa för att värdera sina skulder enligt Solvens II-regelverket. Eiopa-kurvan är avkastningskurvan för den riskfria räntan för löptider på upp till 150 år för EES-länderna. Räntesatserna för löptider på upp till 20 år beräknas på grundval av swapräntor (dvs. de fasta räntor till vilka marknadsaktörer är villiga att byta rörliga ränteförpliktelser). Räntesatserna för längre löptid extrapoleras och konvergerar mot den långsiktiga jämviktsräntan på mycket lång sikt.

([97]) Se meddelandet utarbetat av Compass Lexecon av den 28 november 2024: *Response to the EC concerns on discount rate - 281124*.

([98]) Kommissionens beslut av den 16 juni 2017, SA.45296 (2017/N), Tyskland, *Transfer of Radioactive Waste and Spent Nuclear Fuel Liabilities in Germany* (EUT C 254, 4.8.2017, s. 1).

Tabell 14

CPN-likvärdig ränta och Eiopas ränteutveckling sedan CPN:s råd från mars 2023

	CPN/CNV:s råd 7 mars 2023	Underskrift 13 december 2023	Anmälan 21 juni 2024	Beslutet om att inleda förfarandet 22 juli 2024
CPN/CNV-likvärdig ränta	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
Långsiktig jämviktsränta	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Källa: Analys av Compass Lexecon på grundval av data från investing.com.

(190) Som framgår av tabell 14 hamnar den valda diskonteringsfaktorn på 3 % mellan

a) CPN/CNV:s förslag vid tidpunkten för CPN:s råd till energiministern (7 mars 2023), som betraktas som en lägre gräns, och

b) den långsiktiga jämviktsräntan, som betraktas som en mer optimistisk referens ([99]).

(191) Dessutom förefaller faktorn på 3 % vara mer konservativ än CPN/CNV:s förslag och den långsiktiga jämviktsräntan vid tidpunkten för undertecknandet av avtalet och därefter.

(192) Belgien hävdar vidare att en diskonteringsfaktor på 1 % i reala termer framstår som försiktig i jämförelse med den avkastningsgrad som Hedera kan förvänta sig med användning av en lämplig tillgångs- och skuldstrategi. Som ett jämförande exempel hänvisar Belgien till EDF:s särskilda tillgångsportfölj för säkerställande av säker finansiering av dess långsiktiga kärntekniska förpliktelser, som beskrivs i EDF:s universella registreringsdokument 2023 ([100]). Portföljen förvaltas enligt en tillgångs- och skuldstrategi och består av en portfölj med diversifierade tillgångar som är jämförbar med beskrivningen av den hypotetiska portfölj som ska förvaltas av Hedera, för vilken en jämförbar avkastning därför rimligen kan antas.

(193) Slutligen utgår Belgien vid beräkningen av avfallstaket från en konstant inflationstakt på 2 %, vilket är Europeiska centralbankens (ECB) uttryckliga långsiktiga inflationsmål. ECB anser att konsumentprisindex (KPI) är ett lämpligt mått på inflationen. Som nämns i skäl 150 b i beslutet om att inleda förfarandet uttryckte CPN/CNV farhågor om att den faktiska inflationen på kärntekniska byggkostnader (baserat på ABEX-index) kan vara högre än inflationen enligt KPI. Belgien gör gällande att ECB:s inflationsmål på 2 % är det korrekta inflationsmåttet för beräkningen av avfallstaket, av följande skäl:

a) För det första hävdar Belgien att ABEX-indexet omfattar kostnaderna för byggnation av bostäder och bostadsbyggnader i Belgien och således endast är ett svagt indirekt mått på kärntekniska byggkostnader med tanke på de väsentliga skillnaderna mellan uppförande av kärnkraftsanläggningar och bostäder. Belgien tillägger dessutom att riskerna för kostnadsupptrappning gällande framtida kärntekniska anläggningar för hantering av kärnavfall ingår i de oförutsedda händelserna i ONDRAF/NIRAS scenario för industrin, och därmed ingår i basbeloppet.

b) För det andra anser Belgien att den historiska utvecklingen av ABEX-indexet inte skiljer sig väsentligt från den inflation som mäts med KPI-indexet och att skillnaderna mellan de två måtten styrs av ett antal faktorer, t.ex. energi- och råvarukostnader, arbetskraftskostnader och efterfrågan på byggnation. Belgien hävdar att dessa skillnader är situationsberoende och inte strukturella.

(194) Av de skäl som anges ovan anser Belgien att diskonteringsfaktorn på 3 % är en lämplig och försiktig ränta för diskontering av långfristiga skulder.

([99]) Eiopa-metoden tillhandahåller endast marknadsvillkor för korta löptider (upp till 20 år). Efter denna löptid baseras metoden inte på swapräntor utan på historiska genomsnitt som inte nödvändigtvis återspeglar den aktuella ekonomiska verkligheten, vilket kan leda till en betydande underskattning av långfristiga skulder. Den långsiktiga jämviktsräntan är därför en proxyvariabel för den mycket långsiktiga riskfria räntan i nominella termer som är lämplig för pensionsfonder. Med tanke på hur länge de kärntekniska förpliktelserna varar och det faktum att en initial premie betalas för att täcka dessa förpliktelser utan att man förväntar sig ytterligare bidrag (till skillnad från pensionsfonder) är detta dock inte nödvändigtvis relevant i det aktuella fallet.

([100]) I det universella registreringsdokumentet 2023 (s. 354) konstaterar EDF att den förväntade avkastningsgraden för denna portfölj under de kommande 20 åren är högre än den avkastningsgrad på 4,5 % som EDF använder för att diskontera sina kärntekniska förpliktelser, vilken är 1,5 procentenheter högre än den diskonteringsränta som Belgien tillämpar.

3.3.2.3.2 Riskpremie

(195) Som anges i skäl 153 i beslutet om att inleda förfarandet uppger Belgien att en riskpremie på 5 185 miljoner euro har lagts till basbeloppet på 9 815 miljoner euro för att täcka återstående osäkerhetsfaktorer. Som anges i skäl 154 i beslutet om att inleda förfarandet grundar sig riskpremien på en teknisk anmärkning från ONDRAF/NIRAS ([101]) som analyserar osäkerheter och risker i samband med överföringen av finansiella förpliktelser för hanteringen av kärnavfall och använt kärnbränsle från de sju belgiska kärnkraftverken till den belgiska staten (se fotnot 80 i beslutet om att inleda förfarandet). Som anges i skäl 156 i beslutet om att inleda förfarandet gör Belgien gällande att riskpremien på 52,83 % är tillräcklig och överstiger den riskpremie på 35,47 % som användes i det tyska ärendet (SA.45296 [se fotnot 101]).

(196) Utöver de förtydliganden gällande riskpremien som anges i skäl 154 i beslutet om att inleda förfarandet har Belgien under den formella granskningen förtydligat hur riskpremien beräknades på grundval av ONDRAF/NIRAS tekniska anmärkning. tabell 15 innehåller detaljerade förtydliganden om riskpremien och dess sammansättning som gav beloppen 5 033 miljoner euro och 5 133 miljoner euro som lägre respektive övre gräns. Som en del av förhandlingarna om avtalet om avfallstak har riskpremien fastställts till ett något högre belopp på 5 185 miljoner euro för att komma fram till en engångsbetalning på 15 miljarder euro (se tabell 13).

Tabell 15

Detaljerad sammansättning och beräkning av riskpremien

Riskpremiens komponenter (belopp i miljoner euro)	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Beskrivning
Godtagbarhet för kat. A-avfall	900			Allt avfall som uppfyller de avtalsenliga kriterierna för överföring för kat. A-avfall kan överföras som kat. A-avfall till den belgiska staten och kommer sannolikt att lagras i förvaringsanläggningen för kat. A. För att täcka risken att en del av detta avfall inte skulle kunna bringas i överensstämmelse med acceptanskriterierna för kat. A följde dock den belgiska staten ONDRAF/NIRAS rekommendation om att ta vederbörlig hänsyn till denna risk, som initialt inte ingick i 2022 års kärnenergibestämmelser, vilket innebär ett antal steg såsom efterbehandling av avfallet, ytterligare forskning och utveckling, ändring av konstruerade barriärer för ytförvaring för att anpassa lagringen till de specifika egenskaperna hos problematiskt avfall samt omvandling av avfall för att anpassa det till lagring. Denna del av riskpremien hör ihop med beloppet för riskpremiens komponent ”Överföring av regleringsrisk kat. A->kat. B”.
Risker kopplade till förvaringsanläggningar	500			Skillnaden mellan referensscenariot och beloppet som tar hänsyn till kvarstående risker och osäkerhetsfaktorer.
Överföring av regleringsrisk kat. A -> kat. B	500	-500		Avfall som uppfyller de avtalsenliga kriterierna för överföring för kat. A-avfall kan överföras som kat. A-avfall till den belgiska staten (BeGoV) för bortskaffning vid förvaringsanläggningen för kat. A. För att täcka risken att en del av detta avfall inte överensstämmer med acceptanskriterierna för kat. A och måste bortskaffas med geologisk slutförvaring innehåller dock riskpremium för kat. A en komponent för att täcka denna risk. Den hör ihop med riskpremiebeloppet för ”Godtagbarhet för kat. A-avfall”.
Anläggning för förvaring av använt bränsle (torrt scenario i stället för DE-byggnad).			-367	För att minska risken vid överföring av använt bränsle till den belgiska staten i uttjänta anläggningar måste Electrabel ersätta ”DE-byggnaden” (dvs. anläggningen för förvaring av använt bränsle i Tihange) och överföra avfallet i stabil form. Motsvarande bestämmelse om ersättning av DE-byggnaden, inklusive bestämmelserna om drift av den fram till 2050 och avveckling av den efteråt, kan därför uteslutas från överföringen till den belgiska staten.
Lagerbyggnad B-avfall		-100		Lagerbyggnaden TSC har uteslutits från avfallstaket på grund av osäkerhet kopplat till dess konstruktionskrav. Kostnaderna för denna byggnad hade inte inkluderats ännu i 2022 års kärnenergibestämmelser.
Kombinerade kostnadsöverskridanden och det alternativa scenariot på 600 m (avfallskategorierna B och C).				ONDRAF/NIRAS uppskattning av riskerna i samband med ett alternativt scenario på 600 m grundades på en expertbedömning (x 1,21) och inte på en sannolikhetsmodell. Den belgiska staten använde sig därför av expertbedömningen för att beakta såväl sannolikhetsnivån vid 70-percentilen (P70) som kostnadsöverskridanden förknippade med det alternativa 600 m-scenariot för vilket det inte fanns någon P70-beräkning, för att fastställa ett kostnadsscenario för P70 som diskonterades med 3 % (med hänsyn till att 400 m-scenariot hade godkänts av ONDRAF/NIRAS och CPN/CNV samt med hänsyn till att sannolikhetsfördelningarna gällande kostnaden för det alternativa 600 m-scenariot är okända och att båda instituten ansåg att detta scenario var ”mer osannolikt än sannolikt”). Detta ledde till en övre och en nedre gräns för uppskattningen av riskpremien. Detta belopp inkluderar en avsättning på 10 % för FoU.
Nedre gräns		4100		
Övre gräns		4200		
Total riskpremie				
Nedre gräns		**5033**		
Övre gräns		**5133**		

Källa: De belgiska myndigheternas svar på kommissionens begäran om upplysningar av den 1 oktober 2024.

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

(197) Belgien uppger att ONDRAF/NIRAS yttrande i den tekniska anmärkningen innehåller en förteckning över risker i samband med överföringen av kärntekniska förpliktelser till den belgiska staten, som med hjälp av ONDRAF/NIRAS sakkunniga lades till i 2022 års avsättningsdokument för att uppskatta vilken minsta riskpremie som krävs för att täcka alla kända risker. Belgien hävdar därför att riskpremien i avtalet om avfallstak är avsedd att täcka alla de risker som identifierats som ”mer osannolika än sannolika” i ONDRAF/NIRAS anmärkning samt de ytterligare risker som identifierats under förhandlingarna genom samverkan med Electrabel och från de sakkunnigas yttranden. Slutligen erinrar Belgien om att sakkunniga från ONDRAF/NIRAS deltog i förhandlingarna om avtalet om avfallstak för att hjälpa den belgiska regeringen att ta hänsyn till deras rekommendationer i den tekniska anmärkningen från mars 2023.

3.3.2.4 Förpliktelser för nedläggning och nedmontering

(198) Som nämns i skäl 163 i beslutet om att inleda förfarandet är kärnkraftsoperatören, till skillnad från vad som är fallet gällande det överförda kärnavfallet och förpliktelserna avseende använt kärnbränsle, ensamt ansvarig för nedläggning och nedmontering av hela kärnkraftsparken (där de bidragande företagen bidrar ekonomiskt till kostnaderna för nedläggning och nedmontering). Förpliktelserna för nedläggning och nedmontering har således inget tak.

(199) Som en del av transaktionen tog den belgiska staten emellertid ekonomiskt ansvar för ”ytterligare nedläggningsförpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift”, eller ”negativa synergier vid nedläggning”. De två huvudkategorier som beaktas är kostnadsökningar efter driftsfasen (drifts- och projektkostnader) och kostnaderna för nedläggning och nedmontering som orsakas av projektet för långtidsdrift (drifts-, projekt- och investeringskostnader). Exempel på vad dessa negativa synergier vid nedläggning konkret består av finns i fotnoterna 85 och 86 i beslutet om att inleda förfarandet. Det slutliga beloppet för ”negativa synergier vid nedläggning” följer av utvärderingen av effekterna av projektet för långtidsdrift och täcker inte några driftskostnader kopplade till daglig ledning eller vanlig verksamhet. Det slutliga beloppet för ”negativa synergier vid nedläggning” följer av utvärderingen av hur projektet för långtidsdrift påverkar olika kostnadsunderkategorier, eftersom den flyttade nedläggningen av de två reaktorerna påverkar planering, organisation, tidsstyrning och behov av vissa investeringar vid en given tidpunkt ([102]). Varken BE-NUC eller den belgiska staten bär något ytterligare ansvar för nedläggningsförpliktelser.

(200) Som förklaras i skäl 168 i beslutet om att inleda förfarandet rådde det oenighet mellan Electrabel och den belgiska staten gällande beloppet för de negativa synergierna, och CPN/CNV fick därför i uppdrag att fatta beslutet; det slutliga beloppet var ännu inte känt vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet. Den 24 juni 2024 godkände CPN/CNV beloppet [100–500] miljoner euro (i nominella termer) och den 16 oktober 2024 underrättade CPN/CNV Belgien och Engie om att det slutliga belopp som skulle betalas uppgick till [100–500] miljoner euro i slutet av 2024 ([103]). Beloppet för de negativa synergierna vid nedläggning som den belgiska staten ska betala är ett fast engångsbelopp som inte kan höjas om merkostnaderna blir högre än planerat; den belgiska staten kommer dock att ersättas om projektet för långtidsdrift inte genomförs som förväntat.

(201) Belgien uppger att avfallsavtalet också innehåller ett omfattande säkerhetspaket för att garantera att kärntekniska förpliktelser utan tak bärs av en ekonomiskt livskraftig kärnkraftsoperatör:

a) De ökade nedläggningsförpliktelserna (för de två reaktorerna och för de andra enheterna) som följer av projektet för långtidsdrift och som den belgiska staten fortfarande ansvar för är en slutgiltig engångsbetalning som garanterar att alla nedläggnings- och nedmonteringsrisker ligger kvar hos kärnkraftsoperatören (se skäl 200).

b) De kärntekniska förpliktelserna utan tak omfattas fortfarande av CPN/CNV:s tillsyn på samma sätt som före avfallsavtalet (dvs. en treårig granskning av nedläggningskostnader, investeringar osv.).

([102]) Belgien uppger att den inverkan projektet för långtidsdrift har på det befintliga nedläggningsprogrammet kan vara negativ (negativ synergi) eller positiv (synergi). Det totala beloppet har beräknats vara negativt (negativa synergier), men även positiva effekter har beaktats.

([103]) Om transaktionen avslutas senare än den 31 december 2024 kommer beloppet att höjas med [0–0,500] miljoner euro per månad för att motsvara en ökning på [0–5] % per år.

c) Bland annat vidtas följande åtgärder för att säkerställa kärnkraftsoperatörens ekonomiska bärkraft:

— Ett säkrat bestånd av tillgångar som stannar kvar inom Electrabel (se skäl 181).

— Minskade tröskelvärden för ekonomiska beslut som omfattas av godkännande från CPN/CNV (se skäl 175 i beslutet om att inleda förfarandet).

— Villkor för koncerninterna lån.

— Moderbolagsgaranti (se skälen 57 och 174 i beslutet om att inleda förfarandet).

— Utökade informationskrav.

3.3.2.5 Avfallsavtalets inverkan på de finansiella åtgärderna i komponent 1

(202) Belgien hävdar att avfallsavtalet kan bedömas separat från övriga delar av stödåtgärden.

(203) För det första uppger Belgien att avfallsavtalet inte bara gäller de två reaktorerna, utan alla sju kärnreaktorer i Belgien. De kärntekniska avsättningar som ligger till grund för takbeloppen tar hänsyn till alla kärntekniska avsättningar som ska göras fram till de ursprungliga rättsliga slutdatumen för de sju kärnreaktorerna (se tabell 1).

(204) För det andra, som nämns i skäl 170 i beslutet om att inleda förfarandet, kommer kostnaderna för driftsavfall och använt kärnbränsle som har producerats av de två reaktorerna under långtidsdriften att betalas av de två reaktorernas delägare (BE-NUC och Luminus), vilket inbegriper kostnaderna för att göra driftsavfallet förenligt med de avtalsenliga kriterierna för överföring samt en volymjusteringsavgift för dessa ytterligare volymer. Electrabel och de bidragande företagen kommer att fastställa avsättningar för radioaktivt driftsavfall i enlighet med tillämpliga redovisningsregler. Dessa ytterligare kostnader återspeglas i den finansiella modell som användes vid undertecknandet, som ligger till grund för de finansiella stödåtgärderna i komponent 1 i projektet för långtidsdrift, och beaktas således vid kalibreringen av delåtgärderna i komponent 1.

(205) För det tredje förblir kärnkraftsoperatören ansvarig för nedläggningen och nedmonteringen av alla sju kärnreaktorer i Belgien. Dessa kostnader återspeglas varken i avfallsavtalet eller i den finansiella modell som användes vid undertecknandet. Ett undantag görs för de ökade nedläggningsförpliktelserna (för de två reaktorerna liksom för de andra enheterna) som följer av projektet för långtidsdrift, för vilka ett fast engångsbelopp fastställdes och godkändes av CPN/CNV, och som de belgiska myndigheterna kommer att betala som en engångssumma. Beloppet för dessa negativa synergier har beaktats i den finansiella modell som användes vid undertecknandet.

3.3.3 *Komponent 3: Rättsligt skydd*

(206) Som anges i avsnitt 3.5 i beslutet om att inleda förfarandet innehåller avtalet mellan den belgiska staten och Engie även bestämmelser om rättsligt skydd, där riskdelningen vid vissa framtida lagändringar definieras. Kapitel 4 i Phoenix-lagen utgör den rättsliga grunden för att skydda Engie mot vissa lagändringar. Förhållandet mellan parterna när det gäller skadeersättning om dessa lagändringar skulle ske kommer dock endast att regleras av bestämmelserna i genomförandeavtalet.

(207) I dessa bestämmelser som ingåtts med Engie och Electrabel föreskrivs att om den belgiska federala regeringen eller det belgiska federala parlamentet antar nya förordningar som specifikt rör kärnkraftsoperatörer i Belgien eller Electrabels kärntekniska verksamhet, och som har en negativ inverkan på transaktionens materiella villkor, ska den belgiska staten ersätta Engie (eller ett av de berörda företagen i Engiekoncernen) för de direkta förluster som det faktiskt ådrar sig till följd av detta. Detta inbegriper även de betalningar som Engie måste göra till Luminus inom ramen för denna ersättning. I enlighet med belgisk lagstiftning måste den sökande bevisa sin fordran och ersättningsbeloppet ska fastställas av en domstol eller i ett skiljedomsförfarande. Belgiska domstolar är behöriga, men det finns ett ömsesidigt skiljedomsalternativ i form av Uncitrals skiljedomsförfarande.

(208) Denna bestämmelse är inte tillämplig om lagändringen sker på grund av införlivande av europeisk eller internationell rätt, såvida inte den belgiska federala regeringen eller det belgiska federala parlamentet har föranlett eller aktivt främjat förekomsten av och innehållet i sådan lagstiftning på en annan nivå (internationell, överstatlig, europeisk regional, kommunal osv.), eller har föranlett eller aktivt främjat ett rättsligt beslut.

(209) Som anges i skäl 180 i beslutet om att inleda förfarandet hävdar Belgien att kommissionens beslutspraxis tyder på att skydd mot lagändringar kan utgöra statligt stöd. Belgien hänvisar i detta avseende till kommissionens beslut om förlängning av livslängden för tre andra kärnreaktorer i Belgien, där kommissionen granskade skadeståndsklausulerna i avtalen mellan den belgiska staten och kärnkraftverkens ägare. Belgien drar därför slutsatsen att avtalet om rättsligt skydd mellan den belgiska staten och Engie kan innebära att Engie beviljas en selektiv ekonomisk fördel.

3.3.4 *Alternativa finansieringsalternativ*

(210) Belgien gör gällande att förlängningen av de två kärnreaktorernas livslängd kräver ett särskilt stödpaket på grund av den specifika ekonomiska situationen och kärnenergins specifika riskprofil.

(211) Som anges i skäl 22 i beslutet om att inleda förfarandet har Electrabel inte gjort några avsättningar för långtidsdriften eftersom planen för alla belgiska kärntekniska tillgångar fram till mars 2022 var att de skulle läggas ned senast 2025, i enlighet med lagen om avveckling av kärnkraft. Till följd av beslutet om förlängning av livslängden för Doel 4 och Tihange 3 fanns ett brådskande behov av att renovera de två reaktorerna. Med tanke på den snäva tidsplanen och de ökade kostnaderna för bränsle och andra nödvändiga delar under de senaste åren är osäkerheten kring investeringskostnaderna för projektet för långtidsdrift betydande.

(212) De belgiska myndigheterna har undersökt alternativa stödmekanismer, t.ex. deltagande av kärnteknik i den belgiska kapacitetsmekanismen, en fast inmatningspremie, ett enkelriktat differenskontrakt eller en modell med en regleringsmässig tillgångsbas.

(213) Enligt de belgiska myndigheterna ansågs dessa alternativ, givet de marknadsmisslyckanden som nämns i avsnitt 3.1, vara mindre lämpliga för att stödja projektet för långtidsdrift av följande skäl:

a) Det potentiella finansieringsunderskottet och den specifika riskprofilen för de två reaktorerna kan inte hanteras på lämpligt sätt genom deltagande i kapacitetsmekanismen eftersom i) kapacitetsmekanismen består av ett konkurrensutsatt förfarande med årliga auktioner som per definition innebär ett osäkert resultat för deltagarna, vilket är oförenligt med Belgiens val att ha kärnkraft som en del av sin energimix, ii) ersättningen genom dessa auktioner är oförenlig med tidpunkten för förlängningen av livslängden, där investeringarna måste inledas så snart som möjligt för att de två reaktorerna ska vara tillgängliga igen senast november 2025, iii) kapacitetsmekanismen endast löser finansieringsunderskottet i investeringsprojektet utan att ta hänsyn till de specifika risker som kärnkraftsoperatören är utsatt för.

b) En fast inmatningspremie skulle betala samma belopp för varje enhet el (oavsett prisnivå i grossistledet), vilket skulle kunna leda till över- eller underkompensation och innebära en alltför stor kvarstående marknadsrisk för operatören.

c) Ett enkelriktat differenskontrakt skulle inte kräva att producenterna betalar tillbaka marknadsintäkter utöver lösenpriset, vilket skulle möjliggöra eventuell överkompensation.

d) En modell med en regleringsmässig tillgångsbas för kärnkraftsenheter är bättre lämpad för nya investeringar i kärnkraftskapacitet, för att minska risken under byggperioden och vid stora kapitalutgifter.

(214) Belgien uppger att det dubbelriktade differenskontraktet i kombination med de andra delåtgärderna i stödpaketet ger det stöd som krävs till en lägre kostnad för konsumenterna jämfört med alternativa ersättningsmekanismer.

3.4 **Stödmottagare**

(215) Som anges i skäl 181 i beslutet om att inleda förfarandet är de slutliga stödmottagarna för den anmälda åtgärden i) Engie, som moderbolag till Electrabel, ensam operatör och delägare till de två reaktorerna (89,807 %), och som direkt part i det genomförandeavtal som ingåtts med den belgiska regeringen, samt ii) EDF S.A. (EDF) som yttersta moderbolag till Luminus, delägare i de två reaktorerna (10,193 %) och en del av de bidragande företagen, och, i egenskap av moderbolag till EDF Belgium, som en del av de bidragande företagen. Kommissionen har under det formella granskningsförfarandets gång inte funnit några skäl att ändra sin bedömning av de huvudsakliga stödmottagarna.

(216) Kommissionen instämmer dock i Belgiens synpunkt när det gäller identifieringen av stödmottagarna för komponent 1 i åtgärden. Belgien hävdade särskilt i sina kommentarer till beslutet om att inleda förfarandet att BE-NUC (samriskföretaget mellan den belgiska staten och Electrabel) och Luminus, snarare än Electrabel och Luminus, är direkta stödmottagare när det gäller differenskontraktet, lånen för nedstängningskostnader, betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt rörelsekapitalfaciliteten. Electrabel, som aktieägare i BE-NUC och nuvarande delägare i de två reaktorerna, kan ändå betraktas som en viktig stödmottagare av dessa delåtgärder i komponent 1. När det gäller de andra delåtgärderna i komponent 1, som ger stöd till drift och underhåll av de två reaktorerna, är Electrabel en direkt stödmottagare i egenskap av kärnkraftsoperatör och aktieägare i BE-NUC tillsammans med den belgiska staten, medan Luminus är en indirekt stödmottagare i egenskap av delägare till de två reaktorerna. Enligt punkterna 115 och 116 i kommissionens tillkännagivande om begreppet stöd kan en fördel även beviljas ett annat företag än de till vilka statligt stöd överförs direkt (indirekt fördel). Luminus drar nytta av kombinationen av delåtgärder i komponent 1 genom minskade operativa risker och insolvensrisker för projektet för långtidsdrift, utan att Luminus är direkt involverat i dessa delåtgärder. Luminus kan därför anses få en indirekt fördel av dessa delåtgärder. Denna indirekta fördel är inte tillämplig på avtalet om energiförvaltningstjänster eftersom Luminus äger sin andel av den el som produceras av de två reaktorerna och kommer att förvalta försäljningen av elen oberoende, och inte heller på avtalet om administrativa tjänster som ska ingås mellan Electrabel och BE-NUC.

(217) När det gäller komponent 2 i den anmälda åtgärden gynnar överföringen av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle samt avtalet om nedläggningsförpliktelser kärnkraftsoperatören, Electrabel, liksom Luminus och EDF Belgium i deras roll som bidragande företag som tillsammans med kärnkraftsoperatören är ekonomiskt ansvariga för förpliktelserna för kärnavfall och nedläggning.

(218) När det gäller komponent 3 i den anmälda åtgärden föreskrivs det i det rättsliga skyddet att ensidiga åtgärder som antas av den belgiska staten och som särskilt påverkar eller gäller operatörer av kärnkraftsenheter i Belgien, och som negativt ändrar transaktionens materiella villkor, skulle ge rätt till ersättning. De direkta stödmottagarna är därmed Engie som moderbolag till Electrabel, operatör (och delägare) av kärnreaktorerna i Belgien, samt BE-NUC. På samma sätt som för några av delåtgärderna i komponent 1 är Luminus inte direkt involverat i de rättsliga skyddsåtgärderna enligt komponent 3, men ges en indirekt fördel eftersom även Luminus skulle erhålla ersättning vid rättsliga ändringar som påverkar projektet för långtidsdrift (se avsnitt 3.3.3). Luminus är därför indirekt stödmottagare av komponent 3 i åtgärden.

3.5 **Rättslig grund och insyn**

(219) Som förklaras i avsnitt 3.7 i beslutet om att inleda förfarandet kräver projektet för långtidsdrift ett antal lagändringar, som sammanfattas i detta avsnitt.

3.5.1 *Ändring av lagen om avveckling av kärnkraft*

(220) Lagen om avveckling av kärnkraft organiserar sedan 2003 den gradvisa utfasningen av elproduktionen genom kärnkraft i Belgien och har redan ändrats tre gånger för att möjliggöra en förlängning av livslängden för Tihange 1, Doel 1 och Doel 2.

(221) Den tioåriga förlängningen av livslängden för Doel 4 och Tihange 3 kräver ytterligare en ändring av lagen om avveckling av kärnkraft. Dessa ändringar har genomförts genom lagen om ändring av lagen om avveckling av kärnkraft, som godkändes av parlamentet i plenum den 18 april 2024, undertecknad av kungen den 26 april 2024 och offentliggjord i Belgiens officiella kungörelseorgan den 5 juni 2024.

(222) I enlighet med Europaparlamentets och rådets direktiv 2011/92/EU ([104]), rådets direktiv 92/43/EEG ([105]) och Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/147/EG ([106]) uppger Belgien att en miljökonsekvensbedömning med gränsöverskridande samråd ([107]) krävs och har genomförts.

3.5.2 *Phoenix-lagen*

(223) De olika delarna av projektet för långtidsdrift genomförs genom en separat lag för att garantera försörjningstryggheten inom energisektorn och reformera kärnenergisektorn, även kallad Phoenix-lagen. En detaljerad beskrivning av de olika kapitlen i Phoenix-lagen finns i skäl 191 i beslutet om att inleda förfarandet. Phoenix-lagen godkändes av parlamentet i plenum den 18 april 2024 och undertecknades av kungen den 26 april 2024. Den offentliggjordes i Belgiens officiella kungörelseorgan den 5 juni 2024.

3.5.3 *Lagar om den belgiska regeringens struktur*

(224) Som anges i skäl 193 i beslutet om att inleda förfarandet har den belgiska staten inrättat två nya offentliga organ som kommer att ta på sig vissa ansvarsområden i samband med projektet för långtidsdrift:

a) BE-WATT: En självständig tjänst med bokföringsmässig självständighet, inrättad genom BE-WATT-lagen, som kommer att bli den belgiska regeringens aktieägare i BE-NUC och motparten i ersättningsavtalet.

b) Hedera: En ny offentlig sui generis-institution med status som juridisk person, införlivad genom Hedera-lagen, som tar över det ekonomiska ansvaret för de överförda förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle, och förvaltar takbeloppen.

(225) BE-WATT-lagen och Hedera-lagen godkändes av parlamentet i plenum den 18 april 2024 och undertecknades av kungen den 26 april 2024. De offentliggjordes i Belgiens officiella kungörelseorgan den 5 juni 2024.

3.5.4 *Kungliga dekret*

(226) För det första regleras tillstånd för anläggningar som konditionerar kärnavfall i det kungliga dekretet om tillstånd. Detta kungliga dekret har ändrats för att tillåta att tillstånd ges till konditioneringsanläggningar som konditionerar kärnavfall i enlighet med de avtalsenliga kriterierna för överföring. En separat kategori kommer att införas för tillstånd för konditioneringsanläggningar som uppfyller de avtalsenliga kriterierna för överföring. Det antogs den 11 juli 2024 och offentliggjordes i Belgiens officiella kungörelseorgan den 15 juli 2024.

(227) För det andra fastställer det kungliga dekretet om avtalsenliga kriterier för överföring de avtalsenliga kriterierna för överföring och kategoriseringen av avfallspaketen, samt hur de förbrukar volymkrediten. Det antogs den 11 juli 2024 och offentliggjordes i Belgiens officiella kungörelseorgan den 15 juli 2024.

3.6 **Budget och finansiering**

(228) Belgien kommer att finansiera det totala finansieringsbehovet för projektet för långtidsdrift via den allmänna statsbudgeten, inbegripet eventuella återbetalningar från det dubbelriktade differenskontraktet.

([104]) Europaparlamentets och rådets direktiv 2011/92/EU av den 13 december 2011 om bedömning av inverkan på miljön av vissa offentliga och privata projekt (EUT L 26, 28.1.2012, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Rådets direktiv 92/43/EEG av den 21 maj 1992 om bevarande av livsmiljöer samt vilda djur och växter (EUT L 206, 22.7.1992, s. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/147/EG av den 30 november 2009 om bevarande av vilda fåglar (EUT L 20, 26.1.2010, s. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Mer information om dessa gränsöverskridande underrättelser som riktas till andra EU-medlemsstater i enlighet med artikel 7 i MKB-direktivet (inklusive alla mottagna svar) finns på en särskild sida hos SPF Economie.

(229) Som anges i skäl 200 i beslutet om att inleda förfarandet uppskattar Belgien kapitalutgifterna för projektet för långtidsdrift till [2–2,5] miljarder euro och de totala driftskostnaderna under löptiden till [7 000–8 000] miljoner euro.

(230) Nettoeffekten på den belgiska statsbudgeten är dubbel: först genom kapitaltillskottet på 24,7 miljoner euro till samriskföretaget och sedan genom nettokostnaden för de åtgärder som ska betalas av motparten i ersättningsavtalet. Belgien uppger att de förväntade budgetutgifterna inte bara bygger på kostnadsprognoser utan även på prognoser för energimarknadspriser och intäkter, eftersom projektet för långtidsdrift kommer att finansieras genom en kombination av marknadsintäkter, differensbetalningar enligt differenskontraktet, betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lån för nedstängningskostnader.

(231) Enligt prognosen i grundscenariot för den finansiella modell som användes vid undertecknandet kommer motparten under projektets löptid att erhålla ett totalt nominellt nettobelopp på [0–500] miljoner euro.

(232) Om elpriserna skulle utvecklas enligt en lägre prognos skulle dock den belgiska regeringens kostnad för åtgärden öka med [4 000–4 500] miljoner euro på grund av högre betalningar via differenskontraktet. Om en oväntad händelse inträffar där båda kärnkraftverken blir otillgängliga skulle motparten i ersättningsavtalet också behöva betala ytterligare stöd på [500–1 000] miljoner euro per år av otillgänglighet. I ett negativt scenario med låga elpriser och en händelse som orsakar driftavbrott i 12 månader skulle motparten i ersättningsavtalet bli tvungen att tillhandahålla ett totalt nettobelopp (nominellt) på [4 000–4 500] miljoner euro under projektets löptid, dvs. åtgärdens budget skulle ligga nära [40–50] % av de totala kapital- och driftskostnaderna.

3.7 Kumulering

(233) Belgien bekräftar att åtgärden inte kan kumuleras med annat stöd som mottagits för att täcka samma kostnader inom ramen för projektet för långtidsdrift. Belgien uppger att inga andra medel än statsbudgeten planeras ingå i finansieringen av projektet för långtidsdrift och bekräftar att inga unionsmedel kommer att ingå.

3.8 Skäl till att inleda det formella granskningsförfarandet

(234) Kommissionen antog beslutet att inleda förfarandet den 22 juli 2024. Kommissionen ansåg preliminärt att åtgärden utgjorde statligt stöd och uttryckte tvivel om dess förenlighet med den inre marknaden enligt artikel 107.3 c i EUF-fördraget. I beslutet om att inleda förfarandet uttryckte kommissionen tvivel om stödets nödvändighet, lämplighet och proportionalitet, om icke-överträdelse av unionsrätten och om potentiell otillbörlig snedvridning av konkurrens och handel.

(235) För det första, beträffande stödets nödvändighet, uttryckte kommissionen tvivel om de finansiella stödåtgärderna i komponent 1. Även om kommissionen medger att kärnkraftsoperatören och kärnreaktorernas ägare kan behöva en stabil intäktskälla med tanke på osäkerheten kring det framtida elmarknadspriset ifrågasatte kommissionen om de ytterligare finansiella stödåtgärderna utöver det dubbelriktade differenskontraktet var nödvändiga. Kommissionen hyste framför allt tvivel om inrättandet av ett samriskföretag som den belgiska regeringen kommer att vara aktieägare i, betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader.

(236) För det andra, beträffande stödets lämplighet, uttryckte kommissionen återigen tvivel om de finansiella stödåtgärderna i komponent 1. Kommissionen ville ytterligare undersöka det dubbelriktade differenskontraktet som Belgien föreslagit, eftersom det verkade sakna lämpliga incitament att reagera på marknadsförhållanden och planera underhåll så effektivt som möjligt (inbegripet användningen av dagen före-marknadspriset som referensmarknadspris i utformningen av differenskontraktet). Dessutom ifrågasatte kommissionen om kombinationen av ersättningsåtgärder inte befriar stödmottagarna från en alltför stor andel av marknadsriskerna och de operativa riskerna.

(237) För det tredje, beträffande stödets proportionalitet, uttryckte kommissionen tvivel om proportionaliteten i flera av åtgärderna för ekonomisk ersättning (däribland lånen för nedstängningskostnader samt betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning). Kommissionen ansåg att dessa åtgärder kombineras med ett differenskontrakt och är utformade för att nå målavkastningsgraden 7 %, vilket endast kan bedömas med avseende på åtgärderna i sig och den riskminskning som de ger. Kommissionen ansåg därför att den vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet inte kunde bedöma proportionaliteten hos denna målavkastningsgrad abstrakt och drog slutsatsen att proportionalitetsbedömningen endast kan följa bedömningen av åtgärdernas lämplighet. Kommissionen hyste dessutom tvivel om fastställandet av engångsbeloppet på 15 miljarder euro för överföringen av förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle (särskilt den diskonteringsränta som används och riskpremiens storlek) samt om beloppet för ytterligare nedläggningsförpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift (som ännu inte var känt vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet).

(238) Kommissionen ifrågasatte slutligen om inte en olämplig utformning av differenskontraktet och kumuleringen av alla finansiella stödåtgärder skulle kunna leda till otillbörlig snedvridning av marknaden. Dessutom behövde kommissionen ytterligare garantier för identitet och oberoende med avseende på den enhet som säljer de två reaktorernas produktion på marknaden enligt avtalet om energiförvaltningstjänster.

4. **BELGIENS STÅNDPUNKT**

(239) Belgien besvarade beslutet om att inleda förfarandet den 22 augusti 2024. I Belgiens inlaga fanns ytterligare oberoende analyser utarbetade av Compass Lexecon om differenskontraktets utformning, lånen för nedstängningskostnader och betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning (tillhandahölls den 22 augusti) samt om avfallstaket (tillhandahölls den 30 augusti 2024) till svar på de tvivel som kommissionen anförde i beslutet om att inleda förfarandet i fråga om det finansiella stödpaketets nödvändighet, lämplighet och proportionalitet (komponent 1 i stödåtgärden), avfallsavtalets proportionalitet (komponent 2 i stödåtgärden), överensstämmelsen mellan differenskontraktets utformning och unionslagstiftningen samt potentiell otillbörlig snedvridning av konkurrens och handel.

(240) I Belgiens svar på beslutet om att inleda förfarandet diskuteras den ursprungliga åtgärden (projektet för långtidsdrift) enligt beskrivningen i beslutet om att inleda förfarandet. Den aktuella åtgärden omfattar ändringar (som införts för att skingra de tvivel som kommissionen uttryckte i sitt beslut om att inleda förfarandet) i förhållande till den ursprungliga åtgärden och beskrivs närmare i avsnitt 3 i detta beslut.

(241) Belgiens argument beskrivs närmare nedan.

4.1 **Belgiens ståndpunkt gällande paketet med finansiella åtgärder (komponent 1)**

4.1.1 *Lämpligheten av utformningen av differenskontraktet*

(242) Belgien höll med kommissionen om att främjande av incitament för marknadsmässighet och minimering av eventuella otillbörliga snedvridningar är grundläggande inslag i stödmekanismers utformning.

(243) Enligt Belgien, och med stöd av en ytterligare oberoende ekonomisk analys som utarbetats av Compass Lexecon ([108]), är det de två reaktorernas tekniska, regleringsmässiga och ekonomiska begränsningar (se även avsnitt 2.1) som formar differenskontraktets genomförbarhet och lämplighet. Belgien hävdade särskilt att tillhandahållande av ekonomiska incitament för kärnkraftsoperatören att reagera på marknadsförhållanden i situationer där förmågan att reagera är begränsad kan innebära en mindre fördelaktig riskfördelning och öka osäkerheten gällande framtida intäkter utan reduceringsmöjligheter. Högre risker för stödmottagaren som inte kan hanteras genom driftsavgifter kan således leda till en försämrad risk- och avkastningsprofil för investeringen och ekonomisk obalans i stödordningen (t.ex. krav på ett högre mål för internräntan). Den förväntade effekten på stödkostnaderna måste därför vägas mot de kostnader som motparten i ersättningsavtalet ådrar sig genom att direkt bära den risken.

([108]) Compass Lexecon, memorandum, *CfD Design*, 22 augusti 2024.

(244) Belgien hävdar vidare att den affärsmässiga driften av de två reaktorerna och de motsvarande anbudsbesluten utgör det ekonomiska riktmärket för en utformning av differenskontraktet som upprätthåller ett marknadsmässigt beteende.

(245) I det aktuella fallet erinrar Belgien om att det finns olika tekniska och driftsmässiga begränsningar som starkt begränsar handlingsutrymmet vid planering av underhåll och för reglering, och därmed möjligheten för värdeskapande som förknippas med ökade ekonomiska incitament:

a) De två reaktorerna har operativa begränsningar för att säkerställa försörjningstryggheten under vinterperioderna samt tekniska och rättsliga krav på att (om)planera avbrott.

b) Den tekniska utformningen av de två reaktorerna är optimerad för drift som baslastanläggningar, vilket har betydande konsekvenser för säkerhetsbestämmelser och begränsar regleringskapaciteten (t.ex. maximalt 30 regleringar per bränslecykel, med potentiell risk för automatisk nedstängning).

c) Restriktionerna för drift och reglering och därmed förknippade risker leder till alternativkostnader för kärnkraftsoperatören (t.ex. risk för uteblivna intäkter vid automatisk nedstängning eller uteblivna regleringsmöjligheter på grund av att gränsen för regleringar uppnås före slutet av cykeln).

(246) Belgien hävdade att med tanke på de två reaktorernas driftsmässiga och säkerhetsmässiga begränsningar skulle vissa alternativa utformningar av differenskontraktet som anges nedan inte fördela risker och uppmuntra marknadsmässigt beteende mer effektivt än den föreslagna utformningen. Belgien gör särskilt gällande att det i vissa fall kan främja effektiva beslut gällande dirigering/drift om man använder långsiktiga referenspriser och referensvolymer eftersom det minskar sambandet mellan betalningarna enligt differenskontraktet och det faktiskt erhållna marknadspriset. Detta kan dock vara olämpligt i det aktuella fallet på grund av de två reaktorernas driftsmässiga begränsningar och de unika tillgänglighetsmönstret under perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften, såsom förklaras nedan:

a) För det första innebär användningen av priset på långsiktiga produkter som ett alternativt marknadsreferenspris (t.ex. terminer och årliga genomsnitt av dagen före-priser) i stället för dagen före-marknadspriset att ingen hänsyn tas till det unika tillgänglighetsmönstret under perioden med arbeten kopplade till långtidsdriften, eftersom det kan innebära en betydande risk för bristande överensstämmelse mellan referenspriset och erhållna priser som BE-NUC inte skulle kunna säkra eller hantera effektivt genom driftsavgifter (se skäl 98). Andra sammanhang och driftsbegränsningar kan dock motivera alternativa marknadsreferenspriser.

b) För det andra kan beräkningen av ersättningsbeloppet baserat på en referenskvantitet snarare än på den faktiska produkten medföra ytterligare marknadsrisker som BE-NUC inte skulle kunna säkra eller hantera effektivt. Återigen kan andra sammanhang och teknik- och driftsbegränsningar göra det lämpligt att använda referenskvantiteter.

c) Samtidigt, som redan förklarats i skälen 11 och 12, är den ytterligare värdeskapande potential som kan uppnås genom ökade marknadsincitament i alternativa utformningar av differenskontraktet begränsad jämfört med den valda utformningen av differenskontraktet, med hänsyn till de strikta drifts- och regleringsbegränsningar som gäller för de två reaktorerna (se nedan).

(247) Enligt Belgien är syftet med den valda utformningen av differenskontraktet, tillsammans med dess särskilda arrangemang (justeringen av marknadsprisrisken och regleringsarrangemanget), att balansera marknadsriskexponeringen med driftsincitament för att stödja både investeringar och kortsiktig marknadseffektivitet. Den uppmuntrar till snabba reaktioner på marknadssignaler utan att skapa onödig komplexitet och är förenlig med de två reaktorernas tekniska och regleringsmässiga begränsningar. Belgien hänvisade i detta avseende till

a) justeringen av marknadsprisrisken, som ger ett lämpligt incitament för produktion när marknadspriset är högt med tanke på det (begränsade) utrymme som finns för att justera underhållsplanerna,

b) regleringsarrangemanget, som har utformats för att i praktiken tillmötesgå de två reaktorernas tekniska och regleringsmässiga begränsningar och marknadsbaserade verksamhet. Syftet med det fasta tröskelvärdet för reglering var att balansera de potentiella fördelarna med reglering mot de därmed förbundna alternativkostnaderna baserat på en enkel mekanism.

(248) Av de anledningar som anges ovan kom Belgien fram till att kommissionens farhågor gällande lämpligheten av utformningen av differenskontraktet i beslutet om att inleda förfarandet var ogrundade.

(249) Belgien beslutade sig under det formella granskningsförfarandet för att ändra differenskontraktets utformning och mekanismen för justering av marknadsprisrisken i syfte att förstärka incitamenten för marknadsmässighet och för att ta marknadsutvecklingen i beaktande.

a) För det första beslutade Belgien att ändra differenskontraktets utformning genom att ge partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster beslutsbefogenhet när det gäller ekonomiska regleringar (och därmed ta bort regleringsarrangemanget som fanns i den ursprungliga utformningen) och genom att ersätta partnerns fasta ersättning med en kombination av en fast och en rörlig avgift för att på så sätt ge incitament att reglera dynamiskt efter marknadsutvecklingen samtidigt som hänsyn tas till de två reaktorernas tekniska begränsningar (och potentiella risker för automatisk nedstängning). En detaljerad beskrivning av den ändrade ersättningsformeln finns i avsnitt 3.3.1.5.2.

b) För det andra förstärkte Belgien mekanismen för justering av marknadsprisrisken så att den förväntade och realiserade internräntan närmare följer förändrade marknadsvillkor. En detaljerad beskrivning av denna ändring finns i avsnitt 3.3.1.3.2.

4.1.2 *Samriskföretagets struktur*

(250) Electrabel och den belgiska staten planerar att bilda ett samriskföretag som ägs till hälften av vardera part och som kommer att inneha de relevanta tillgångarna för fortsatt drift av de två reaktorerna.

(251) Belgien uppgav att denna metod ger den belgiska staten medbestämmande i projektföretaget, eftersom de två aktieägarna går in i samriskföretaget på lika villkor och, som aktieägare, med samma risknivå (motsvarande vanlig aktieägarrisk och finansiering) och fördelar (särskilt utdelningar). Den gör det också möjligt för den belgiska staten att behålla ett visst ägande av kritisk infrastruktur.

4.1.3 *Betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lån för nedstängningskostnader*

(252) Belgien förklarade att om BE-NUC:s intäkter inte är tillräckliga för att täcka kostnaderna som driften av de två reaktorerna innebär (kostnaderna i avtalet om drift och underhåll och andra kapitalutgifter för drift, bränsle och underhåll) är den belgiska staten, i egenskap av motpart i ersättningsavtalet, skyldig att betala underskottskompensation till BE-NUC (och Luminus). BE-NUC måste lämna in en årlig avstämningsrapport i detta syfte. Denna betalning av minimidriftskostnader ska säkerställa att det finns tillräckligt med likvida medel för att täcka dessa kostnader, och säkra BE-NUC:s långsiktiga lönsamhet och solvens. Dessutom kommer motparten i ersättningsavtalet att tillhandahålla en kapitalbetalning som består av ett kostnadsskydd på 50 % av det investerade kapitalet utifrån de periodiserade kapitalkostnaderna för förlängningen av de två reaktorernas livslängd. Både betalningen av minimidriftskostnader och kapitalbetalningen gäller från och med datum för långtidsdriftens omstart.

(253) Belgien förklarade att man också kommer att ställa kreditfaciliteter till förfogande för både BE-NUC och Luminus från och med den 1 juli 2025 för att finansiera drift- och underhållskostnader under vissa nedstängningsperioder enligt klausul 3.2 A (anskaffning av lån för nedstängningskostnader) i ersättningsavtalet. Närmare bestämt kommer den belgiska staten att tillhandahålla lån för nedstängningskostnader till en begränsad ränta som ska återbetalas enligt en fastställd återbetalningsplan, i stället för ytterligare kapital till BE-NUC och Luminus, för att i två trancher finansiera

a) kostnaderna under kärnkraftverkens nedstängning (1 juli 2025 för Doel 4 och 1 september 2025 för Tihange 3) och fram till datum för långtidsdriftens omstart,

b) kostnaderna under perioden med planerade arbeten kopplade till långtidsdriften, från datumet för långtidsdriftens omstart till den 31 december 2028 (för att undvika tvivel ska eventuella ytterligare förluster som orsakas av oplanerade avbrott täckas av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning).

(254) Belgien förklarade att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning hanterar risker med stor påverkan som leder till förluster under driftsfasen. Tillsammans med lånen för nedstängningskostnader under omstartsfasen är dessa åtgärder nödvändiga för att säkerställa att projektet genererar tillräckliga kassaflöden för att betala kärnkraftsoperatören och för att upprätthålla långsiktig operativ lönsamhet. Belgien hävdar att kärnkraftverket utan dessa åtgärder skulle kunna gå i konkurs i händelse av långvariga driftavbrott eller regleringsmässiga (politiska) förändringar som leder till otillgänglighet.

(255) För att ytterligare styrka dessa påståenden lämnade Belgien följande anmärkningar, med stöd av en oberoende analys som utarbetats av Compass Lexecon ([109]):

a) Affärsmässiga investeringar i kärntekniska tillgångar är utsatta för okontrollerbara risker med stor påverkan som är kopplade till reglering/politik och teknik, och som kan påverka kraftverkens tillgänglighet. Kärnkraftsprojekt har en huvudsakligen fast kostnadsstruktur, vilket gör deras ekonomiska resultat särskilt känsliga för perioder av driftavbrott. I motsats till metoden med en regleringsmässig tillgångsbas räcker det inte med endast ett differenskontrakt för att komma tillrätta med dessa risker där driftavbrott leder till en stor påverkan.

b) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning krävs för att delvis säkra mot scenarier med betydande förluster som skulle kunna äventyra de två reaktorernas ekonomiska och finansiella bärkraft (och solvens). Lånen för nedstängningskostnader är nödvändiga för att finansiera de fasta driftskostnader som krävs för underhåll på de två reaktorerna före omstarten och under de planerade arbetena kopplade till förlängningen av livslängden.

c) Med beaktande av de tidigare resultaten för belgiska och utländska kärnkraftverk är det inte osannolikt att en händelse kan inträffa som orsakar betydande driftavbrott för båda kärnkraftsenheterna under en betydande del av året. I framtiden förväntas dessa systemrisker intensifieras i takt med att Belgiens kärnkraftsflotta krymper från 2025 och framåt. Dessutom kan det komma att inträffa mer frekventa, mindre allvarliga händelser som ändå leder till förluster för projektet för långtidsdrift, vilket ytterligare motiverar behovet av mekanismen med betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning.

(256) Belgien drog därför slutsatsen att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader är lämpliga och proportionella.

a) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning skyddar inte projektet för långtidsdrift mot alla driftsrisker och är således en lämplig åtgärd eftersom den endast behövs för att hantera betydande händelser som leder till driftavbrott, och för att förhindra att BE-NUC går i konkurs. Andra operativa risker bärs av aktieägarna, vilket leder till många scenarier där lönsamheten minskar och projektets internränta på 7 % inte uppnås, inte ens med stödåtgärden på plats.

b) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning är proportionell eftersom den är begränsad till betalningar på grund av underskott, för att undvika förluster (betalningen av minimidriftskostnader), och när det gäller investeringsförluster (dvs. negativ internränta för projektet) täcker den endast 50 % av kapitalbidragen (kapitalbetalningen). Med andra ord kan aktieägarna förlora upp till 50 % av sin investering, även med betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning.

c) Lånen för nedstängningskostnader ger likviditet i form av finansiering som är begränsad till intäktsunderskottet och stödet är således lämpligt.

d) Lånen för nedstängningskostnader är en proportionell åtgärd eftersom den är begränsad till att minska förluster och utgör en kostnad som ska återbetalas med ränta.

(257) Efter det formella granskningsförfarandet beslutade Belgien att införa ett tak för de potentiella betalningarna av minimidriftskostnader och kapitalbetalningar på högst 2 miljarder euro genom att utnyttja sin uppsägningsrätt eller sina uppsägningsrätter enligt ersättningsavtalet, såvida inte en analys utförd den belgiska staten visar att en sådan uppsägning skulle kunna inverka negativt på Belgiens försörjningstrygghet och/eller att en uppsägning inte skulle vara lämplig ur ett budgetperspektiv. Närmare uppgifter finns i avsnitt 3.3.1.3.3.

4.1.4 *Aktieägarlån och rörelsekapitalfacilitet*

(258) Enligt Belgien går den belgiska staten och Electrabel, som aktieägare, med på att finansiera sin proportionella andel av BE-NUC:s finansieringsbehov eller oväntade finansieringsunderskott (i den mån detta rör sig om kostnader och utgifter som inte finansieras genom andra mekanismer, såsom BE-NUC:s intäkter, differensbetalningar till BE-NUC enligt ersättningsavtalet, lån för nedstängningskostnader osv. för att säkerställa att kostnader inte täcks två gånger).

([109]) Compass Lexecon, memorandum, *Supplemental note on SDC Loan and MOCP*, 22 augusti 2024.

(259) Belgien förklarade att Electrabel och den belgiska staten ingick individuella och identiska avtal om aktieägarlån med BE-NUC. Räntesatserna har inte fastställts, men i aktieägarlåneavtalen föreskrivs att räntan för varje aktieägarlån kommer att vara armlängdsmässig och fastställas av BE-NUC:s styrelse i enlighet med aktieägaravtalet, med hänvisning till rådande marknadsräntor och eventuell jämförbar tredjepartsfinansiering som finns tillgänglig vid den aktuella tidpunkten. Återbetalningsvillkoren för beloppen och räntesatserna är identiska.

(260) Belgien förklarade att rörelsekapitalfaciliteten syftar till att finansiera behovet av rörelsekapital som härrör från driften av de två reaktorerna. BE-NUC får utnyttja rörelsekapitalfaciliteten om skillnaden mellan kassainflöden och kassautflöden är mindre än de beräknade driftskostnaderna för den kommande utgiftsperiod som anges i ersättningsavtalet. Rörelsekapitalfacilitetens belopp ska vara minst de genomsnittliga uppskattade driftskostnaderna för en tremånadersperiod. Belgien klargjorde att rörelsekapitalfaciliteten i själva verket under varje givet år fungerar som en länk till den årliga betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning i form av en revolverande kredit som, om den utnyttjas, årligen återbetalas av den betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning som görs av Belgien.

(261) Belgien klargjorde att Electrabel kommer att föreslå en metod för Electrabels aktieägarlån och beskriva detta i en villkorsförteckning som ska meddelas BE-NUC:s styrelse och sedan kopieras för den belgiska statens lån samt för rörelsekapitalfaciliteten. Återbetalningsvillkoren för beloppen och räntesatserna är identiska. Belgien uppgav att metoden fortfarande diskuterades och skulle meddelas i ett senare skede.

4.2 **Belgiens ståndpunkt gällande avtalet om energiförvaltningstjänster**

4.2.1 *Tilldelning av avtalet om energiförvaltningstjänster genom ett konkurrensutsatt anbudsförfarande*

(262) När det gäller köpet av energiledningstjänster inom ramen för avtalet om energiförvaltningstjänster angav Belgien att köpet av dessa tjänster sker genom ett konkurrensutsatt, transparent, icke-diskriminerande och villkorslöst anbudsförfarande. Avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att tilldelas genom ett förhandlat förfarande med föregående anbudsinfordran (artikel 120 i den belgiska lagen om offentlig upphandling av den 17 juni 2016), som är ett standardförfarande inom den allmännyttiga sektorn. Belgien drar därför slutsatsen att avtalet om energiförvaltningstjänster inte medför någon fördel för energiförvaltaren (partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster) och att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster inte gynnas av statligt stöd.

(263) Belgien hävdade att även om tillämpningen av direktiven om offentlig upphandling redan ger ett antal garantier, med tanke på de upphandlade tjänsternas betydelse och känsligheten ur ett konkurrensperspektiv, har ytterligare bestämmelser och skyddsåtgärder genomförts för att säkerställa att det kommer att finnas tillräcklig konkurrens i anbudsförfarandet.

(264) Belgien har närmare bestämt förklarat att man innan anbudshandlingarna utarbetades skickade ut en begäran om upplysningar gällande avtalet om energiförvaltningstjänster för att samla in synpunkter från marknaden, inbegripet ett stort antal ämnen som rör innehållet i avtalet om energiförvaltningstjänster. Dessutom innehåller anbudsförfarandet särskilda urvalskriterier som säkerställer att de kvalificerade/utvalda deltagarna är lämpliga med tanke på den upphandlade tjänstens betydelse och känslighet. Mer information om anbudsförfarandet och urvalskriterierna finns i avsnitt 3.3.1.5.1.

(265) Som konstateras i avsnitt 3.3.1.5.2 beslutade Belgien efter det formella granskningsförfarandet att överföra beslutsbefogenheten när det gäller ekonomiska regleringar till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster och att ersätta partnerns fasta ersättning med en kombination av en fast och en rörlig avgift för att på så sätt ge större incitament att reglera i enlighet med marknadssignaler samtidigt som hänsyn tas till de två reaktorernas tekniska begränsningar (och potentiella risker för automatisk nedstängning).

4.2.2 *Ytterligare skyddsåtgärder avseende energiförvaltaren*

(266) Belgien uppgav att särskilda åtgärder planeras om GEMS, Engies handelsenhet (en affärsenhet inom Engiekoncernen som är oberoende av affärsenheten Nuclear), skulle delta i anbudsförfarandet.

(267) Belgien klargjorde vidare att tillräckliga åtgärder vidtas, och kommer att vidtas och genomföras för att effektivt identifiera och förebygga eventuella intressekonflikter. Dessa åtgärder kan sammanfattas på följande sätt:

a) Begäran om upplysningar möjliggör marknadstester och alla berörda parter kunde i detta sammanhang föreslå olika villkor och förslag som skulle återspeglas i begäran om upplysningar, vilket säkerställer att anbudsförfarandet inte innehåller hinder till nackdel för någon berörd deltagare i jämförelse med GEMS (eller något företag i Engiekoncernen). Electrabel (eller något företag i Engiekoncernen) kommer inte att delta i utarbetandet av anbudshandlingarna efter (resultaten från) begäran om upplysningar.

b) Om GEMS skulle delta i anbudsförfarandet, inberäknat i form av underleverantör eller i någon annan egenskap, tillåts inte Electrabel (eller något annat företag i Engiekoncernen) och dess styrelseledamöter eller ombud att delta i BE-NUC:s beslut och/eller överläggningar gällande anbudet (t.ex. urvalsbeslutet och tilldelningsbeslutet).

c) Strikta informationshinder och etiska murar har inrättats inom Electrabels organisation och kommer att fortsätta inrättas mellan personer som ansvarar för att lämna anbud hos GEMS och personer som deltar i förvaltningen av BE-NUC. Samma skyddsåtgärder kommer att införas om GEMS slutligen vinner anbudsgivningen och utses till energiförvaltare.

(268) Belgien klargjorde också att GEMS som en reservlösning, om avtalet om energiförvaltningstjänster inte ingås i tid, tillfälligt kommer att utföra tjänsterna som ingår i avtalet om energiförvaltningstjänster för att säkerställa kontinuitet. Belgien hävdade att detta arrangemang är nödvändigt och lämpligt för att säkerställa den allmännyttiga tjänstens kontinuitet (försäljningen av den el som produceras av de två reaktorerna), men att lösningen är strikt begränsad tidsmässigt och till vad som är absolut nödvändigt.

4.2.3 *Belgiens slutsats gällande avtalet om energiförvaltningstjänster*

(269) Belgien drog slutsatsen att anbudsförfarandet för avtalet om energiförvaltningstjänster utesluter eventuellt statligt stöd, eftersom i) den belgiska staten kommer att se till att BE-NUC följer lagstiftningen och principerna för offentlig upphandling noggrant, och ii) det omfattande samrådet innan det faktiska anbudsförfarandet inleds ger ytterligare garantier för att inköp av tjänster genomförs genom ett konkurrensutsatt, transparent, icke-diskriminerande och villkorslöst anbudsförfarande.

(270) Dessutom drog Belgien slutsatsen att alla risker för avskärmning av marknaden och andra eventuella konkurrensbegränsande metoder från Engies sida undviks och att alla åtgärder och skyddsåtgärder har vidtagits för att säkerställa att en oberoende partner i avtalet om energiförvaltningstjänster utses. GEMS skulle endast tillfälligt tillhandahålla dessa tjänster som en reservlösning, något som är nödvändigt och lämpligt för att säkerställa den allmännyttiga tjänstens kontinuitet.

4.3 **Belgiens ståndpunkt gällande avfallsavtalet**

4.3.1 *Nedläggningsförpliktelser*

(271) Belgien klargjorde att förpliktelser för nedläggning och nedmontering till följd av projektet för långtidsdrift (negativa synergier), om de bevisas av Electrabel, kommer att bäras av den belgiska staten genom en engångsbetalning (fullständig och slutgiltig) på transaktionens slutdatum. Belgien förklarade att genomförandeavtalet föreskriver att den belgiska staten och Electrabel ska komma överens om beloppet inom en fastställd tidsram, och att om de inte gör det kommer ärendet att lämnas till CPN/CNV för beslut.

(272) Belgien erinrade om att eftersom frågan var under behandling hos CPN/CNV vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet bedömdes inte dess proportionalitet i beslutet om att inleda förfarandet.

(273) Belgien förklarade att den belgiska staten och Electrabel inte kunde enas om beloppet inom den fastställda tidsramen, så ärendet lämnades till CPN/CNV för beslut. Belgien klargjorde närmare bestämt följande:

a) Den 12 december 2023 översände Electrabel sin föreslagna revidering till den belgiska staten. Electrabel hävdade att förpliktelserna för nedläggning och nedmontering till följd av långtidsdriften skulle uppgå till 689,9 miljoner euro (2021 års värden) och 580 miljoner euro (2023 års värden).

b) Den 25 januari 2024 svarade den belgiska staten på den föreslagna revideringen. I sitt svar ansåg den belgiska staten att Electrabel inte hade lagt fram tillräcklig bevisning för denna påverkans alla delar och att Electrabels kostnader inte hade beräknats tillräckligt exakt, och att förpliktelserna för nedläggning och nedmontering till följd av långtidsdriften därmed är lika med noll.

c) Eftersom ytterligare diskussioner mellan Electrabel och den belgiska staten inte ledde till någon ömsesidig överenskommelse om beloppet för förpliktelserna för nedläggning och nedmontering till följd av långtidsdriften lämnades ärendet över till CPN/CNV.

d) CPN/CNV inhämtade råd från ONDRAF/NIRAS och FANC/AFCN, som lämnade in sina råd den 25 mars 2024 respektive den 27 mars 2024. ONDRAF/NIRAS lämnade in kompletterande skriftliga kommentarer den 6 juni 2024.

e) Den 24 juni 2024 utfärdade CPN/CNV sitt råd om förpliktelserna för nedläggning och nedmontering till följd av långtidsdriften och drog slutsatsen att påverkan från projektet för långtidsdrift på nedläggningskostnaderna är en ökning av nedläggningskostnaderna (kostnader utan ränta) med [100–500] miljoner euro (2021 års värden). De beräknade kostnaderna utan ränta måste diskonteras med hjälp av den diskonteringsränta och inflationstakt som fastställdes vid tidpunkten för den treåriga översynen 2022. På grundval av detta uppgår ökningen av kostnaderna för nedläggning och nedmontering till [100–500] miljoner euro (2023 års värden).

(274) Belgien drog därför slutsatsen att beloppet för överföringen av ytterligare nedläggningsförpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift enligt CPN/CNV:s råd av den 24 juni 2024 är proportionellt.

4.3.2 *Belgiens ståndpunkt gällande avfallstakets proportionalitet*

(275) Belgien inkom den 30 augusti 2024 även med ytterligare en oberoende analys från Compass Lexecon med en ekonomisk analys av utformningen av avfallstaket, inbegripet en analys av diskonteringsräntan på 3 % och närmare förklaringar av hur de ytterligare risker som identifierats av CPN/CNV antingen redan täcks av den riskpremie som beräknats av den belgiska staten eller har begränsad sannolikhet/påverkan.

4.3.2.1 Farhågor rörande diskonteringsfaktorn

(276) Belgien angav att kommissionens farhågor i fråga om diskonteringsräntan härrör från en analys gjord av CPN/CNV i dess råd till energiministern av den 7 mars 2023 ([110]) där CPN/CNV anser att diskonteringsräntan som bör användas för utgifter för använt kärnbränsle gradvis måste närma sig den långsiktiga riskfria avkastningsgraden (beräknad till 2,17 %) och föreslår att en diskonteringsränta i två steg ska användas (3,17 % för de första 30 åren och 2,17 % efter den första perioden på 30 år).

([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*, 7 mars 2023.

(277) Belgien hänvisade till en oberoende analys som utarbetats av Compass Lexecon ([111]), som visade att den diskonteringsränta på 3 % som belgiska staten satt är proportionell, baserat på i) en ekonomisk analys av CPN/CNV:s rekommenderade metod, ii) andra relevanta metoder och iii) det tyska prejudikatet i ärende SA.45296.

a) För det första visade den oberoende analysen av diskonteringsräntan att den tvåstegsmetod som CPN/CNV har föreslagit för att fastställa diskonteringsräntan motsvarar en diskontering av betalningsströmmarna med en enhetlig diskonteringsränta på 2,9 % ([112]). Dessutom visade analysen att räntesatserna som CPN/CNV har föreslagit har beräknats under en viss period med varaktigt låga räntor och att när beräkningen uppdateras på grundval av de uppgifter om OLO-räntan som fanns tillgängliga vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet av den 22 juli 2024 leder tvåstegsmetoden till en motsvarande diskonteringsränta på 3,2 % ([113]), vilket är 24 baspunkter högre än den diskonteringsränta som den belgiska staten har fastställt.

b) För det andra antydde den oberoende analysen att den tvåstegsmetod som CPN/CNV har föreslagit inte är den enda lösningen för att fastställa en diskonteringsränta som gradvis skulle närma sig den långsiktiga riskfria avkastningsgraden. Diskonteringsräntan bör motsvara den avkastning som Hedera skulle kunna uppnå genom att investera engångsbeloppet i riskfria tillgångar i dag. Denna analys bekräftar att den belgiska staten genom att investera i en portfölj med vissa värdepapper med fast avkastning, däribland belgiska statsobligationer med olika löptider, skulle kunna säkra en ränta på över 3 % ([114]).

c) Slutligen visade den oberoende analysen att i det tyska prejudikatet avseende överföring av förpliktelser för kärnavfall till den tyska staten (ärende SA.45296) var diskonteringsräntan 4,58 % baserat på en förväntad 30-årig avkastningsgrad från Europeiska försäkrings- och tjänstepensionsmyndigheten (Eiopa), som var 1,994 % vid tidpunkten för kommissionens beslut i juni 2017. Kommissionen ansåg att diskonteringsfaktorn på 4,58 % var godtagbar för tyska förpliktelser för radioaktivt avfall och använt kärnbränsle. Mot bakgrund av den väsentligt höjda Eiopa-räntan förefaller den mycket lägre diskonteringsränta på 3 % som föreslagits av den belgiska staten överensstämma med den nuvarande räntenivån.

4.3.2.2 Farhågor rörande riskerna som beaktas i avtalet om avfallstak

(278) Belgien hävdade att kommissionens farhågor rörande riskerna som beaktas i avtalet om avfallstak också härrör från CPN/CNV:s råd till energiministern (se fotnot 113), enligt vilket följande tre risker bör beaktas:

a) Kostnadsöverskridanden: Risken för att de förväntade beräknade kostnaderna utan ränta skulle kunna underskattas och att beloppet för oförutsedda utgifter därmed kan vara otillräckligt.

b) Underskattad bygginflation: Risken för att den faktiska bygginflationen är högre än Europeiska centralbankens inflationsmål på 2 % som används för CPN/CNV:s diskonteringsränta.

c) Investeringsrisker: Risken för att Hedera inte kan uppnå den förväntade avkastningsgraden till följd av ändrade räntesatser. Detta är ett scenario med låg sannolikhet enligt CPN/CNV.

([111]) Compass Lexecon, memorandum: *Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design*, 30 augusti 2024.

([112]) Detta värde har ersatts av Compass Lexecons analys som utfördes med hjälp av mer detaljerade uppgifter i dokumentet *CL – Response to the EC concerns on discount rate – 291124* som lämnades in den 30 november 2024 och som ger en motsvarande ränta på 2,8 %.

([113]) Detta värde har ersatts av Compass Lexecons analys som utfördes med hjälp av mer detaljerade uppgifter i dokumentet *CL – Response to the EC concerns on discount rate – 291124* som lämnades in den 30 november 2024 och som ger en motsvarande ränta på 3,1 %.

([114]) Detta har kompletterats med svaret på fråga 5.4 i begäran om upplysningar av den 1 oktober. För att säkra mot inflationsrisken kommer Hedera i praktiken att fokusera på en dynamisk förvaltning av tillgångar och skulder, baserat på en diversifierad portfölj som omfattar tillgångar som gör det möjligt för fonden att skydda sig mot inflation. Hedera skulle t.ex. kunna utforma en portfölj baserad på (men inte begränsad till) obligationer och skuldinstrument, eget kapital, fastigheter och derivat, med det långsiktiga målet att uppnå en reell avkastning på 1 % samtidigt som volatilitetsrisken minimeras.

(279) Compass Lexecons oberoende analys visade att dessa risker har beaktats och att den belgiska statens strategi är försiktig och inbegriper tillräckliga oförutsedda utgifter för att täcka dessa risker.

a) När det gäller risken för att kostnaderna överskrids konstaterades det i analysen att kostnaderna för hantering av kärnavfall ofta granskas och uppdateras i Belgien, och att avfallstaket har baserats på de senaste tillgängliga uppgifterna. Dessutom består avfallstaket i sig av ett basbelopp och en riskpremie. Basbeloppet grundas på en avfallsinventering och på ONDRAF/NIRAS referensscenario för industrin som representerar en situation som är ”mer sannolik än osannolik” (dvs. ett riskscenario vid 50:e percentilen), vilket innebär att avsättningarna med 50 % sannolikhet kommer att vara tillräckliga för att täcka kostnadsöverskridanden. Riskpremien, som läggs till basbeloppet, baseras på en anmärkning från ONDRAF/NIRAS som tillämpar en nedifrån och upp-strategi för att identifiera och kvantifiera vissa ytterligare risker, och omfattar i) risken för ytterligare kostnadsöverskridanden för den geologiska slutförvaringen som inte redan täcks av de oförutsedda kostnaderna i basbeloppet, ii) risken för att en annan teknisk lösning än den geologiska slutförvaringen på 400 meters djup skulle väljas, iii) risken för ytterligare kostnadsöverskridanden för drift och underhåll av lagringsanläggningarna vid Belgoprocess, för driften av lagringsanläggningarna för använt kärnbränsle efter 2050 och för uppförande av ytterligare anläggningar som inte redan täcks av de oförutsedda kostnaderna i basbeloppet, samt iv) regleringsrisken att visst avfall inte kan komma i fråga för ytförvaring. I analysen konstaterades dessutom att riskpremien motsvarar 5 185 miljoner euro, dvs. 53 % av basbeloppet (9 815 miljoner euro), vilket är betydligt mer än den riskpremie på 35 % som används i den metod som utvecklades för överföringen av förpliktelser för kärnavfall till den tyska staten i det liknande ärendet SA.45296. Metoden som användes i det tyska prejudikatet var likartad, men det belgiska referensscenariot drar nytta av mer aktuella uppgifter, inklusive återkoppling från projekt i Schweiz och Finland, och bygger således på en mer uppdaterad datauppsättning.

b) När det gäller risken för att inflationen på byggkostnader underskattas visade analysen att utvecklingen av de byggkostnader som mäts av *Association Belge des Experts* (ABEX) inte väsentligt skiljer sig från den inflation som mäts genom KPI. Enligt analysen motiverades CPN/CNV:s oro av att inflationen på byggkostnader 2022 var högre än normalt, och denna inflationsökning beaktas i riskpremien. I analysen konstaterades också att den långsiktiga inflationen i Tyskland i det liknande ärendet SA.45296 var 1,60 %, medan den långsiktiga inflationen i det aktuella ärendet har fastställts till 2 %, vilket är ECB:s mål.

c) När det gäller investeringsrisken och CPN/CNV:s oro över att Hedera-fonden, som ansvarar för avsättningarna, skulle vara exponerad för risken att avkastningen inte är tillräcklig för att täcka kostnaderna, visade analysen att fonden genom att i dag investera i en portfölj med obligationer med olika löptider och hålla dem till förfall kommer att motta kuponger till en räntesats som inte varierar, så fonden skulle inte utsättas för en förändring av räntesatsen (med hjälp av tekniker för förvaltning av tillgångar och skulder för att matcha tillgångarna med skulderna när de förfaller). I analysen nämndes dock följande två kvarstående risker som fonden skulle exponeras för med detta tillvägagångssätt:

— För det första måste fonden återinvestera i nyemitterade obligationer ofta för att räntan som erhålls vid kupongutbetalningarna ska kunna återinvesteras. Denna risk kan säkras, eftersom fonden har en relativt säker betalningsström för avfallshanteringen, vilket gör det möjligt att skapa en portfölj av värdepapper med fast avkastning som motsvarar utgiftstidpunkterna.

— För det andra är den längsta löptiden för belgiska obligationer 50 år, medan kostnaderna för använt kärnbränsle sträcker sig fram till år 2135. Kostnaderna som uppstår efter 50 år är dock begränsade, eftersom de endast utgör 13 % av de totala odiskonterade utgifterna, och vissa värdepapper med fast avkastning och längre löptid finns tillgängliga, t.ex. österrikiska obligationer med 100 års löptid.

(280) Denna analys har kompletterats med svaret på fråga 5.4 i begäran om upplysningar av den 1 oktober 2024. Belgien uppgav att Hederas portfölj i praktiken bör utformas för att hantera alla ekonomiska scenarier som är rimliga för perioden, särskilt inflationsnivån. Hederas mål är att uppnå en reell avkastning på 1 % (dvs. 1 % över inflationsnivån). I detta syfte kommer Hedera att utveckla en strategi som tar hänsyn till risken för att en sådan avkastning inte kan uppnås inom ramen för vissa ekonomiska system (t.ex. under en förlängd period med hög inflation) om portföljen endast består av obligationer. Hedera kommer därför att inrikta sig på en dynamisk förvaltning av tillgångar och skulder, baserat på en diversifierad portfölj som omfattar tillgångar som låter fonden skydda sig mot inflation. Hedera skulle t.ex. kunna utforma en portfölj baserad på (men inte begränsad till) obligationer och skuldinstrument, eget kapital, fastigheter och derivat, med det långsiktiga målet att uppnå en reell avkastning på 1 % samtidigt som volatilitetsrisken minimeras. Slutligen bör det noteras att Hedera kommer att begränsa sin exponering mot belgiska aktier, obligationer och fastigheter. Detta för att säkerställa diversifiering och att fonden är tillräckligt frikopplad från den belgiska ekonomin.

4.4 Belgiens ståndpunkt gällande delåtgärdernas kumulativa effekter

(281) Belgien hävdade att de olika komponenterna och delåtgärderna i projektet för långtidsdrift ingick i Engies krav för att nå en överenskommelse om en förlängning av livslängden och att alla ingick i de övergripande transaktionsdokument som undertecknades den 13 december 2023. Belgien påpekade dock att komponenterna i projektet för långtidsdrift skiljer sig åt på ett antal punkter och kompletterar varandra, vilket begränsar eventuella kumulativa effekter som kan uppstå.

(282) Belgien hänvisade till rättspraxis som behandlar frågor för bedömningen av på varandra följande åtgärder, däribland

— de aktuella ingripandenas föremål, karaktär och sammanhang,

— deras kronologi,

— deras syfte,

— företagets omständigheter vid den tidpunkt då dessa ingripanden genomfördes,

— stödgivarna eller stödmottagarna (inbegripet deras rättsliga karaktär och finansiella/ekonomiska situation),

— frågan huruvida de olika aktuella ingripandena var planerade eller förutsägbara vid tidpunkten för det första ingripandet.

4.4.1 *Föremål och karaktär för komponenterna 1, 2 och 3*

(283) Belgien angav att föremål och karaktär för de tre komponenterna i projektet för långtidsdrift till sin natur skiljer sig åt och påpekade att kommissionen i sitt beslut om att inleda förfarandet inte specifikt beaktade skillnaderna och likheterna vad gäller föremål och karaktär för komponenterna 1, 2 och 3. I detta avseende lämnade Belgien följande uppgifter:

a) Komponent 1 består av finansiella och strukturella åtgärder för att stödja BE-NUC:s långsiktiga verksamhet så att den förblir livskraftig, bl.a. genom ett differenskontrakt som ger intäktsstöd och minskar exponeringen för marknadsprisrisker, samt ett antal ersättningsmekanismer som täcker andra finansiella underskott för att säkra långsiktig ekonomisk bärkraft på grund av exponeringen för vissa risker kopplade till volym och drift.

b) Komponent 2 består av överföringen av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle för hela Belgiens kärnkraftspark, och omfattar därför en mycket lång tidsperiod som till stor del går utöver tillämpningen av komponenterna 1 och 3.

c) Komponent 3 består av rättsliga garantier som skydd mot framtida lagändringar, och dess föremål är således ett helt annat än föremålen för komponent 1 och 2.

4.4.2 *Syftet med komponenterna 1, 2 och 3*

(284) Belgien konstaterade att det övergripande syftet med de tre komponenterna är att förlänga de två reaktorernas livslängd. Belgien hävdade dock att varje enskild komponents särskilda syfte är en relevant del av bedömningen.

a) Huvudsyftet med komponent 1 är att minska osäkerheten kring intäkter och säkerställa att projektet för långtidsdrift är lönsamt på lång sikt genom att förhindra insolvens och konkurs för BE-NUC. Samtidigt syftar den också till att undvika överdriven ersättning till aktieägarna och begränsa stödet från den belgiska staten som motpart i ersättningsavtalet. I synnerhet hanterar de underliggande finansiella åtgärderna i komponent 1 olika risker på ett proportionellt sätt: differenskontraktet minskar risken kopplad till grossistmarknadspriser, betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning hanterar risken för stor påverkan i form av plötsliga driftavbrott som leder till förluster under driftsfasen, och lånen för nedstängningskostnader säkerställer tillräckliga kassaflöden under nedstängningen och de planerade arbetena kopplade till långtidsdriften. Belgien hävdade att detta även erkändes av kommissionen i skäl 208 i beslutet om att inleda förfarandet.

b) Komponent 2 handlar om hanteringen av de långsiktiga miljö- och nedläggningsförpliktelserna för den belgiska kärnkraftsparken, som är skilda från BE-NUC:s driftsmässiga och ekonomiska farhågor som behandlas i komponent 1. Denna komponent syftar främst till att överföra de berörda framtida förpliktelserna för kärnavfall, vilket är ett annat mål än att säkra driftsfinansiering. Belgien gjorde gällande att kommissionen verkade bekräfta att komponent 2 har detta separata syfte i skäl 208 i beslutet om att inleda förfarandet.

c) Komponent 3 ger rättsliga garantier som skydd mot vissa framtida lagändringar. Denna komponent hanterar regleringsrisken som följer av en eventuell förändring av vissa delar av den belgiska statens politik och bestämmelser, och är inte direkt knuten till de finansiella, operativa eller ansvarsrelaterade aspekter som ingår i de andra komponenterna.

4.4.3 *Direkta stödmottagare för komponenterna 1, 2 och 3*

(285) Belgien hävdade också att komponenterna 1, 2 och 3 har olika direkta stödmottagare. Belgien medgav att identifieringen av stödmottagare för varje åtgärd är en viktig punkt i bedömningen av förekomsten av kumulativa effekter. I detta avseende inkom den belgiska staten med följande iakttagelser:

a) Komponent 1 avser en uppsättning finansieringsmekanismer med specifika stödmottagare per åtgärd. Belgien konstaterade att i motsats till vad som anges i skäl 182 i beslutet om att inleda förfarandet är BE-NUC och Luminus, snarare än Electrabel och Luminus, direkta stödmottagare när det gäller differenskontraktet, lånen för nedstängningskostnader, betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt rörelsekapitalfaciliteten (fördelarna för Electrabel skulle indirekt följa av dess egenskap av aktieägare).

b) När det gäller komponent 2 gynnar överföringen av förpliktelserna för kärnavfall och avtalet om ytterligare förpliktelser för nedläggning till följd av långtidsdriften Electrabel, som kärnkraftsoperatör, samt Luminus och EDF Belgium i deras roll som bidragande företag. Belgien drog därför slutsatsen att komponent 2 inte gynnar BE-NUC.

c) Enligt komponent 3 skulle vissa ensidiga åtgärder som vidtas av den belgiska (federala) staten leda till rätt till ersättning för Electrabel, och indirekt även för Luminus.

4.4.4 Kumulativa effekter av komponent 1, 2 och 3

(286) Komponenterna 1, 2 och 3 skiljer sig avsevärt åt i fråga om föremål och karaktär, syfte och stödmottagare; de har ingåtts samtidigt och tjänar det övergripande syftet att förlänga de två reaktorernas livslängd. Som visas ovan motsvarar varje komponent ett specifikt syfte och de kompletterar således varandra, vilket begränsar eventuella kumulativa effekter som uppstår.

(287) När det gäller en potentiellt förändrad riskprofil för Electrabel tack vare komponenterna 2 och 3 kan dessa åtgärder faktiskt gynna Electrabel som kärnkraftsoperatör och därmed förbättra Electrabels riskprofil generellt. Komponenterna 2 och 3 ändrar inte riskprofilen för BE-NUC, som är den främsta stödmottagaren av komponent 1. Enligt en oberoende analys som genomförts av Compass Lexecon är BE-NUC:s riskprofil den relevanta faktorn för att bedöma proportionaliteten hos komponent 1, med tanke på de specifika risker som påverkar projektet och riskfördelningen mellan den belgiska regeringen och BE-NUC.

5. **ENGIES STÅNDPUNKT**

(288) Engie lämnade in sina synpunkter på beslutet om att inleda förfarandet den 9 september 2024. I sin inlaga lägger Engie fram bevis och analyser till stöd för sitt argument att det inte finns någon grund för de tvivel som kommissionen framförde i sitt beslut om att inleda förfarandet. Engies svar på beslutet om att inleda förfarandet behandlar den ursprungliga åtgärden enligt beskrivningen i beslutet om att inleda förfarandet. Den aktuella åtgärden omfattar ändringar (som införts för att ta itu med de tvivel som kommissionen uttryckte i sitt beslut om att inleda förfarandet) i jämförelse med den ursprungliga åtgärden, och beskrivs närmare i avsnitt 3 i detta beslut. Engies ståndpunkt ligger i linje med de belgiska myndigheternas ståndpunkt.

(289) Engie hävdade att projektet för långtidsdrift är ett övergripande avtal och resultatet av omfattande och ihållande förhandlingar med den belgiska regeringen, där den vägledande principen är att man ska fortsätta sitt åtagande gentemot Belgien och bidra till landets försörjningstrygghet genom att godta Belgiens begäran om att förlänga två kärnreaktorers livslängd och därmed upphäva sin offentliga strategi att avsluta kärnkraftsverksamheten i Belgien efter 2025 (se skäl 23). Dessutom hävdade Engie att projektet för långtidsdrift har positiva effekter på den inre marknaden av följande skäl:

a) För det första är projektet för långtidsdrift avgörande för att säkerställa Belgiens elförsörjningstrygghet under de kommande åren, samtidigt som finansieringskostnaderna för den belgiska kapacitetsmekanismen kan minskas. Denna positiva effekt kommer också att indirekt gynna angränsande medlemsstater som är sammanlänkade med Belgien och som kan importera el (varvid det ska preciseras att denna export inte utgör direktförsäljning utan balansering som hanteras av den systemansvariga för överföringssystemet).

b) För det andra bidrar projektet för långtidsdrift till att uppnå målen för minskade koldioxidutsläpp i den gröna given.

(290) Engie hävdade också att det finns flera skillnader mellan projektet för långtidsdrift (förlängning av livslängden för Doel 4 och Tihange 3) och 2015 års förlängning av livslängden för Doel 1, Doel 2 och Tihange 1 (*den befintliga långtidsdriften*).

a) För det första inleddes projektet för långtidsdrift av den belgiska regeringen 2022 efter det att Engie hade fattat beslut (från och med 2020) om att dra sig ur kärnenergiverksamheten och omorientera sin verksamhet för att fokusera på förnybar energi och energiinfrastruktur. Det krävde därför att Engie helt skulle upphäva sin strategi, något som i sig ökade kostnaderna för projektet för långtidsdrift, särskilt eftersom Electrabel inte hade gjort några preliminära säkerhetsstudier och avsättningar relaterade till en eventuell ny förlängning av livslängden, eller en förlängning av livslängden inom ramen för den befintliga långtidsdriften. Vid tidpunkten för den befintliga långtidsdriften genomförde Electrabel däremot preliminära studier för att förlänga verksamheten vid de belgiska kärnreaktorerna, eftersom ett sådant scenario då ansågs vara sannolikt.

b) För det andra beror flera kostnader på den snäva tidsplanen för projektet för långtidsdrift. På begäran av den belgiska regeringen tidigarelades omstarten av de två reaktorerna till den 1 november 2025 (i stället för det ursprungligen planerade datumet den 1 november 2026).

c) För det tredje förväntas BE-NUC utöver osäkerheten i lagstiftningen även utsättas för en ökad prisvolatilitet på marknaden (jämfört med situationen 2015), med en ökande andel förnybar energi i energimixen. Dessutom var marknadsvillkoren väldigt annorlunda 2015, då fossila bränslen och stabilare energikällor stod för en större del av energimixen och låga/negativa priser sällan förekom.

d) För det fjärde har de finansiella resultaten för den befintliga långtidsdriften påverkats negativt av fler fall av driftavbrott än väntat, högre kapitalutgifter och ett lägre energipris. Sedan 2016 har flera nedskrivningar bokförts i Engies räkenskaper för dess kärntekniska verksamhet, vilket har lett till betydande ekonomiska förluster för Engiekoncernen (därav slutsatsen att denna verksamhet inte kan bäras av en ensam privat marknadsaktör och utan en balanserad riskdelningsmekanism).

e) Slutligen belyste AFCN/FANC själv de många skillnaderna mellan den befintliga långtidsdriften och det aktuella projektet för långtidsdrift i ett ståndpunktsdokument 2021 ([115]). För att möjliggöra en omstart senast den 1 november 2025, ett år tidigare än vad som ursprungligen planerades, godkände AFCN/FANC de nödvändiga säkerhetsförbättringarna som skulle slutföras under en period på tre år efter omstarten (senast den 31 december 2028), medan AFCN/FANC för den befintliga långtidsdriften hade godkänt en period på fem år efter omstart för att utföra de nödvändiga arbetena.

(291) Engie uppgav att alla dessa faktorer ledde till att Engie och den belgiska staten ingick ett omfattande avtal om både den begärda förlängningen av livslängden (med förbehåll för en begränsning av Engies riskexponering) och hanteringen av överfört använt kärnbränsle och kärnavfall, och ansåg att den befintliga långtidsdriften inte är en relevant referens för att bedöma nödvändighet och lämplighet för de olika åtgärderna i det aktuella projektet för långtidsdrift.

(292) Engies huvudsakliga argument beträffande de tvivel som kommissionen anförde i beslutet om att inleda förfarandet beskrivs närmare nedan.

5.1 Engies ståndpunkt gällande klassificeringen av statsstödet i form av projektet för långtidsdrift som ”ett enda ingripande” och dess stimulanseffekt

5.1.1 *Ett enda ingripande*

(293) Kommissionen anser att åtgärdens tre komponenter kan bedömas som en del av ett enda ingripande från den belgiska staten, i den mån de alla är kopplade till samma händelse, dvs. förlängningen av livslängden för de två reaktorerna.

(294) Engie uppgav att man inte har några invändningar mot klassificeringen som ett enda ingripande, i den mån den motsvarar de kriterier som fastställts i Europeiska unionens domstols rättspraxis ([116]). Engie delade särskilt kommissionens uppfattning i skäl 208 i beslutet om att inleda förfarandet att åtgärdens tre komponenter är beroende av varandra och bidrar till att avtalet om förlängning av livslängden fullgörs, vilket gör att de kan betraktas som ett enda ingripande. Engie medgav att man hade krav gällande sin riskexponering och hanteringen av använt kärnbränsle och kärnavfall, och att detta ledde till en övergripande och omfattande överenskommelse som gick längre än att endast införa en ersättningsmekanism för den förlängda driften av kärnkraftsenheterna. Utan att ifrågasätta denna föreslagna klassificering som ett enda ingripande påpekade Engie dock att vissa av delåtgärderna i projektet för långtidsdrift inte utgör statligt stöd, eftersom de inte ger Electrabel någon selektiv fördel, särskilt följande:

a) Avtalet om administrativa tjänster enligt vilket Electrabel får tillhandahålla administrativa tjänster (bl.a. sekreterartjänster, redovisningstjänster och skattetjänster) till BE-NUC, som är ett standardavtal som kommer att ingås enligt armlängdsmässiga villkor.

([115]) AFCN/FANC, 28 november 2021, *Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*, s. 5 (översättning i informationssyfte): https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. Situationen för Doel 4 och Tihange 3 kan inte jämföras med situationen för enheterna Doel 1 och 2 (för dem togs beslutet om att bevilja ett projekt för långtidsdrift först i sista minuten 2014). Enheterna Doel 1 och 2 kunde startas om relativt snabbt under vintern 2015, eftersom i) akten för projektet för långtidsdrift för dessa reaktorer hade utarbetats och godkänts så tidigt som 2012, så att de ändringar som krävdes för omstart (kopplade till kvalificering av utrustning och hantering av åldrande) var helt och hållet kända, och ii) artikel 30 i det kungliga dekretet om säkerhetsbestämmelser för kärntekniska anläggningar (”PSIN”) hade ännu inte trätt i kraft, och ändringarna av säkerhetsutformningen kunde därför spridas över de olika nedstängningar som planerats mellan 2015 och 2020. […] För att förlänga en säker drift av kärnreaktorerna Doel 4 och Tihange 3 krävs en utvidgad handlingsplan som främst behandlar de delar som garanterar kärnsäkerheten. Denna handlingsplan omfattar utformning, kontroll och konstruktion/tillverkning/installation av ett potentiellt stort antal komponenter. Det kommer därför att ta år att förbereda och genomföra de ändringar som krävs för att uppfylla de nya säkerhetskraven.

([116]) Här hänvisade Engie till tribunalens dom av den 15 september 1998, BP Chemicals/kommissionen, T-11/95: När på varandra följande ingripanden är så nära kopplade till varandra – särskilt med avseende på deras kronologiska ordning, deras syfte och företagets omständigheter vid tidpunkten för dessa ingripanden – att de är oskiljbara kan de betraktas som ett enda ingripande.

b) Utkontrakteringen av försäljningen av el som produceras av de två reaktorerna inom ramen för avtalet om energiförvaltningstjänster, som kommer att tilldelas genom ett konkurrensutsatt, transparent, icke-diskriminerande och villkorslöst anbudsförfarande, vilket säkerställer att marknadsvillkoren uppfylls.

c) Ersättningen från den belgiska staten för bristande kostnadstäckning vid uteblivet avtal, som inte går utöver de ansvarsförpliktelser som normalt gäller för jämförbara transaktioner på marknaden, där varje part hålls ansvarig för kostnader som uppkommit i samband med (förberedelsen av) avtalet om avtalet inte slutförs på grund av någon av parterna. Engie förblir till 100 % ansvarig för sådana kostnader om företaget bär ansvaret för att avtalet inte slutförs och en uppdelning planeras om ingen part är ansvarig för att avtalet inte slutförs.

5.1.2 *Stimulanseffekt*

(295) Engie betonade att stimulanseffekten, som kommissionen ansåg vara rimlig i sin bedömning av skälen 229 och 239 i beslutet om att inleda förfarandet, inte är hypotetisk, men att det inte råder något tvivel om att Electrabel inte skulle ha fortsatt driften av de två reaktorerna utan projektet för långtidsdrift, inklusive de tre komponenterna. Engie uppgav i detta avseende att

a) Electrabel redan hade börjat genomföra sin strategi för att dra sig ur kärnenergiverksamheten helt och hållet och inte hade möjlighet att återkomma till detta beslut (som offentliggjordes i Engies offentliga finansiella kommunikation ([117])) inom den då gällande rättsliga ramen.

b) Engies ståndpunkt återspeglades tydligt i AFCN/FANC:s ståndpunktsdokument och rapporter om genomförbarheten av projektet för långtidsdrift för Doel 4 och Tihange 3 ([118]).

c) Engies meddelande om förhandlingarna om projektet för långtidsdrift med den belgiska regeringen klargjorde mycket tydligt att utan en riskdelningsmekanism och en lösning för kostnaderna för använt kärnbränsle och kärnavfall från driften av de sju belgiska kärnkraftverken skulle Electrabel inte överväga att förlänga livslängden för de två reaktorerna ([119]). Denna ståndpunkt klargjordes i början av diskussionerna gällande projektet för långtidsdrift, vilket anges i en rapport från AFCN/FANC och i meddelandet från Engies VD (se skäl 6 i beslutet om att inleda förfarandet).

(296) Dessutom betonade Engie att incitamentet för Electrabel att fortsätta driva de två reaktorerna härrör från hela det stödpaket som tillhandahålls genom projektet för långtidsdrift, som har finjusterats på lämpligt sätt för detta ändamål. Ingen delåtgärd skulle i sig ha kunnat ge tillräckliga incitament. Engie skulle även ha vägrat att gå vidare med projektet för långtidsdrift om någon del av paketet hade avlägsnats. Engie anför slutligen att de åtgärder som avses i skäl 235 i beslutet om att inleda förfarandet således inte bör betraktas som att de var och en ger särskilda (eller ytterligare) incitament, utan bör betraktas som en helhet.

([117]) Till följd av detta skrev Engie ned sina kärntekniska tillgångar 2020. Engie, universellt registreringsdokument 2020, avsnitt 1.4.1 s. 13. Finns på: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Se t.ex. AFCN/FANC, 28 november 2021, *Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*, s. 5 (översättning i informationssyfte): https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. I november 2020 meddelande operatören Electrabel att den belgiska regeringen i sitt regeringsavtal tydligt hade valt en fullständig avveckling av kärnkraften senast 2025. Med mindre än fem år kvar till detta datum beslutade operatören för kärnkraftverken Doel och Tihange att det inte längre var möjligt att förbereda för en eventuell förlängning av driften vid enheterna Doel 4 och Tihange 3. Electrabel beslutade därför att lägga alla sina resurser på att förbereda för den slutliga nedstängningen och nedmonteringen av samtliga sju kärnreaktorer vid anläggningarna Doel och Tihange. Projektet "långtidsdrift G2" avslutades därför av operatören vid den tidpunkten.

([119]) Se t.ex., AFCN/FANC, 17 januari 2022, *Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B - Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*, s. 9, (översättning i informationssyfte): https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. Electrabel vill ha visshet innan man vidtar åtgärder på egen hand. Om regeringen vill aktivera plan B (den långsiktiga driften av Doel 4 och Tihange 3) måste den prioritera diskussioner med Electrabel om de villkor och säkerheter som krävs innan man fortsätter att utveckla plan B (uppgift 1). AFCN uppmärksammar återigen regeringen på att praktiskt taget alla åtgärder i plan B som faller inom AFCN:s ansvarsområde (upprättande av akten för långtidsdrift) kräver samarbete med Electrabel. Enligt Electrabel är varje diskussion om en möjlig långtidsdrift beroende av att det finns ett tydligt, stabilt och enhetligt regelverk för kärnsäkerhet. AFCN förstår denna ståndpunkt och planerar därför att fortsätta arbetet med att klargöra regelverket för kärnsäkerhet under första kvartalet 2022.

5.2 Engies ståndpunkt gällande nödvändighet, lämplighet och proportionalitet hos de många delåtgärderna i komponent 1

5.2.1 *Inrättande av ett samriskföretag*

(297) Engie ansåg att det är nödvändigt att skapa en gemensam struktur där den belgiska staten äger en andel på 50 % för att uppnå målen för projektet för långtidsdrift, dvs. en snabb omstart av de två reaktorerna senast i november 2025. Engie uppgav att man hade begärt en riskdelningsmekanism på 50/50-basis med den belgiska staten innan avtalet om projektet för långtidsdrift antogs.

(298) Enligt Engie var det av flera skäl olämpligt att endast införa ersättningsmekanismer för detta ändamål: i) ersättningsavtalet innebär kvarstående risker för Engie, ii) utan samriskföretaget skulle Engie tillfälligt ha behövt bära 100 % av förlusterna i väntan på den ersättning/kompensation som skulle ha föreskrivits i avtalen och iii) Engie höll på att begränsa sin exponering för kärnenergi och ville inte ensamt stå för de nödvändiga investeringsutgifterna på mer än [2–2,5] miljarder euro för projektet för långtidsdrift, och ensamt bära alla potentiella förluster på grund av oväntad otillgänglighet och kostnadsöverskridanden.

(299) Dessutom uppgav Engie att man genom den belgiska statens finansiella medverkan i vinster och förluster från de två reaktorerna (särskilt utdelningar) kunde förutse att den belgiska staten skulle få ytterligare incitament att ta hänsyn till de två reaktorerna i sina framtida politiska beslut. Engie drog därför slutsatsen att inrättandet av den gemensamma strukturen innebär att den belgiska statens och Engies intressen sammanfaller.

(300) Engie hävdade också att samriskföretaget är lämpligt och proportionellt eftersom Engie, som är en privat aktör, kommer att kunna motverka eventuella risker att den belgiska staten agerar på ett partiskt sätt genom sin gemensamma kontroll över strategiska beslut som gäller BE-NUC, och den belgiska staten och Engie kommer att utöva sina rättigheter i styrningen av BE-NUC på lika villkor.

5.2.2 *Engies ståndpunkt gällande differenskontraktet*

(301) När det gäller behovet av ett differenskontrakt hävdade Engie att med tanke på marknadsmisslyckandena kopplade till kärnenergiindustrin och den kraftiga volatiliteten på elmarknaden under de kommande åren är projektet för långtidsdrift exponerat för en stor risk för ett finansieringsunderskott, vilket gör differenskontraktet till ett nödvändigt instrument för att uppnå ett mål av gemensamt intresse. Engie hänvisade också till den korta löptiden för förlängningen av livslängden (10 år) jämfört med de genomsnittliga investeringarna i kärnenergisektorn, de betydande kostnaderna och det faktum att de två reaktorerna inte kommer att ha en kapacitet på 100 % under de första tre åren eftersom arbeten kopplade till förlängningen av livslängden kommer att slutföras samtidigt.

(302) Engie hävdade att utformningen av differenskontraktet och justeringen av marknadsprisrisken är lämpliga och proportionella för att bevara de två reaktorernas incitament att reagera effektivt på marknadssignaler. I detta avseende hänvisar Engie till samma argument som den belgiska staten när det gäller de två reaktorernas tekniska, regleringsmässiga och ekonomiska begränsningar (se avsnitt 2.1). Engie hävdade att även i dagsläget, utan differenskontraktet och med en flotta på fem reaktorer som möjliggör en mer diversifierad strategi, är Engies flexibilitet mycket begränsad när det gäller att anpassa produktionen av kärnkraftsel som svar på kort- och medellångsiktiga marknadssignaler. Enligt Engie har differenskontraktet utformats för att inom detta begränsade manöverutrymme ge BE-NUC incitament att reagera på prissignaler, i den mån det är tekniskt möjligt.

a) För det första betonade Engie att de två reaktorerna, till skillnad från flexibla elproduktionskällor och nyare produktionsenheter och/eller andra typer av kärnreaktorer, har utformats för produktion av baslast och har mycket begränsad regleringskapacitet; det rationella beteendet för dem är inte att ändra priserna varje gång priserna blir negativa eller är lägre än deras kortfristiga marginalkostnader. Engie klargjorde att det är först sedan 2015 som AFCN/FANC har tillåtit ekonomisk reglering vid kärnkraftsenheterna i Belgien, med strikta tekniska begränsningar som förklaras i skälen 13–15 i detta beslut. Med tanke på dessa begränsningar (i kombination med risken för automatisk nedstängning vid varje reglering, risken för obalans som en sådan nedstängning skulle medföra och avsaknaden av bränslebesparingar under reglering), förklarade Engie att kärnkraftsoperatören inte fritt kan anpassa enheternas elproduktion till negativa priser och att den begränsade regleringskapaciteten bör utnyttjas på bästa sätt.

b) För det andra säkerställer justeringen av marknadsprisrisken och ändringen av bränslecykelns längd att de planerade avbrotten kommer att planeras för sommarperioden, då priserna historiskt sett har varit – och förväntas vara – som lägst. Detta kommer att säkerställa att de två reaktorerna är tillgängliga när efterfrågan på el (och priserna) förväntas vara som högst. Engie tillade också att ett planerat avbrott i en kärnkraftsenhet tar omkring 12 månader att förbereda, måste meddelas marknaden i förväg och involverar ett stort antal intressenter. När avbrottet väl är planerat kan kärnkraftsoperatören inte ändra datumet för avbrottet utan förhandsgodkännande från nätoperatören. Även om avbrott kan planeras mot bakgrund av långsiktiga marknadsförhållande är planeringen av underhållsåtgärder för kärnkraftverk därför inte anpassad till kortsiktiga marknadssignaler.

c) För det tredje hävdade Engie att justeringen av marknadsprisrisken utgör ett tillräckligt incitament för BE-NUC att maximera och erhålla det högsta marknadspriset genom att planera avbrott när priserna förväntas vara de lägsta, och håller inte alls med om kommissionens preliminära uppfattning att effekterna av justeringen av marknadsprisrisken *är små i praktiken* (se skäl 290 i beslutet om att inleda förfarandet).

(303) Vad gäller parametrarna för differenskontraktets utformning, hävdade Engie slutligen att dagen före-marknadspriset är ett lämpligt marknadsreferenspris.

a) För det första uppgav Engie att långsiktiga produkter inte påverkar dirigeringsbesluten för ett kärnkraftverk vars kortsiktiga marginalkostnader till sin natur är mycket låga. Terminspriserna på el har aldrig varit negativa på någon europeisk marknad och sådana händelser kan betraktas som mycket osannolika i framtiden. Till följd av detta hävdade Engie att långsiktiga produkter inte ger de marknadssignaler som krävs för att fatta dirigeringsbeslut, och oavsett vilket marknadsreferenspris som väljs kommer dirigeringsbesluten alltid att styras av en jämförelse mellan den kortsiktiga marginalkostnaden och alternativkostnader, å ena sidan, och dagen före-marknadspriset, å andra sidan (med beaktande av anläggningens flexibilitet).

b) För det andra hävdade Engie att användningen av terminsprodukter som marknadsreferenspris skulle utsätta BE-NUC för betydande och ohanterliga risker som härrör från otillräcklig tillgång på lämpliga långsiktiga produkter på den belgiska marknaden, på grund av följande:

— Den belgiska terminsmarknaden kännetecknas av låg och minskande likviditet. Volymerna som handlas på marknaden för följande år är betydligt lägre än den förväntade årsproduktionen för de två reaktorerna ([120]). Denna skillnad visar att det är opraktiskt att använda långsiktiga marknadsprodukter som referenspris för differenskontraktet.

— Terminsmarknadens brist på likviditet gör den inte bara till ett dåligt riktmärke för att beräkna differensbetalningar med lösenpriset, utan medför också betydande risker kopplade till prisbildning, snedvridningar på marknaden och utförandekostnader. Dagen före-marknadspriset ger högst likviditet och störst öppenhet i prisbildningen, och undviker problem som är förknippade med bristande öppenhet i likviditeten, replikeringskostnader, kostnader för indirekt risksäkring och krav på marginalsäkerhet.

— Den belgiska terminsmarknaden saknar tillräcklig detaljnivå för att vara ett lämpligt marknadsreferenspris ([121]).

([120]) Under 2024 förväntas t.ex. endast 9 TWh el handlas på marknaden för följande år samtidigt som de två reaktorerna beräknas producera 14 TWh per år.

([121]) Terminsprodukter är vanligtvis kalenderbaserade med förfallodatum kommande kvartal eller kommande månad. Med tanke på de två reaktorernas fluktuerande och osäkra produktionsmönster på grund av de planerade avbrotten (som ytterligare förvärras på grund av arbetet kopplat till långtidsdriften fram till 2029 och osäkerheterna kring detta arbete och planeringen) och oplanerade driftavbrott skulle dock användningen av en långsiktig produkt som marknadsreferenspris leda till betydande volymrisker och betydande kostnader för att avveckla terminssäkringar i händelse av utebliven produktion, och ytterligare riskera BE-NUC:s kassaflödesgenerering och ekonomiska bärkraft.

c) Engie hävdade att ytterligare risker härrör från det faktum att dess flotta av kärnreaktorer kommer att minskas avsevärt från och med 2025 på grund av nedläggningen av fem av sju kärnreaktorer. Denna minskning kommer att öka risken för driftavbrott eftersom eventuella stilleståndsproblem vid de två reaktorerna inte kan kompenseras av andra tillgångar. BE-NUC:s produktionsmönster kommer därför att bli mer osäkert, vilket ökar risken för att el inte levereras enligt långfristiga avtal. I sådana scenarier skulle BE-NUC tvingas att återköpa el till potentiellt högre priser, vilket skulle leda till betydande förluster utöver de förlorade intäkterna från minskad produktion. Dessa förluster skulle förvärras av bristande likviditet på långsiktiga marknader, där stora köp-sälj-spreads och begränsade handelsvolymer ytterligare kan öka kostnaderna för att uppfylla avtalsförpliktelserna ([122]).

5.2.3 *Engies ståndpunkt gällande betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader*

(304) Engie betonade att behovet av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader främst är kopplat till det specifika sammanhanget för projektet för långtidsdrift, till följd av i) det sena beslutet om att förlänga livslängden för Doel 4 och Tihange 3 och den begränsade tiden för att förbereda och genomföra nödvändigt arbete kopplat till långtidsdriften, ii) de åldrande tillgångarna och den ökade systemrisken med att ha två enheter som använder sig av samma teknik, iii) den samtidiga omstarten och driften av de två reaktorerna under de första tre åren och iv) den utjämnade kostnaden för att producera energi för kärnkraftsanläggningarna vars livslängd förlängs, där drift- och underhållskostnaderna är högre än för en ny kärnkraftsanläggning.

(305) Engie uppgav vidare att både betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning och lånen för nedstängningskostnader är nödvändiga eftersom i) betalningarna från den belgiska staten enligt ersättningsavtalet inte täcker större händelser där driftavbrott orsakas av tekniska problem eller sker till följd av förändringar i det internationella regelverket eller kärntekniska nödsituationer, ii) sådana händelser, till skillnad från vad som påstås i skäl 269 b i beslutet om att inleda förfarandet, inte är extrema scenarier med låg sannolikhet, utan sannolikt kommer att inträffa under de kommande tio åren, och iii) endast händelser över ett visst tröskelvärde omfattas.

a) Ersättningsavtalet tillåter justeringar av lösenpriset i differenskontraktet till BE-NUC:s fördel vid särskilda ”omförhandlingshändelser”, men dessa omfattas av begränsningar och undantag. Exempelvis skulle en nedstängning av en eller båda reaktorerna för säkerhetsåtgärder efter en nödsituation eller som krävs på grund av en ändring i internationella bestämmelser inte omfattas av ersättningsavtalet. Dessutom skulle driftavbrott till följd av vissa tekniska problem inte omfattas av ersättningsavtalet, t.ex. säkerhetsrelaterade avbrott eller rutinmässiga tillsynsinspektioner som ingår i den förväntade verksamheten; obligatoriska uppgraderingar som krävs enligt befintliga eller allmänt antagna internationella förordningar, t.ex. sådana som följde efter rådets direktiv 2014/87/Euratom efter Fukushima ([123]); förebyggande nedstängningar till följd av internationella tillbud, som utgör förutsebara tillsynsåtgärder; strängare miljöbestämmelser som införts av regionala myndigheter, vilket ofta påverkar flera sektorer; avbrott i leveranskedjan som förhindrar nödvändigt underhåll eller reparationer; oförutsedd försämring av kritisk utrustning.

b) Sannolikheten för att sådana tekniska eller regleringsmässiga händelser eller nödsituationer uppstår är inte så låg som anges i beslutet om att inleda förfarandet och kan påverka både driftskostnaderna och tillgängligheten för de två reaktorerna. Engie nämnde följande i detta avseende:

— En olycka som den i Tjernobyl eller i Fukushima kan inte uteslutas, trots att de nuvarande kärnsäkerhetsreglerna är stränga.

— Införandet av en betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning baserades på Electrabels tidigare erfarenhet och drift av den belgiska kärnkraftsflottan: Under perioden 2012–2022 inträffade 11 betydande händelser med oväntade driftavbrott av tekniska skäl som påverkade de sju belgiska kärnkraftsenheterna.

— Det finns flera exempel från senare tid på långvariga driftavbrott för andra kärnkraftsflottor runt om i världen (t.ex. Ringhals 4 i Sverige 2022, Civaux 1 i Frankrike 2021 och Taishan 1 i Kina 2021).

([122]) Engie befann sig i en sådan situation 2018, då flera enheter var otillgängliga samtidigt och företaget på grund av detta i genomsnitt endast hade 52 % av sin nominella kapacitet i drift. Engie tvingades att köpa tillbaka sina terminssäkringar i ett läge där de belgiska priserna hade ökat avsevärt och sammanlänkningskapaciteten var mättad, och i slutet av året uppgick EBITDA-förlusten för företagets kärnenergiverksamhet till [0–0,5] miljarder euro (jämfört med en vinst på [0–0,5] miljarder euro föregående år).

([123]) Rådets direktiv 2014/87/Euratom av den 8 juli 2014 om ändring av direktiv 2009/71/Euratom om upprättande av ett gemenskapsramverk för kärnsäkerhet vid kärntekniska anläggningar (EUT L 219, 25.7.2014, s. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Händelser som leder till kostnader som understiger ett tröskelvärde på 5 miljoner euro räknas inte som ”omförhandlingshändelser” och kompenseras därför inte av motparten i ersättningsavtalet.

(306) Engie hävdade att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning inte är ett obegränsat bidrag (i motsats till vad kommissionen antydde i sitt beslut om att inleda förfarandet) mot bakgrund av de uppsägningsrättigheter motparten i ersättningsavtalet har enligt ersättningsavtalet, som skulle göra det möjligt att begränsa motpartens exponering.

(307) Engie hävdade att principen om att låta lånen för nedstängningskostnader täcka den del av kostnaderna som återstår efter datum för omstart har beviljats av den belgiska staten på grund av att långtidsdriftens omstart har tidigarelagts (från 2026 till 2025) på dess begäran, vilket innebär att arbeten kopplade till långtidsdriften måste utföras medan enheterna är i drift och detta kommer att leda till att mindre intäkter genereras under de tre första verksamhetsåren. Det följde den nyckelprincip som överenskommits mellan Engie och den belgiska staten om att aktieägarna är utsatta för alla kostnader till följd av förlängningen av livslängden medan BE-NUC finansierar drift och underhåll med egna intäkter.

(308) När det gäller proportionaliteten i de finansiella mekanismer som tillhandahålls genom projektet för långtidsdrift hävdade Engie att de inte skyddar BE-NUC från några operativa risker, vilket kommissionen menade i beslutet om att inleda förfarandet. BE-NUC är bland annat delvis exponerat för tillgänglighetsrisk under hela den förlängda livslängden för de två reaktorerna, liksom för överskridanden av driftskostnader efter slutavräkningsdatumet, vilket kan förhindra att BE-NUC genererar likvida medel och påverka dess avkastningsgrad negativt. Dessa kostnader hänför sig bland annat till ökade personalkostnader (program för att behålla personal och ytterligare rekryterings-/utbildningskostnader för den fortsatta verksamheten) drift- och underhållskostnader (stigande materialpriser, brist i leveranskedjan för väsentliga reservdelar och komponenter, krav från AFCN/FANC [alla projektändringar granskas och ifrågasätts grundligt av AFCN/FANC före godkännande], oplanerade större maskinfel före omstart osv.) samt bränslekostnader (kontrakt är delvis kopplade till marknadsutvecklingen).

(309) Dessutom hävdade Engie att Electrabel, i egenskap av operatör av de två reaktorerna, har starka incitament att maximera tillgängligheten för de två reaktorerna under normala driftsförhållanden för att undvika att betala avtalsviten om tillgängligheten sjunker under [90–100] % under något avtalsår.

(310) Engie lämnade in en simulering som visade hur långtidsdriftens lönsamhet påverkas av händelser som inte omfattas av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning: i) händelser med minskad tillgänglighet under driftfasen i illustrativt syfte (ökad frekvens för oplanerade avbrott) och ii) ökningar av vissa driftskostnader efter slutavräkningsdatumet till följd av oförutsedda kostnader, samt en kombination av båda händelserna. Tabell 16 visar att dessa händelser kan ha en betydande negativ inverkan på BE-NUC:s internränta.

Tabell 16

Inverkan på långtidsdriftens lönsamhet (100 %) vid händelser som inte omfattas av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning

	Grundscenario (ingen minskad tillgänglighet)	Frekvens för oplanerade avbrott +5 %	Frekvens för oplanerade avbrott +10 %
Grundscenario (inget överskridande av driftskostnader)		Internränta = [5–10] % Nettonuvärde = minus [100–300] miljoner euro	Internränta = [0–5] % Nettonuvärde = minus [200–400] miljoner euro
Driftskostnad +5 %	Internränta = [5–10] % Nettonuvärde = minus [0–200] miljoner euro	Internränta = [5–10] % Nettonuvärde = minus [100–300] miljoner euro	Internränta = [0–5] % Nettonuvärde = minus [200–400] miljoner euro
Driftskostnad +10 %	Internränta = [5–10] % Nettonuvärde = minus [0–200] miljoner euro	Internränta = [0–5] % Nettonuvärde = minus [100–300] miljoner euro	Internränta = [0–5] % Nettonuvärde = minus [200–400] miljoner euro

Källa: Engies svar på beslutet om att inleda förfarandet.

(311) Engie hävdade också att räntan på lånen för nedstängningskostnader är proportionell och lämplig, vilket framgår av en oberoende analys ([124]). Engie tillade att lånen för nedstängningskostnader ska betalas tillbaka, under förutsättning att BE-NUC genererar tillräckligt med likvida medel, plus ränta, vid slutet av långtidsdriften.

5.2.4 *Engies ståndpunkt gällande villkoren för rörelsekapitalfaciliteten och aktieägarlånen*

(312) Engie klargjorde att räntan på aktieägarlånen och rörelsekapitalfaciliteten kommer att vara armlängdsmässig och fastställas av BE-NUC:s styrelse, med hänvisning till rådande marknadsräntor och eventuell jämförbar tredjepartsfinansiering som finns tillgänglig vid den aktuella tidpunkten.

(313) Engie klargjorde också att man har utarbetat en villkorsförteckning som beskriver den metod som använts för att fastställa räntesatserna. Engie förklarade att denna metod är förenlig med Engies policy för internprissättning av lån och i linje med OECD:s BEPS-princip, vilket säkerställer att den ränta som fastställs är armlängdsmässig (se skäl 63).

(314) Engie drog därför slutsatsen att både räntan för rörelsekapitalfaciliteten och räntan för aktieägarlånen är proportionella.

5.2.5 *Engies ståndpunkt gällande avtalet om energiförvaltningstjänster*

(315) För det första betonade Engie att den enhet inom Engiekoncernen (GEMS) som kan komma att väljas till partner i avtalet om energiförvaltningstjänster genom anbudsförfarandet, eller som en tillfällig reservlösning, kommer att vara helt oberoende av affärsenheten Nuclear. Engie klargjorde att man sedan januari 2024 har infört lämpliga anbudsförfaranden, å ena sidan, och brandväggar inom Engiekoncernen, å andra sidan, för att undvika att Electrabel deltar i valet av partner i avtalet om energiförvaltningstjänster.

(316) För det andra angav Engie att det inte finns någon risk för avskärmning av marknaden till följd av ett eventuellt val av GEMS i anbudsförfarandet gällande avtalet om energiförvaltningstjänster. Engie hävdade att GEMS kommer att agera som part inom ramen för ett exakt mandat som specificerar strategin för budgivning och obalans (som GEMS inte får avvika från), med ersättning i form av en avgift, och äganderätten till elen kommer att ligga kvar hos BE-NUC fram till försäljning. Eftersom BE-NUC:s motsvarande försäljning inte skulle kunna tillskrivas GEMS/Engiekoncernen, skulle Electrabels ställning på den belgiska marknaden således inte stärkas om GEMS utsågs till partner i avtalet om energiförvaltningstjänster.

(317) För det tredje uppfyller anbudsförfarandet för att välja partner i avtalet om energiförvaltningstjänster de krav på att vara konkurrensutsatt, transparent och icke-diskriminerande som anges i kommissionens praxis. Det har offentliggjorts på EU-nivå och kvalificeringskriterierna kommer att anges (särskilt när det gäller den sökandes ekonomiska styrka och operativa erfarenhet). Om GEMS skulle väljas genom anbudsförfarandet kan därför utnämningen av GEMS som partner i avtalet om energiförvaltningstjänster anses vara proportionell. Engie hävdade också att om anbudsförfarandet inte ger resultat, och GEMS utses till partner i avtalet om energiförvaltningstjänster som en reservlösning, skulle proportionalitetskriteriet ändå vara uppfyllt: GEMS kommer att ersättas enligt marknadsvillkor till ett pris som fastställs av en oberoende sakkunnig i händelse av oenighet mellan parterna, så att denna ersättning inte går utöver vad som är absolut nödvändigt för att uppnå syftet med avtalet om energiförvaltningstjänster. Dessutom förklarade Engie att denna reservlösning endast skulle vara tillfällig och att den belgiska staten omedelbart skulle påbörja anordnandet av ett nytt konkurrensutsatt anbudsförfarande.

([124]) Memorandum från Compass Lexecon av den 22 augusti 2024: *Supplementary note on MOCP and SDC Loan*, punkt 1.12.

5.3 Engies ståndpunkt gällande avfallsavtalet

(318) Engie hävdade att det sammanlagda beloppet för avfallstaket är tillräckligt för att täcka eventuella ytterligare risker som inte skulle ha beaktats vid beräkningen av basbeloppet. Engie noterar vidare att avfallstaket är avsett att överföra betydligt mindre risker till staten än vad som var fallet i det tyska prejudikat som validerats av kommissionen. Engie uppgav särskilt följande:

a) Avfallet överförs inte automatiskt till Hedera när avfallstaket betalas. Endast det avfall som uppfyller mycket strikta avtalsenliga kriterier för överföring kommer att överföras, i annat fall förblir Electrabel ansvarigt för det. De avtalsenliga kriterierna för överföring har överenskommits mellan sakkunniga och bygger på nuvarande bästa praxis. Om Electrabel behöver flytta över ytterligare volymer måste företaget dessutom betala ett extra belopp till Hedera (*volymjusteringsavgifter*).

b) I det tyska ärendet kvarstod osäkerheter om var avfallsdeponierna var belägna, men i det aktuella fallet är slutförvaringsanläggningen för avfall i kategori A redan känd, vilket avsevärt minskar osäkerheten.

c) I motsats till det tyska ärendet ingår redan en hög nivå av oförutsedda utgifter i basbeloppet för projektet för långtidsdrift.

d) I det tyska ärendet användes en nominell diskonteringsränta på 4,58 % (fastställd i förhållande Eiopas räntesatser). Mot bakgrund av den markant ökade (+56 baspunkter) Eiopa-räntan förefaller den mycket lägre (–158 baspunkter) diskonteringsräntan på 3 % (nominell) som används i projektet för långtidsdrift helt överensstämma med den nuvarande räntenivån. Dessutom är realräntan på 1 % som används i projektet för långtidsdrift konservativ jämfört med andra europeiska länder.

e) Hedera kommer att kunna generera en avkastning på investeringar som är tillräcklig för att täcka betalningsskyldigheterna. Den studie av förvaltningen av tillgångar och skulder som genomfördes av […] för CPN:s granskning 2022 stöder denna åsikt.

(319) Engie drog därför slutsatsen att det belopp som Electrabel betalar inom ramen för avfallsavtalet kommer att täcka den osäkerhet som den belgiska regeringen har tagit över i tillräcklig grad, och kommer därför att vara proportionellt.

(320) När det gäller nedläggningsförpliktelserna hävdade Engie att Electrabel, i egenskap av kärnkraftsoperatör för de sju belgiska kärnkraftsenheterna, kommer att förbli ansvarigt för sina nedläggningsskyldigheter. Engie medgav dock att Belgien kommer att täcka de (ökade) nedläggningskostnader som är en direkt följd av projektet för långtidsdrift genom en engångsbetalning (fullständig och slutgiltig) till Electrabel.

(321) Engie hänvisade till CPN/CNV:s råd om förpliktelser för nedläggning och nedmontering kopplade till projektet för långtidsdrift där man drog slutsatsen att projektets inverkan på nedläggningskostnaderna (kostnader utan ränta) är en ökning av nedläggningskostnaderna (negativ synergi) på [100–500] miljoner euro (i 2021 års värden) eller, omräknat, [100–500] miljoner euro (2023 års värden). Engie drog därför slutsatsen att beloppet för överföringen av ytterligare förpliktelser för nedläggning till följd av projektet för långtidsdrift enligt CPN/CNV:s definition är proportionellt.

6. SYNPUNKTER FRÅN TREDJE PARTER

(322) Utöver Engies inlaga mottog kommissionen synpunkter från sju tredje parter under det offentliga samrådet om beslutet om att inleda förfarandet, som pågick fram till den 9 september 2024.

(323) Synpunkter inkom från medlemsstater, företag, sammanslutningar och icke-statliga organisationer. Synpunkterna från tredje parter behandlas också i relevanta delar av bedömningen utan hänvisning till särskilda synpunkter.

(324) Nedan ges en beskrivning av synpunkter och kommentarer från tredje parter som är relevanta för bedömningen av statligt stöd, indelade efter ämne.

6.1 Synpunkter när det gäller förekomsten av stöd

(325) Inga synpunkter inkom rörande förekomsten av stöd.

6.2 **Synpunkter om stödets förenlighet**

6.2.1 *Synpunkter när det gäller åtgärdens lämplighet och behovet av åtgärden*

(326) En majoritet av de tredje parterna uttryckte sitt stöd för kommissionens farhågor i beslutet om att inleda förfarandet vad gäller åtgärdens lämplighet och behovet av åtgärden.

6.2.1.1 Allmänna kommentarer

(327) En tredje part höll inte med kommissionen om förekomsten och relevansen av de marknadsmisslyckanden som angetts av den belgiska staten och hävdade att kärnteknik helt enkelt inte är kostnadseffektiv och inte bör stödjas genom statlig finansiering. Denna part erinrade om att driftsstöd enligt EU:s regler om statliga stöd i allmänhet endast tillåts under exceptionella omständigheter och bör begränsas till teknik som ännu inte är marknadsmässig eller mogen, förutsatt att särskilda villkor är uppfyllda. Denna tredje part instämde inte i lämpligheten och behovet av att stödja kärnenergin, som parten ansåg vara en mogen och olönsam teknik.

(328) Tre av sju parter hävdade att kärnenergi inte är en lämplig teknik för att hantera försörjningstrygghet, på grund av att kärnkraftverk har låg flexibilitet och måste producera kontinuerligt eftersom för mycket reglering inte är önskvärt.

6.2.1.2 Lämpligheten av utformningen av differenskontraktet

(329) Fem av sju uppgiftslämnare delade kommissionens farhågor gällande lämpligheten av utformningen av differenskontraktet. De viktigaste farhågorna var i) överensstämmelse med EU:s lagstiftning, ii) fastställande av lösenpriset i avsaknad av ett konkurrensutsatt förfarande (t.ex. som för vindkraftparker till havs), iii) de begränsade incitamenten att anpassa produktionen till marknadsvillkoren eftersom tröskeln för att minska produktionen (i differenskontraktets ursprungliga utformning) endast fastställs efter sex timmar med negativa priser på elmarknaderna, iv) valet av referenspris.

(330) En tredje part erkände dock svårigheterna för kärnkraftsoperatörer att reagera på marknadssignaler på grund av kärnkraftverkens begränsade regleringskapacitet. Dessutom hävdade en tredje part att när det gäller differenskontraktets utformning bör det inte finnas någon universallösning, utan medlemsstaterna bör ha flexibilitet att anpassa differenskontraktets utformning grundat på särskilda omständigheter. Principerna för differenskontraktets utformning bör t.ex. tillämpas på olika sätt för kärnteknik respektive intermittenta energikällor, och det bör erkännas att kärnkraftverk fungerar som baslastkapacitet.

(331) Kommissionen noterar att ingen tredje part hade några konkreta synpunkter på förbättringar av den belgiska statens föreslagna utformning av differenskontraktet vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet.

6.2.2 *Synpunkter när det gäller åtgärdens proportionalitet*

(332) Sex av sju uppgiftslämnare uttryckte sitt stöd för kommissionens farhågor som togs upp i beslutet att inleda förfarandet med avseende på åtgärdens proportionalitet.

6.2.2.1 Synpunkter på paketet med finansiella åtgärder

(333) I allmänhet ansåg fem av sju uppgiftslämnare att paketet med åtgärder för ekonomisk ersättning (inklusive differenskontraktet, betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, flera lån) inte skulle vara proportionellt. Dessa tredje parter instämde i kommissionens preliminära bedömning i beslutet om att inleda förfarandet att paketet med åtgärder för ekonomisk ersättning skulle möjliggöra en fullständig riskminskning för Engie.

(334) En part hävdade att den belgiska regeringen har den mest ogynnsamma ställningen i denna transaktion, med en ackumulering av finansiella åtaganden för att uppmuntra Engie att delta i transaktionen, eftersom riskerna i slutändan bärs av belgiska skattebetalare.

(335) En part jämförde på samma sätt som kommissionen transaktionen med den tidigare förlängningen av livslängden för Doel 1, Doel 2 och Tihange 1 2015, och erinrade om att den förlängningen skedde utan statligt stöd.

(336) När det gäller ersättningen och beräkningen av internräntan noterade en tredje part att även om denna avkastningsgrad må vara typisk för kärnenergiindustrin bortser den nuvarande internräntan från de många riskminskande delar som ingår i den föreslagna uppgörelsen. Även om inga konkreta indikationer gavs på vad en proportionell internränta skulle vara ansågs en justering nedåt vara nödvändig.

(337) Kommissionen noterar en generell enighet bland de tredje parterna om behovet av att noggrant undersöka paketet med åtgärder för ekonomisk ersättning.

6.2.2.2 Kommentarer till avfallsavtalet

(338) Som en allmän kommentar erinrade en tredje part om att driften av kärnkraftverk genererar extremt långlivade och farliga ämnen som inte förekommer naturligt någonstans på jorden. Denna part hävdade att den totala kostnaden för elproduktion måste omfatta en trovärdig plan för hantering av dessa ämnen efter att de har använts för att producera energi.

(339) När det gäller hanteringen av kärnavfall hävdade samma part att djupa geologiska slutförvaringsanläggningar inte kan utgöra säker lagring under obestämd tid, eftersom geologiska formationer som har varit stabila under långa perioder av jordens historia kan bli instabila på lång sikt på grund av klimatförändringar eller strålningen i sig själv. Försiktighetsprincipen föreslår därför lagring ovan jord eller på lättillgängliga platser, och ompackning efter 50–100 år.

(340) När det gäller de ekonomiska aspekterna av avfallsavtalet ansåg flera tredje parter att avtalet var alltför positivt för Engie, eftersom kostnaderna för hantering av kärnavfall skulle underskattas.

(341) Kommissionen noterar att de flesta tredje parter inte tillhandahöll konkret information om vilken del av avfallsavtalet som är problematisk, vilka parametrar som skulle behöva ändras och vad som skulle vara ett rimligt och proportionellt värde för avfallsavtalet. Endast en part ansåg att Belgien även borde beakta kostnaderna för att se ut en plats för deponering av kärnavfallet, men lämnade inte heller närmare uppgifter.

6.2.3 *Synpunkt om potentiell otillbörlig snedvridning av konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna*

6.2.3.1 Inverkan på förnybara energikällor och utfasningen av fossila bränslen

(342) Sex av sju tredje parter hävdar att stöd till kärnenergi inte är klimatvänligt, trots att den bidrar till lägre koldioxidutsläpp. Dessa tredje parter påpekade att stödet till kärnenergi bromsar utvecklingen av förnybara energikällor och att det inte bidrar till att uppnå klimatmålen. Framför allt framfördes följande argument gällande detta:

a) En tredje part var oroad över att nivån och formen av offentliga subventioner till kärnkraftverken i Doel och Tihange skulle kunna minska incitamenten för utbyggnad av förnybar energi och därmed försena utfasningen av fossila bränslen i det europeiska energisystemet och elektrifieringen av ekonomin. En annan tredje part påpekade att eftersom sol- och vindkraft måste anpassas till inflexibel kärnenergiproduktion kommer produktionen från dessa källor att missgynnas. Detta särskilt eftersom förnybara energikällor är utsatta för konkurrens, medan medlemsstaterna tar på sig kärnkraftsoperatörernas risker.

b) Vissa tredje parter hävdade att kärnkraft inte kan utgöra en legitim strategi för att fasa ut fossila bränslen i EU:s ekonomier eftersom kärnkraften inte är kostnadskonkurrenskraftig, binder alltför många knappa resurser (inte bara ekonomiska utan även mänskliga och materiella sådana) och systematiskt drabbas av förseningar.

c) En tredje part hävdade att även om kärnteknik kan bidra mer till utfasning av fossila bränslen än annan teknik är den övergripande miljöbalansen negativ (t.ex. på grund av bortskaffandet av kärnavfall).

d) En tredje part påpekade att det statliga stöd som beviljats Engie skulle kunna vara till nackdel för en mängd mindre aktörer i det framtida decentraliserade energisystemet. Denna part uppmanade kommissionen att överväga investeringsklimatet för sol- och vindkraftverk i Belgien, dvs. annan mer kostnadseffektiv teknik som kanske inte kräver statligt stöd, innan betydande belopp låses i form av statligt stöd till kärnkraftverk. Denna part efterlyste också en bedömning av det framtida behovet av baslastel.

(343) En tredje part instämde däremot inte i argumenten ovan och hävdade att kärnenergi spelar en viktig roll för att uppnå EU:s klimatmål och försörjningstrygghet. Denna part uppmanade kommissionen att ha i åtanke hur komplexa kärnkraftsinvesteringar är och att ge medlemsstaterna ett visst utrymme för skönsmässig bedömning i valet av en uppsättning lämpliga stödåtgärder för att stödja kärnkraftsinvesteringar.

6.2.3.2 Avsaknad av anbudsförfarande och försäljning av kärnkraftsel

(344) En tredje part beklagade att det föreslagna avtalet mellan den belgiska staten, Engie och Electrabel om förlängningen av livslängden för Doel 4 och Tihange 3 har förhandlats fram utan att ett anbudsförfarande anordnats. Enligt denna uppgiftslämnare skulle en kombination av en portfölj med storskalig förnybar energi och lagring i form av batterier ha kunnat ge en liknande elproduktionsprofil som kärnkraft.

(345) När det gäller försäljningen av kärnenergi i den aktuella transaktionen uppgav en annan uppgiftslämnare att energiförvaltningstjänster bör tillhandahållas av en oberoende part om ingen vinnande anbudsgivare anlitas genom ett anbudsförfarande.

6.2.4 *Övriga synpunkter som togs upp av tredje parter*

(346) En tredje part hävdade att användningen av kärnenergi för elproduktion strider mot principen att förorenaren betalar och försiktighetsprincipen i artikel 191 i EUF-fördraget.

(347) Flera tredje parter uttryckte oro över säkerhetsfrågor i samband med den kärntekniska verksamheten.

a) En part ansåg att allvarliga olyckor vid kärnkraftverk inte kan uteslutas, vilket också skulle få konsekvenser för andra medlemsstater.

b) Mer allmänt ansåg samma part att faran med kärnkraftverk i väpnade konflikter nyligen blivit uppenbar, eftersom civil kärninfrastruktur i princip inte är utformad för att motverka direkta och indirekta effekter av krigshändelser. Därför kan kärnkraftverk bli potentiella mål, vars förstörelse skulle kunna orsaka radioaktiv kontamination, något som inte bara utgör en enorm säkerhetsrisk utan också kan destabilisera ett lands energiförsörjning.

c) En annan part hävdade att en förlängning av livslängden för ett kärnkraftverk trots eventuella uppgraderingar och säkerhetsförbättringar medför ökade risker för negativa effekter kopplade till kvaliteten och tillförlitligheten hos komponenterna i sådana kärnreaktorer, som minskar med tiden. Enligt denna part leder åldrandet till en tendens till funktionsstörningar hos mycket förorenade reaktorkomponenter och till ett ökat antal driftsstörningar.

d) En part erinrade om att tillgången på uran och torium fortfarande är begränsad och att EU-medlemsstaternas beroende av import av uranmalm är nära 100 %. Denna part avvisar tanken på en ”bränslecykel” med argumentet att upparbetning av använt kärnbränsle inte kan upprepas hur många gånger som helst, och hävdar att upparbetning medför betydande risker för säkerhet, hälsa, miljö och spridning.

(348) En tredje part uttryckte farhågor om genomförandet av miljökonsekvensbedömningen. Denna part framhöll framför allt att viktiga frågor om nödvändiga säkerhetsuppgraderingar och hantering av åldrande inte skulle ha beaktats i det offentliga samrådet. Parten uppgav att den hade lämnat in en utvidgad ståndpunkt i frågan, som inte hade beaktats.

(349) Slutligen erinrade en tredje part om att även om ett av de argument som Belgien har lagt fram för att genomföra projektet för långtidsdrift är att minska sitt beroende av Ryssland för naturgas är den europeiska kärnenergiindustrin fortfarande starkt beroende av Ryssland för sitt kärnbränsle, eftersom Ryssland spelar en nyckelroll i både produktion och upparbetning av uran. Enligt denna uppgiftslämnare skulle det vara lättare att hitta alternativa naturgaskällor än att eliminera Ryssland från dess nuvarande roll i EU:s kärnenergiindustri.

7. **BELGIENS SVAR PÅ SVARET FRÅN TREDJE PARTER**

(350) Den 30 oktober 2024 översände de belgiska myndigheterna sitt svar på synpunkterna från tredje parter.

(351) I allmänhet välkomnade den belgiska staten de synpunkter som framförts, men ansåg att flera av de punkter som togs upp var rent politiska, vaga eller baserade på en felaktig förståelse av projektet för långtidsdrift.

(352) Dessutom förklarade Belgien att de flesta av de frågor som togs upp redan hade behandlats i dess tidigare inlagor och i dess svar på beslutet om att inleda förfarandet. Belgiens främsta argument till svar på de problem som togs upp av tredje parterna anges nedan. Särskilt svaren på de synpunkter som är direkt relevanta för bedömningen av statligt stöd kommer att tas upp.

(353) När det gäller kritiken från vissa av de tredje parterna om att andra finansieringsmekanismer eller annan produktionsteknik borde ha övervägts (t.ex. ett anbudsförfarande för elproduktionsprofilen som är öppet för andra energiproducenter, användning av den belgiska kapacitetsmekanismen, investeringar i storskalig förnybar energi och batterilagring) lämnade Belgien följande svar:

a) Belgien hänvisade till att de betydande investeringskostnaderna för kärnkraftsprojekt och förekomsten av ytterligare marknadsmisslyckanden jämfört med annan teknik (se skäl 39) gör det omöjligt att finansiera projektet för långtidsdrift genom den belgiska kapacitetsmekanismen. Dessutom hävdade Belgien att en auktionsmekanism, t.ex. auktionerna inom den belgiska kapacitetsmekanismen, inte är ett lämpligt verktyg för att finansiera kärnkraftsproduktion och att de två reaktorerna därför kräver ett särskilt stödpaket.

b) Belgien erinrade om att medlemsstaterna enligt artikel 194.2 i EUF-fördraget har rätt att utforma sin energipolitik, inklusive möjligheten att införliva kärnkraft i sin energimix, och att en kombination av olika energiproduktionsmetoder är avgörande för att upprätthålla ett tillförlitligt och balanserat elnät. Belgien beslutade 2022 att den berörda kärnkraftskapaciteten bör ingå i den belgiska energimixen i ytterligare tio år, och detta beslut om energimixen kan inte vara beroende av resultatet av en auktion.

c) Dessutom betonade Belgien att endast Electrabel rimligen kan driva de två reaktorerna som nuvarande (majoritets)ägare till de två reaktorerna och den enda operatören av kärnkraftverk i Belgien. Belgien erinrade om att tillgång till kärnkraftskapacitet kräver särskild, även landsspecifik, know-how som inte är tillgänglig för alla marknadsaktörer, och att en anbudsförfarande i detta fall inte skulle ha gett några meningsfulla resultat eftersom ingen annan aktör än Electrabel kunde ha valts.

(354) När det gäller synpunkter från tredje part om att åtgärdspaketet (ekonomiskt stöd, avfallsavtalet) för att stödja projektet för långtidsdrift skulle vara överdrivet stort, inte ligga i linje med marknadsincitament och inte vara proportionellt, hävdar Belgien att avtalen innehåller olika mekanismer som kommer att uppmuntra BE-NUC att reagera på marknadssignaler så mycket som möjligt, inom ramen för anläggningarnas tekniska begränsningar. I detta ingår särskilt följande:

a) När det gäller differenskontraktet upprepade Belgien att differenskontraktet är utformat efter de två reaktorernas tekniska, regleringsmässiga och ekonomiska begränsningar. Det har en mekanism för delning av vinst och förlust med en internränta på 6–8 % som uppmuntrar BE-NUC att i) optimera sin kostnadsstruktur innan lösenpriset fastställs och revideras, ii) maximera anläggningarnas produktion när höga priser förväntas och elsystemet är nära brist (t.ex. vintertid), iii) minska potentiella exceptionella vinster, iv) påbörja reglering i händelse av längre perioder med negativa priser och v) säkerställa att planerade avbrott för långsiktig drift, underhåll och bränslebyte planeras till sommaren, när priserna tenderar att vara som lägst.

b) När det gäller kombinationen av flera ekonomiska delåtgärder utöver differenskontraktet angav Belgien att dessa åtgärder begränsas till ett nödvändigt minimum och var och en täcker specifika risker kopplade till projektet för långtidsdrift (och därmed kompletterar varandra). Belgien erinrade om att i) betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängningskostnader är nödvändiga för att säkerställa att BE-NUC genererar tillräckliga kassaflöden för att betala operatören och upprätthålla långsiktig operativ lönsamhet och ii) samriskföretaget, aktieägarlånen och rörelsekapitalfaciliteten är utformade med identiska villkor för den belgiska staten och för Electrabel i deras egenskap av aktieägare, och kommer att ingås på marknadsvillkor.

c) Belgien hävdade att projektet för långtidsdrift inte strider mot principen att förorenaren betalar och försiktighetsprincipen, och erinrade om att liknande kärnkraftsprojekt i Tyskland och Förenade kungariket, både vad gäller finansieringsmekanismer och systemet med avfallstak, redan har konstaterats respektera principen om att förorenaren betalar och försiktighetsprincipen och följaktligen godkänts av kommissionen.

d) När det gäller avfallsavtalet hävdade Belgien att de berörda förpliktelserna för kärnavfall kommer att överföras till den belgiska staten genom en engångsbetalning på 15 miljarder euro, ett belopp som fastställdes på grundval av en tillförlitlig metod och bidrag från sakkunniga. Belgien påpekade också att det slutliga ansvaret för säker hantering av använt kärnbränsle och radioaktivt kärnavfall ligger hos medlemsstaterna och är en grundläggande princip som fastställs i artikel 4.1 i rådets direktiv 2011/70/Euratom ([125]).

(355) När det gäller synpunkterna från tredje parter om hinder för utvecklingen av förnybar energi hävdade Belgien att efterfrågan på el kommer att fortsätta öka och skapa möjligheter för alla typer av elproduktion. Belgien betonade också sin avsikt att utveckla och stödja den fortsatta utvecklingen av sektorn för förnybar energi.

(356) När det gäller kommentaren från en tredje part om miljökonsekvensbeskrivningar uppgav Belgien att en miljökonsekvensbeskrivning av projektet för långtidsdrift har genomförts på initiativ av SPF Economie och att den organiserades i full överensstämmelse med belgisk lagstiftning och Århuskonventionen ([126]). Dessutom betonade Belgien att de belgiska myndigheterna och Engie har följt alla regler för offentlig upphandling.

(357) När det gäller den tredje partens farhågor om försäljningen av el från kärnkraftsproduktion betonade Belgien att särskilda skyddsåtgärder har införts för att säkerställa ytterligare skyddsåtgärder gällande parten i avtalet om energiförvaltningstjänster. Belgien betonade att Engie kommer att uteslutas från urvals- och beslutsförfarandet och att tillräckliga åtgärder kommer att vidtas för att undvika intressekonflikter när GEMS deltar i anbudsförfarandet gällande avtalet om energiförvaltningstjänster.

(358) Vad gäller kommentaren om det fortsatta beroendet av Ryssland uppgav Belgien att Synatoms leveransavtal som förhandlats fram eller håller på att förhandlas fram genom övervakning av Euratoms försörjningsbyrå uttryckligen utesluter leverantörer av naturligt uran och omvandlingstjänster från Ryssland.

8. **BEDÖMNING AV ÅTGÄRDEN**

8.1 **Förekomst av statligt stöd**

(359) Enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget är stöd som ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel, av vilket slag det än är, som snedvrider eller hotar att snedvrida konkurrensen genom att gynna vissa företag eller viss produktion, oförenligt med den inre marknaden i den utsträckning det påverkar handeln mellan medlemsstaterna.

(360) En åtgärd innebär statligt stöd i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget om den uppfyller fyra kumulativa villkor. För det första måste åtgärden finansieras av staten eller med hjälp av statliga medel. För det andra måste åtgärden medföra en fördel för en stödmottagare. För det tredje måste åtgärden gynna vissa företag eller viss ekonomisk verksamhet (åtgärden måste alltså vara selektiv i viss mån). För det fjärde måste åtgärden kunna påverka handeln mellan medlemsstaterna och snedvrida konkurrensen på den inre marknaden.

([125]) Rådets direktiv 2011/70/Euratom av den 19 juli 2011 om inrättande av ett gemenskapsramverk för ansvarsfull och säker hantering av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall (EUT L 199, 2.8.2011, s. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Uneces konvention om tillgång till information, allmänhetens deltagande i beslutsprocesser och tillgång till rättslig prövning i miljöfrågor, vanligen kallad Århuskonventionen. Århuskonventionen är ett multilateralt miljöavtal genom vilket medborgarnas möjligheter att få tillgång till miljöinformation ökar och är öppna för insyn, och ett tillförlitligt regleringsförfarande säkerställs.

(361) I avsnitt 4.1.1 i beslutet om att inleda förfarandet förklarade kommissionen att de tre komponenterna i den anmälda åtgärden planerades tillsammans och att de är oskiljbara. Enligt punkt 81 i kommissionens tillkännagivande om begreppet statligt stöd kan olika åtgärder betraktas som ett ”enda ingripande”. Detta kan i synnerhet vara fallet när på varandra följande ingripanden är så nära kopplade till varandra, särskilt med avseende på deras kronologiska ordning, deras syfte och företagets omständigheter vid tidpunkten för dessa ingripanden, att de är oskiljbara ([127]). Till exempel kan en serie statliga ingripanden som äger rum med avseende på samma företag under en relativt kort tidsperiod, som är kopplade till varandra eller som alla var planerade eller förutsebara vid tidpunkten för det första ingripandet, bedömas som ett enda ingripande ([128]).

(362) Kommissionen förklarade i skälen 204 och 208 i beslutet om att inleda förfarandet att de tre komponenterna i åtgärden (inklusive alla deras delkomponenter), som tillsammans syftar till att förlänga de två reaktorernas livslängd, har samma mål eftersom de planerades tillsammans, fastställs genom samma avtal, nämligen genomförandeavtalet av den 13 december 2023 (se skäl 24), och samma lagstiftningsakt, nämligen Phoenix-lagen om trygg energiförsörjning och reformen av kärnenergisektorn (se avsnitt 3.5.2), samt beviljas av samma beviljande myndighet, nämligen den belgiska staten. Förlängningen av de två kärnreaktorernas livslängd, och därmed projektet för långtidsdrift, inleddes av den belgiska regeringen, och Engies och Electrabels deltagande i avtalet förutsatte en lämplig ersättningsnivå, en garanti mot rättsliga ändringar gällande elproduktion från kärnenergikällor samt ytterligare riskminskning avseende kostnaderna för kärnavfall (se skäl 23). Därför är var och en av de tre komponenterna i den anmälda åtgärden, inbegripet deras delkomponenter, nära förbundna med varandra och det skulle ha varit omöjligt att separera dem eftersom de tillsammans utgör ett nödvändigt villkor för Engies och Electrabels deltagande i projektet för långtidsdrift.

(363) Mot bakgrund av ovanstående fann kommissionen att de tre komponenterna borde granskas tillsammans, som ett enda ingripande. De tre komponenterna är beroende av varandra och förbättrar ömsesidigt resultatet av projektet för långtidsdrift. Kommissionen drog också den preliminära slutsatsen, som är tillämplig på åtgärdens tre komponenter när de granskas tillsammans, att ingripandet skulle innebära statligt stöd eftersom det finansierades med statliga medel som kunde tillskrivas den belgiska staten, att åtgärden skulle ge en selektiv ekonomisk fördel och att den kan påverka handeln mellan medlemsstaterna och snedvrida konkurrensen på den inre marknaden.

(364) Kommissionen har under det formella granskningsförfarandets gång inte funnit några skäl att ändra sin bedömning i dessa avseenden. Eftersom åtgärdens tre komponenter planerades tillsammans, hade samma syfte, fastställdes genom samma avtal och lag, beviljades av samma beviljande myndighet och alla tre var nödvändiga för att övertyga Engie och Electrabel att delta i projektet för långtidsdrift, anser kommissionen att de är delar av ett enda ingripande och bör granskas tillsammans som ett enda ingripande.

8.1.1 *Tillskrivande och befintlighet av statliga medel*

(365) För att åtgärder ska klassificeras som stöd i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget måste de tilldelas direkt eller indirekt med hjälp av statliga medel.

(366) Som förklaras i skäl 213 i beslutet om att inleda förfarandet beslutade den belgiska staten (i samförstånd med Engie) vid tidpunkten för undertecknandet av genomförandeavtalet den 13 december 2023 om kombinationen av delåtgärderna i projektet för långtidsdrift enligt beskrivningen i avsnitt 3 i detta beslut. Dessutom omfattar projektet för långtidsdrift inrättandet av en delvis statligt ägd enhet (BE-NUC) och den beviljande myndigheten är den belgiska staten.

([127]) Dom av den 19 mars 2013, Bouygues och Bouygues Télécom/kommissionen m.fl., de förenade målen C-399/10 P och C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, punkt 104; dom av den 13 september 2010, Grekland m.fl./kommissionen, de förenade målen T-415/05, T-416/05 och T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, punkt 177; dom av den 15 september 1998, BP Chemicals/kommissionen, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, punkterna 170 och 171.

([128]) Dom av den 15 december 2021, Oltchim SA/kommissionen, T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, punkterna 93–197.

(367) Som förklaras i skäl 214 i beslutet om att inleda förfarandet består projektet för långtidsdrift av ett antal delåtgärder som innebär en överföring av statliga medel till förmån för BE-NUC, det nya samriskföretaget som ägs av den belgiska staten och Electrabel. Ett statligt understött differenskontrakt, som ger samriskföretaget möjlighet att erhålla kompletterande ersättning om marknadspriserna skulle leda till uteblivna driftsintäkter, innebär särskilt att staten exponeras för en överföring av statliga medel till förmån för samriskföretaget.

(368) På grundval av de skäl som anges ovan drar kommissionen slutsatsen att åtgärden beviljas med hjälp av statliga medel och kan tillskrivas staten i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget.

8.1.2 *Selektiv ekonomisk fördel*

(369) En åtgärd anses vara selektiv när endast vissa företag eller viss produktion gynnas. Kommissionen upprepar att den aktuella åtgärden, inbegripet dess olika delkomponenter som bedöms tillsammans och separat, ger en selektiv fördel i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget.

(370) Som förklaras i skäl 217 i beslutet om att inleda förfarandet är projektet för långtidsdrift, inbegripet de tre komponenterna i den anmälda åtgärden, inriktat på att förlänga två kärnreaktorers livslängd i syfte att erbjuda el på energimarknaden och därigenom bidra till försörjningstryggheten. Åtgärden kommer att ge de främsta stödmottagarna, Electrabel och Luminus, samt BE-NUC, en särskild fördel i) som inte görs tillgänglig för andra energioperatörer i liknande rättsliga och faktiska situationer, med beaktande av åtgärdens mål och effekter (tillhandahålla finansiering och stabila intäkter för att förlänga två kärnreaktorers livslängd och garantera en trygg elförsörjning i Belgien) och ii) som de inte skulle ha erhållit under normala marknadsförhållanden och utan en särskild överenskommelse om åtgärdens olika komponenter. Denna fördel är selektiv eftersom den gynnar ägarna och operatören av de två reaktorerna, som befinner sig i en faktiskt och rättslig situation som är jämförbar med andra leverantörer av produktionskapacitet som inte har möjlighet att driva kärnkraftverk i Belgien, men som också kan bidra till försörjningstryggheten (t.ex. gasanläggningar, aktörer på efterfrågeflexibilitetsområdet och lagringsleverantörer).

(371) Som förklaras i skäl 218 i beslutet om att inleda förfarandet ger dessutom många av de enskilda delåtgärder som ingår i projektet för långtidsdrift en selektiv ekonomisk fördel för Electrabel och/eller Luminus (och, i förekommande fall, för de bidragande företagen). I ersättningsavtalet i komponent 1 ingår t.ex. ett dubbelriktat differenskontrakt som fastställer ett fast intäktsflöde för produktion av el från kärnenergikällor och därigenom skyddar anläggningarnas ägare från marknadsrisker. Den belgiska staten tillhandahåller också ett aktieägarlån, lån för nedstängningskostnader och en betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning för att täcka uppstartkostnaderna för de två reaktorerna och deras eventuella bristande lönsamhet. Dessa lån och avtal är inte tillgängliga för andra konkurrenter och ger därmed Electrabel, som en del av BE-NUC, och Luminus en selektiv ekonomisk fördel. Komponent 3 ger Engie och Luminus ett kostnadstäckningsskydd i fall av lag- eller policyändringar, vilket minskar investeringsrisken och överför den till staten, och ger en ekonomisk fördel som inte kunde ha erhållits under normala marknadsförhållanden och som inte är tillgänglig för andra marknadsaktörer.

(372) Belgien uppger att upphandlingsförfarandet för avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att genomföras i enlighet med den belgiska lagen om offentlig upphandling av den 17 juni 2016 och det kungliga dekretet av den 18 juni 2017 om offentlig upphandling för allmännyttiga tjänster. Parten i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att väljas genom ett öppet, transparent, icke-diskriminerande och villkorslöst anbudsförfarande. Det konkurrensutsatta upphandlingsförfarandet för avtalet om energiförvaltningstjänster, som använder och följer de förfaranden som föreskrivs i direktiven om offentlig upphandling, säkerställer att transaktionen – i detta fall köpet av energiförvaltningstjänster – är förenlig med marknadsvillkoren och utesluter att fördelar beviljas energiförvaltaren. Projektet för långtidsdrift ger därför inte partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster någon selektiv fördel.

(373) På grundval av de skäl som anges ovan drar kommissionen slutsatsen att projektet för långtidsdrift ger stödmottagarna en selektiv ekonomisk fördel.

8.1.3 *Hotet om otillbörlig snedvridning av konkurrensen och inverkan på handeln*

(374) Som kommissionen påpekade i skäl 221 i beslutet om att inleda förfarandet har elmarknaden avreglerats och elproducenterna bedriver handel mellan medlemsstaterna, så en fördel som beviljas till producenterna av el från kärnkraft riskerar att snedvrida konkurrensen och påverka handeln mellan medlemsstaterna. El från kärnenergikällor säljs i allmänhet på den inre marknaden för el, där denna konkurrerar med alla källor till el, även i andra medlemsstater. Dessutom är den belgiska elmarknaden mycket sammanlänkad i den centrala kapacitetsberäkningsregionen.

(375) Kommissionen upprepar därför sin ståndpunkt att den fördel som beviljas stödmottagarna genom projektet för långtidsdrift hotar att snedvrida konkurrensen och påverka handeln mellan medlemsstaterna.

8.1.4 *Slutsats om förekomsten av stöd*

(376) Kommissionen drar slutsatsen att komponent 1, komponent 2 och komponent 3 i den anmälda åtgärden (tillsammans projektet för långtidsdrift), i egenskap av olika åtgärder som tillhör ett enda statligt ingripande, utgör statligt stöd i den mening som avses i artikel 107.1 i EUF-fördraget.

8.2 **Stödets laglighet**

(377) Som kommissionen påpekade i skäl 224 i beslutet om att inleda förfarandet anmäldes åtgärden till kommissionen den 21 juni 2024 och har hittills inte genomförts. Belgien har bekräftat att inga faktiska arbeten, utöver de förberedande arbeten som ingår i utvecklingsverksamheten inom ramen för det gemensamma utvecklingsavtalet++, kommer att utföras innan transaktionen avslutas. Avslutandet av transaktionen och genomförandet av åtgärden förutsätter att kommissionen godkänner åtgärden, eftersom godkännande av statligt stöd är en förutsättning för tillämpning av genomförandeavtalet.

(378) De belgiska myndigheterna har därför uppfyllt kraven på anmälan och genomförandeförbud enligt artikel 108.3 i EUF-fördraget.

8.3 **Åtgärdens förenlighet med den inre marknaden**

(379) Eftersom åtgärden har konstaterats utgöra statligt stöd har kommissionen vidare undersökt huruvida den kan anses vara förenlig med den inre marknaden.

8.3.1 *Rättslig grund för bedömning av stöd*

(380) Kommissionen har gjort en bedömning av den anmälda åtgärden på grundval av artikel 107.3 c i EUF-fördraget, enligt vilken kommissionen får förklara som förenligt med den inre marknaden ”stöd för att underlätta utveckling av vissa näringsverksamheter eller vissa regioner, när det inte påverkar handeln i negativ riktning i en omfattning som strider mot det gemensamma intresset”.

8.3.2 *Positivt villkor: utveckling av en näringsverksamhet*

8.3.2.1 *Bidrag till utvecklingen av en näringsverksamhet*

(381) Enligt artikel 107.3 c i EUF-fördraget får kommissionen förklara som förenligt med lagstiftningen ”stöd för att underlätta utveckling av vissa näringsverksamheter eller vissa regioner, när det inte påverkar handeln i negativ riktning i en omfattning som strider mot det gemensamma intresset”. För att stödet ska vara förenligt med lagstiftningen enligt denna bestämmelse i fördraget måste det således bidra till utvecklingen av viss näringsverksamhet ([129]).

(382) Statliga ingripanden kan vara nödvändiga för att underlätta eller stimulera utvecklingen av vissa näringsverksamheter som utan stöd inte skulle utvecklas alls eller inte skulle utvecklas i samma takt eller under samma omständigheter.

([129]) Dom av den 22 september 2022, Österrike/kommissionen, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punkterna 20 och 24.

(383) Belgien hävdar att alla tre komponenter i åtgärden minskar de huvudsakliga riskfaktorer som uppstår vid investeringar i kärnkraftstillgångar. Som förklaras i avsnitt 3.1 i detta beslut och i avsnitt 2.3 i beslutet om att inleda förfarandet är syftet med den anmälda åtgärden att möjliggöra investeringar i två befintliga kärnreaktorer för att säkerställa driften under en förlängning av livslängden med tio år (särskilt genom åtgärdens komponent 1, se avsnitt 3.3.1) och därigenom bidra till försörjningstryggheten i Belgien samt säkerställa finansieringen av kärnavfall och använt kärnbränsle på lång sikt (särskilt genom åtgärdens komponent 2, se avsnitt 3.3.2). Belgien uppger dessutom att det rättsliga skyddet (via åtgärdens komponent 3, se avsnitt 3.3.3) krävs för att föra projektet för långtidsdrift framåt genom att minska vissa risker som anses ligga utanför investerarens kontroll.

(384) Kommissionen påminner om att domstolen erkände utvecklingen av ny kärnkraftskapacitet som en näringsverksamhet i den mening som avses i artikel 107.3 c i EUF-fördraget ([130]) och har fastställt att artikel 107 i EUF-fördraget kan tillämpas på investeringar i kärnkraftsproduktion ([131]). Eftersom projektet för långtidsdrift bidrar till utvecklingen av elproduktion från kärnenergi i Belgien bidrar det till utvecklingen av en näringsverksamhet i Belgien.

(385) Kommissionen anser därför att åtgärden underlättar utvecklingen av viss näringsverksamhet i enlighet med artikel 107.3 c i EUF-fördraget.

8.3.2.2 Stimulanseffekt

(386) Statligt stöd kan endast anses underlätta en näringsverksamhet om det har en stimulanseffekt. En stimulanseffekt uppstår när stödet uppmuntrar stödmottagaren att ändra sitt beteende för att utveckla den näringsverksamhet som eftersträvas genom stödet och om denna beteendeförändring inte annars skulle inträda utan stödet.

(387) Som förklarats i skälen 5 och 6 i beslutet om att inleda förfarandet och i skälen 19 och 23 i detta beslut har Belgien klargjort att Engie i avsaknad av stöd inte skulle ha de incitament som krävs för att fortsätta investera i utvecklingen av kapacitet för kärnkraftsgenererad el, särskilt eftersom Belgien före den belgiska regeringens beslut om projektet för långtidsdrift i mars 2022 planerade att fasa ut kärnenergi helt (se avsnitt 2.2). Dessutom förklarade Belgien att det finns betydande marknadsmisslyckanden när det gäller investeringar i resurser för energiproduktion i allmänhet, och för kärnkraftsproduktion i synnerhet (se avsnitt 3.1). Investeringar i kärnenergi utan statligt stöd kommer sannolikt inte att vara lönsamma på grund av den osäkra utvecklingen på elmarknaden, särskilt när det gäller en förlängning av livslängden som är begränsad till en period på tio år.

(388) Som förklaras i skäl 19 i detta beslut och i skäl 5 i beslutet om att inleda förfarandet hade Engie redan meddelat sina planer på att lämna kärnkraftssektorn i Belgien och anpassat sin kommunikation och strategi därefter. Som svar på det offentliga samrådet i samband med beslutet om att inleda förfarandet bekräftade Engie att det inte råder något tvivel om att Electrabel inte skulle ha fortsatt driften av de två reaktorerna utan projektet för långtidsdrift, inklusive de tre komponenterna (se avsnitt 5.1.2).

(389) Belgien anger också att den utvecklingsverksamhet som genomförs till följd av slutförandet av utvecklingsavtalet++ innan transaktionen avslutas endast är förberedande arbeten och genomförbarhetsstudier, och att inga faktiska arbeten kommer att utföras innan transaktionen formellt avslutas (se avsnitt 3.3.1.1).

(390) Kommissionen anser att åtgärdens alla komponenter har samma specifika mål och att alla är nödvändiga för att projektet för långtidsdrift ska gå vidare.

a) De finansiella stödmekanismerna inom ramen för komponent 1 i den anmälda åtgärden är nödvändiga för att minska risken för projektet för långtidsdrift och för att täcka dess investeringskostnader, inklusive en rimlig vinst, särskilt eftersom kärnkraftsoperatören (enligt den nuvarande rättsliga grunden) återigen måste upphöra med sin kärnenergiverksamhet efter den tioåriga förlängningen av livslängden, något som skapar en ännu större osäkerhet när det gäller intäkterna från kärnenergiproduktion.

([130]) Ibid., punkt 63.
([131]) Ibid., punkt 32.

b) Avfallsavtalet inom ramen för komponent 2 i stödåtgärden och avtalet om rättsligt skydd i händelse av lagstiftningsändringar gällande kärnkraftsproduktion (komponent 3) var också något som Engie och Electrabel krävde för att överväga deltagande i projektet för långtidsdrift och återuppta sin kärnkraftsverksamhet i Belgien.

(391) Mot bakgrund av ovanstående anser kommissionen att åtgärden har en stimulanseffekt eftersom den föranleder stödmottagarna att bedriva en näringsverksamhet som de inte skulle bedriva utan åtgärden.

8.3.2.3 Förenlighet med relevanta bestämmelser i unionsrätten

(392) Såsom förklaras i beslutet om att inleda förfarandet ansåg domstolen i målet Hinkley Point C ([132]) att ”statligt stöd som strider mot unionsbestämmelser eller allmänna principer i unionsrätten inte kan förklaras vara förenligt med den inre marknaden”. När det gäller kärnenergi i sig klargjorde domstolen att för den sektor ”som omfattas av Euratomfördraget, kan ett statligt stöd till förmån för näringsverksamhet inom denna sektor, som vid en prövning visar sig åsidosätta unionsregler om miljöskydd, inte förklaras vara förenligt med den inre marknaden enligt den bestämmelsen”.

(393) Dessutom betonade domstolen att sekundärlagstiftning, såsom direktiv 2011/92/EU enligt vilket vissa projekt är föremål för en miljökonsekvensbedömning, gäller för kärnkraftverk och andra kärnreaktorer.

(394) Domstolen klargjorde också att investeringar i kärnenergi inte hindras av artikel 194 i EUF-fördraget om unionens energipolitik ([133]). Eftersom det enligt EUF-fördraget står medlemsstaterna fritt att välja att inkludera kärnenergi i sin energimix, är det enligt rättspraxis ([134]) uppenbart att målen och principerna i EU:s miljölagstiftning och de mål som eftersträvas genom Euratomfördraget inte står i konflikt med varandra, så att principen om miljöskydd, försiktighetsprincipen, principen att förorenaren betalar och hållbarhetsprincipen under alla omständigheter inte kan anses utesluta att statligt stöd beviljas för uppförande eller drift av ett kärnkraftverk.

(395) Det faktum att åtgärden avser kärnenergi gör den således inte oförenlig med den inre marknaden. Belgien har valt kärnenergi för att hantera problem med försörjningstryggheten och bidra till utfasningen av fossila bränslen i sin energimix (se avsnitten 2.3 och 2.4).

(396) Som nämns i skäl 240 i beslutet om att inleda förfarandet och skäl 222 i detta beslut förklarade Belgien att utvecklingen av projektet för långtidsdrift föregicks av en omfattande och öppen miljökonsekvensbedömningsprocess som genomfördes i enlighet med kraven i EU:s sekundärlagstiftning ([135]). Som svar på en kommentar från en tredje part angående detta (se skäl 348) upprepade Belgien att en miljökonsekvensbedömning av projektet för långtidsdrift har genomförts på initiativ av Belgiens SPF Economie och att den organiserades i full överensstämmelse med belgisk lagstiftning och Århuskonventionen (se skäl 356). Kommissionen har därför inga indikationer på att projektet för långtidsdrift bryter mot några bestämmelser i EU:s miljölagstiftning.

(397) Projektet för långtidsdrift meddelades kommissionen och de belgiska myndigheterna anmälde det i enlighet med artikel 41 i Euratomfördraget.

(398) Det är inte uteslutet att Electrabel kommer att behöva utföra byggnadsarbeten för att anpassa de två reaktorerna till de krav som säkerhetsmyndigheten ställer. Det följer av rättspraxis att ”när kommissionen tillämpar förfarandet på området för statligt stöd, är den enligt fördragets allmänna systematik skyldig att respektera sambandet mellan de

([132]) Dom av den 22 september 2022, Österrike/kommissionen, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punkterna 44 och 45.
([133]) Dom av den 22 september 2022, Österrike/kommissionen, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punkterna 48 och 49.
([134]) Ibid., punkt 49.
([135]) Europaparlamentets och rådets direktiv 2011/92/EU av den 13 december 2011 om bedömning av inverkan på miljön av vissa offentliga och privata projekt (EUT L 26, 28.1.2012, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

bestämmelser som reglerar statligt stöd och andra särskilda bestämmelser än de som avser statligt stöd, och således bedöma det aktuella stödets förenlighet med dessa särskilda bestämmelser. En sådan skyldighet åligger dock kommissionen enbart i fråga om villkor för ett stöd som är så oupplösligen förbundna med stödets mål att det inte är möjligt att bedöma dem separat […]. […] Om det aktuella villkoret kan avskiljas från stödets mål, är kommissionen däremot inte skyldig att bedöma dess förenlighet med andra bestämmelser än de som avser statligt stöd inom ramen för det förfarande som föreskrivs i artikel 108 FEUF" ([136]). I sin dom om statligt stöd till kärnkraftverket Paks II bekräftade tribunalen att kommissionen inte är skyldig att kontrollera att någon aspekt av en stödåtgärd eller något inslag av stöd – i avsaknad av ett oupplösligt samband – är förenlig med unionsrätten ([137]). I respektive mål konstaterade tribunalen vidare att "genomförandet av ett förfarande för offentlig upphandling och ett eventuellt anlitande av ett annat företag för uppförande av reaktorerna [inte] ändrar […] syftet med stödet […] och inte heller vem som är stödmottagare […]" ([138]).

(399) Som nämns i skäl 243 i beslutet om att inleda förfarandet anser kommissionen att bedömningen av den anmälda åtgärdens förenlighet skulle kunna påverkas av en eventuell överträdelse av direktiv 2014/25/EU om den medförde ytterligare otillbörlig snedvridning av konkurrensen och handeln på elmarknaden (marknad där stödmottagarna är verksamma). Kommissionen noterar att direktiv 2014/25/EU är relevant för den direkta tilldelningen av (potentiella) byggnadsarbeten vid de två reaktorerna till specifika företag.

(400) I detta ärende, även om alla eller delar av de (potentiella) byggnadsarbetena kopplade till projektet för långtidsdrift som skulle kunna omfattas av förordningen om offentlig upphandling skulle läggas ut på entreprenad av Electrabel anser kommissionen att det inte finns något "oupplösligt samband" mellan stödet och aspekterna rörande offentlig upphandling, eftersom det är möjligt att bedöma dem separat. Den anmälda åtgärden stöder förlängningen av de två kärnreaktorernas livslängd oberoende av hur en eller flera framtida underleverantörer väljs. Genomförandet av den anmälda stödåtgärden beror inte heller på den exakta tillämpningen av reglerna för offentlig upphandling. Driften av de två reaktorerna och villkoren för saluföring av elen kan således särskiljas från de aspekter av offentlig upphandling som rör renoveringen av kärnreaktorerna. Det är därför möjligt för kommissionen att bedöma åtgärden utan att utvärdera aspekterna av den offentliga upphandling som rör renoveringsarbetet, eftersom dessa aspekter inte är oupplösligt förbundna med vare sig den ekonomiska verksamhet som främjas av stödet eller dess villkor.

(401) När det gäller avtalet om energiförvaltningstjänster anger Belgien att ett offentligt anbudsförfarande pågår för att välja ut en partner i detta avtal och att anbudsförfarandet följer reglerna i belgisk lagstiftning om offentlig upphandling (se avsnitt 3.3.1.5.1). Den belgiska regeringen fungerar som upphandlande enhet i BE-NUC:s namn och för dess räkning (eftersom BE-NUC ännu inte är fullt operativt), men BE-NUC självt kommer att ingå avtalet om energiförvaltningstjänster. Med tanke på BE-NUC:s verksamhet beslutade man att tillämpa reglerna för allmännyttiga tjänster. Den upphandlande enheten kommer att välja ut behöriga parter och uppmana dem att lämna in ett anbud på grundval av det utkast till avtal om energiförvaltningstjänster som föreslås av den upphandlande enheten, och efterföljande förhandlingar och erbjudanden kan följa. Kommissionen kan därför dra slutsatsen att anbudsförfarandet för avtalet om energiförvaltningstjänster följer Belgiens och EU:s relevanta regler för offentlig upphandling.

(402) Belgien bekräftade att de belgiska myndigheterna och Engie har följt reglerna för offentlig upphandling avseende anbudsförfarandet för avtalet om energiförvaltningstjänster (se skäl 143) och reglerna för offentlig upphandling i allmänhet (se skäl 356). Av de skäl som anges i skälen 398–401 har kommissionen inga indikationer på att projektet för långtidsdrift bryter mot några bestämmelser i lagstiftningen om offentlig upphandling.

([136]) Se domen av den 3 december 2014, Castelnou Energía, T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, punkterna 181–184. Dom av den 30 november 2022, Österrike/kommissionen, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punkt 30.

([137]) Dom av den 30 november 2022, Österrike/kommissionen, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punkt 32.

([138]) Dom av den 30 november 2022, Österrike/kommissionen, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punkt 37. Resonemanget om behovet av ett "oupplösligt samband" för att kommissionen ska bedöma förenligheten med EU-rätten för vissa stödformer har godkänts av domstolen i målet Braesch. Se domen av den 31 januari 2023, kommissionen/Braesch m.fl., C-284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, punkterna 96–99.

(403) Som nämns i skäl 245 i beslutet om att inleda förfarandet och avsnitt 3.3.2.1 i detta beslut är avtalet om överföring av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle förenligt med bestämmelserna i direktiv 2011/70/Euratom. Enligt Euratomfördraget och den relevanta sekundärlagstiftningen är det operatörer av kärntekniska anläggningar som har det primära ansvaret för att säkerställa ansvarsfull och säker hantering av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall samt finansieringen av detta i enlighet med principen i artikel 4.3 i direktiv 2011/70/Euratom. Staten har dock det yttersta ansvaret för ansvarsfull och säker hantering av radioaktivt avfall och använt kärnbränsle, och för att se till att det finns tillräckliga ekonomiska resurser för sådan hantering. De belgiska myndigheterna har visat att åtgärden syftar till att säkerställa finansieringen av hanteringen av använt kärnbränsle och kärnavfall som en förutsättning för en ansvarsfull och säker hantering av dessa material. Kommissionen har därför inga indikationer på att den del av projektet för långtidsdrift som rör avfallsavtalet strider mot bestämmelserna i direktiv 2011/70/Euratom.

(404) Eftersom projektet för långtidsdrift får stöd i form av ett dubbelriktat differenskontrakt anser kommissionen att principerna i artikel 19d.2 i förordning (EU) 2019/943 ([139]), i dess lydelse enligt förordning (EU) 2024/1747 (elförordningen) gäller för alla dubbelriktade differenskontrakt från och med denna förordnings ikraftträdande den 16 juli 2024. Detta inbegriper fall där en medlemsstat, utan att ha skyldighet att göra detta enligt elförordningen, beslutar att införa ett dubbelriktat differenskontrakt för investeringar som syftar till att förlänga livslängden för befintliga anläggningar, som i fallet med projektet för långtidsdrift. I detta sammanhang har de belgiska myndigheterna ändrat differenskontraktets utformning något för att förbättra regleringsbesluten genom att överföra beslutsbefogenheten för ekonomiska regleringar till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, vilket förklaras i avsnitt 3.3.1.5.2. Dessutom förstärkte Belgien mekanismen för delning av vinst och förlust (den uppdaterade justeringen av marknadsprisrisken) för att närmare anpassa det ekonomiska stödet till förändringar i marknadspriserna (se skäl 107). Kommissionen medger att anläggningarna är relativt stora jämfört med likviditeten på intradags- och balansmarknaden i Belgien, att anläggningarna i fråga drivs med äldre kärnteknik med begränsad flexibilitet, att anläggningarna omfattas av särskilt höga säkerhetskrav och att förlängningen och införandet av ekonomiska regleringar ökar risken för nedstängningar (se avsnitt 2.1). Samtidigt konstaterar kommissionen att även om Belgiens intradags- och balansmarknader i allt högre grad integreras med angränsande marknader är de fortfarande relativt små jämfört med de två anläggningarnas storlek. Mot denna bakgrund erkänner kommissionen att de belgiska myndigheterna har gjort vissa ändringar i utformningen av differenskontraktet för att anpassa det till målen i artikel 19d.2 i elförordningen genom att se till att de två reaktorerna kommer att regleras som reaktion på marknadssignaler, särskilt genom att så långt det är tekniskt möjligt säkerställa en effektiv tidsplan för produktion och underhåll.

(405) Som nämns i skäl 247 i beslutet om att inleda förfarandet och skäl 110 i detta beslut uppger Belgien att eventuella inkomster från det dubbelriktade differenskontraktet kommer att ledas in i den allmänna statsbudgeten (och omfattas av separat redovisning) och främst användas för att finansiera betalningarna till motparten i ersättningsavtalet enligt differenskontraktet för de två reaktorerna. Om intäkterna från differenskontraktet överstiger de belopp som krävs för att finansiera differenskontraktets kostnad för de två reaktorerna skulle de kunna användas för att finansiera kostnaden för ett annat differenskontrakt. Belgien gör åtagandet att om eventuella kvarvarande intäkter från differenskontraktet fördelas till företag kommer en sådan tilldelning att göras i enlighet med artikel 19d.2 d och 19d.2 e i elförordningen. Belgien kommer att informera kommissionen i förväg om intäkter från differenskontraktet fördelas till företag och, vid behov, anmäla en sådan åtgärd (se skäl 110). Genom detta åtagande anser kommissionen att Belgien har lämnat tillräckliga garantier för att principerna i artikel 19d.2 d och 19d.2 e i elförordningen följs. Belgien bekräftade också att differenskontraktets utformning innehåller sanktionsklausuler vid omotiverad ensidig förtida uppsägning av avtalet, i enlighet med artikel 19d.2 f i elförordningen (se skäl 110).

([139]) Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (EUT L 158, 14.6.2019, s. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), i dess lydelse enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/1747 av den 13 juni 2024 om ändring av förordningarna (EU) 2019/942 och (EU) 2019/943 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad (EUT L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Som även nämns i skäl 248 i beslutet om att inleda förfarandet, när det gäller samriskföretagets förenlighet med rådets förordning (EG) nr 139/2004 ([140]), framgår det av synpunkterna från den belgiska staten och Engie att det planerade samriskföretaget inte kan anses vara fullt fungerande i den mening som avses i artikel 3 i den förordningen. Därmed är åtgärden inte anmälningspliktig till Europeiska kommissionen när det gäller dess efterlevnad av den förordningen.

(407) Som anges i skäl 249 i beslutet om att inleda förfarandet och avsnitt 3.6 i detta beslut vad gäller finansiering av åtgärden förklarade de belgiska myndigheterna att kostnaderna för projektet för långtidsdrift vid behov täcks av statsbudgeten. Projektets behållning skulle också ledas in i statsbudgeten. Inga medel är öronmärkta för åtgärden och åtgärden strider därför inte mot artikel 30 eller artikel 110 i EUF-fördraget.

(408) Av de skäl som anges ovan drar kommissionen slutsatsen att den föreslagna åtgärden i sig inte strider mot några relevanta bestämmelser i EU-lagstiftningen.

8.3.2.4 Slutsats

(409) Mot bakgrund av ovanstående drar kommissionen slutsatsen att projektet för långtidsdrift uppfyller det första (positiva) villkoret i bedömningen av förenligheten (dvs. att stödet underlättar utvecklingen av en näringsverksamhet).

8.3.3 *Negativt villkor: stödet får inte påverka handeln på ett otillbörligt sätt i en omfattning som strider mot det gemensamma intresset*

8.3.3.1 Fastställande av den marknad som påverkas av stödet

(410) Som påpekas i beslutet om att inleda förfarandet inrättades projektet för långtidsdrift för att bidra till en trygg elförsörjning på den belgiska marknaden, samtidigt som det minskar Belgiens beroende av fossila bränslen (vilket även bidrar till minskade koldioxidutsläpp i Belgiens energisystem). Det har även fastställts att den belgiska marknaden är väl sammanlänkad i den centrala kapacitetsberäkningsregionen (se skäl 374).

(411) Mot bakgrund av ovanstående är de relevanta marknaderna för bedömning av åtgärderna i fråga elmarknaderna i Belgien och elmarknaden i den centrala kapacitetsberäkningsregionen.

8.3.3.2 Fastställande av stödåtgärdens positiva effekter

(412) Som nämns i skäl 254 i beslutet om att inleda förfarandet och tabell 2 i detta beslut förväntas förlängningen av livslängden för de två kärnkraftsreaktorerna motsvara 12–16 % av elproduktionen i Belgien, vilket gör det möjligt att fortsätta med kärnkraftsbaserad elproduktion och upprätthålla den nödvändiga produktionen på försörjningssidan i linje med den specifika energimix som Belgien har valt. Tillsammans med den kapacitet som upphandlas genom kapacitetsmekanismen måste de två yngsta kärnreaktorerna hållas kvar på marknaden i ytterligare tio år för att möta den ständigt ökande efterfrågan på el i Belgien, vilket framgår av den senaste bedömningen av resurstillräcklighet som gjorts av Belgiens systemansvariga för överföringssystemet (se avsnitt 2.4). Projektet för långtidsdrift har därför positiva effekter på marknaden eftersom det kommer att bidra till att lösa problemen med resurstillräcklighet och bidra till försörjningstryggheten i Belgien.

(413) Dessutom ger investeringar i kärnenergi pålitliga, koldioxidsnåla produktionstillgångar. Genom att säkerställa en säker försörjning när man fasar ut de mest förorenande bränslena och minskar beroendet av naturgas bidrar kärnkraftsproduktionen, som har låga koldioxidutsläpp per producerad MWh, (tillsammans med utvecklingen av förnybara energikällor) till uppnåendet av de nationella och europeiska målen för minskade koldioxidutsläpp.

(414) Projektet för långtidsdrift kommer också att direkt stödja målen för REPowerEU eftersom det kommer att minska beroendet av importerade fossila bränslen (särskilt gas) som är utsatta för prisfluktuationer och geopolitiska risker, vilket därmed stärker energitryggheten (se skäl 21).

([140]) Rådets förordning (EG) nr 139/2004 av den 20 januari 2004 om kontroll av företagskoncentrationer (EUT L 24, 29.1.2004, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) Mot bakgrund av ovanstående drar kommissionen slutsatsen att projektet för långtidsdrift har positiva effekter på marknaden eftersom det kommer att öka försörjningstryggheten och bidra till utfasningen av fossila bränslen i Belgiens energimix. Eftersom den centrala kapacitetsberäkningsregionen är väl sammanlänkad skulle dessa positiva effekter sannolikt gynna de angränsande medlemsstater som importerar el från Belgien.

8.3.3.3 Behovet av statligt ingripande

(416) För att avgöra om en stödåtgärd är nödvändig måste kommissionen bedöma om åtgärden är inriktad på en situation där åtgärden skulle kunna leda till en väsentlig förbättring som marknaden inte ensam kan åstadkomma. Stöd som förbättrar det stödmottagande företagets ekonomiska situation men som inte är nödvändigt för att uppnå det avsedda målet kan inte anses vara förenligt med den inre marknaden.

(417) I det aktuella fallet vill Belgien förlänga livslängden för sina två yngsta kärnreaktorer för att hantera försörjningsproblem, samtidigt som man minskar förbrukningen av fossila bränslen och därigenom bidrar till minskade koldioxidutsläpp. Kommissionen måste bedöma om statligt stöd för att hålla kvar kärnenergin på marknaden är nödvändigt för att uppnå dessa mål.

(418) I avsnitt 2.3.2 i beslutet om att inleda förfarandet och avsnitt 3.1 i detta beslut förklarade kommissionen att förekomsten av marknadsmisslyckanden är en relevant faktor för bedömningen av stödets nödvändighet, och erkände vissa marknadsmisslyckanden som kräver statligt ingripande när det gäller kärnkraftsutveckling ([141]). När det gäller investeringar i kärnenergi i synnerhet uppstår marknadsmisslyckandet främst på grund av ett antal särskilda risker som är svåra för affärsmässiga investerare ([142]) att hantera, t.ex. följande:

a) Kärnteknikens komplexitet, som leder till exponering för tekniska risker och projektledningsrisker, liksom marknads- och investeringsrisker (på grund av investeringarnas kapitalintensitet och volatiliteten på energimarknaderna), som hanteras av åtgärdens komponent 1.

b) De långsiktiga riskerna i samband med hantering av kärnavfall samt nedläggning och nedmontering av kärnkraftverk, som hanteras av åtgärdens komponent 2.

c) Exponering för risker kopplade till regleringsmässiga och politiska beslut, som hanteras av åtgärdens komponent 3.

(419) Enligt Belgien hanterar var och en av de tre komponenterna i projektet för långtidsdrift en av de risker och marknadsmisslyckanden som nämns i skäl 418.

(420) Belgien hävdar också att den belgiska kapacitetsmekanismen inte är en lämplig finansieringsmekanism för kärnenergikapacitet i Belgien, särskilt med tanke på den korta tidsramen för beslutet om förlängning av livslängden, de ytterligare osäkerheter och marknadsmisslyckanden som finns i samband med investeringar i kärnenergi jämfört med annan teknik, kapacitetsmekanismens särskilda egenskaper med årliga auktioner med osäkert resultat, samt en tidsram som är oförenlig med tidsramen för projektet för långtidsdrift (se avsnitt 3.3.4 och skäl 353). Dessutom uppger Belgien att den anmälda åtgärden, inklusive paketet med delåtgärder, krävdes för att övertyga Engie om att inleda förhandlingar om förlängningen av de två reaktorernas livslängd, eftersom Engie redan hade fattat beslut om att upphöra med all kärnenergiverksamhet i Belgien (se skäl 19).

([141]) Kommissionens beslut (EU) 2015/658 av den 8 oktober 2014 om den stödåtgärd SA.34947 (2013/C) (f.d. 2013/N) som Förenade kungariket planerar att genomföra till förmån för Hinkley Point C Nuclear Power Station (EUT L 109, 28.4.2015, s. 44), skäl 382–385.

([142]) Se t.ex. kommissionens beslut (EU) 2015/658 av den 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (f.d. 2013/N), Förenade kungariket, Stöd till kärnkraftverket Hinkley Point C (EUT L 109, 28.4.2015, s. 44); kommissionens beslut (EU) 2017/2112 av den 6 mars 2017 om den åtgärd/den stödordning/det statliga stöd SA.38454 – 2015/C (f.d. 2015/N) som Ungern planerar att genomföra till förmån för utvecklingen av två nya kärnkraftsreaktorer vid kärnkraftverket Paks II (EUT L 317, 1.12.2017, s. 45); kommissionens beslut av den 17 mars 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, *Lifetime extension of the nuclear power plants Tihange 1, Doel 1 and Doel 2* (EUT C 142, 5.5.2017, s. 1); kommissionens beslut av den 16 juni 2017, SA.45296 (2017/N), Tyskland, *Transfer of Rad ioactive Waste and Spent Nuclear Fuel Liabilities in Germany* (EUT C 254, 4.8.2017, s. 1).

(421) Belgien anser därför att det är osannolikt att förlängningen av de två kärnreaktorernas livslängd kommer att äga rum utan statligt stöd, där det ingår en lämplig ersättningsmodell (komponent 1), ett avtal om överföring av förpliktelser rörande kärnavfall och använt kärnbränsle (komponent 2) och bestämmelser om rättsligt skydd (komponent 3), och där var och en av dess delar åtgärdar ett av de ovannämnda marknadsmisslyckandena.

(422) Behovet av var och en av åtgärdens tre komponenter bedöms (separat) i avsnitten 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 och 8.3.3.3.3. Bedömningen av det kombinerade behovet av komponent 1, komponent 2 och komponent 3, samt deras potentiella kumulativa effekter, görs i avsnitt 8.3.3.6.

8.3.3.3.1 Behov av komponent 1

(423) När det gäller de risker kopplade till teknik, projektledning, marknad och investeringar som Belgien har angett har kommissionen i tidigare beslut erkänt att investeringar i nya kärnenergiprojekt omfattas av betydande risker på grund av kombinationen av höga inledande kapitalkostnader, långa byggtider och en lång driftsperiod för att täcka investeringskostnader. Kommissionen medgav också att avsaknaden av marknadsbaserade finansiella instrument och andra typer av kontrakt för att skydda mot sådana betydande risker utgör ett marknadsmisslyckande som är specifikt för ett fåtal typer av teknik, bland annat kärnenergi ([143]). Detta gällde dock investeringar i nya kärnkraftverk. I förevarande fall rör det sig däremot om investeringar i förlängningen av livslängden för två befintliga kärnkraftsoperatörer. Kommissionen anser därför att frågan om att investera i förlängningen av de två kärnreaktorernas livslängd inte skulle ha uppkommit utan stödet.

(424) För det första, när det gäller kommissionens observation i skäl 295 i beslutet om att inleda förfarandet att den tioåriga förlängningen av livslängden för Doel 1, Doel 2 och Tihange 1 under 2015 ägde rum utan ett paket med finansiella stödåtgärder ([144]) lämnade Engie som svar på det offentliga samrådet (se skäl 290) att omständigheterna för de båda projekten inte är jämförbara och att det aktuella fallet skiljer sig åt på grund av att i) den belgiska regeringen fattade beslutet om projektet för långtidsdrift efter det att Engie hade inlett förberedelser för att lämna kärnkraftsverksamheten, ii) det finns ytterligare kostnader kopplade till den snäva tidsplanen för det nuvarande projektet för långtidsdrift, vilket även erkändes av kärnsäkerhetsmyndigheten (AFCN/FANC), och iii) den ökade andelen förnybar energi i energisystemet leder till högre prisvolatilitet på marknaden jämfört med situationen och förväntningarna 2015.

(425) För det andra, när det gäller kommissionens tvivel om behovet av hela paketet med ersättningsåtgärder, hävdade Belgien och Engie att varje del av komponent 1 uppfyller ett specifikt mål och att delkomponenterna kompletterar varandra. Belgien klargjorde de finansiella åtgärdernas struktur mer ingående (se även skäl 68).

a) Drifts- och underhållskostnader för projektet för långtidsdrift finansieras genom långtidsdriftens produktionsintäkter, där ett stabilt flöde av produktionsintäkter säkerställs via differenskontraktet. Belgien och Engie har förklarat att med tanke på marknadsmisslyckandena kopplade till kärnenergiindustrin och den kraftiga volatiliteten på elmarknaden under de kommande åren är projektet för långtidsdrift exponerat för en stor risk för ett finansieringsunderskott, vilket gör differenskontraktet till ett nödvändigt instrument för att uppnå stabila produktionsintäkter. Kommissionen anser att ett lämpligt utformat differenskontrakt är ett nödvändigt instrument för att garantera ett stabilt intäktsflöde i en osäker marknadsmiljö. Kommissionen har redan i beslutet om att inleda förfarandet erkänt den höga risken för ett negativt nettonuvärde för projektet för långtidsdrift i avsaknad av ett differenskontrakt. Kommissionen håller också med om att förlängningen av de två reaktorernas livslängd (tio år) gäller en kort tidsperiod jämfört med den genomsnittliga varaktigheten för investeringar i kärnenergisektorn (än mer så med tanke på att de två reaktorerna inte kommer att drivas med en kapacitet på 100 % under de första tre åren eftersom arbeten kopplade till förlängningen av livslängden måste slutföras samtidigt), och att det medför betydande kostnader att se till att de två reaktorerna uppfyller säkerhetskraven.

([143]) Kommissionens beslut av den 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (f.d. 2013/N), Förenade kungariket, Stöd till kärnkraftverket Hinkley Point C (EUT L 109, 28.4.2015, s. 44), skäl 382 och 383.

([144]) Endast rättsligt skydd mot risken för politiska dröjsmål beviljades i det fallet (liknande det rättsliga skydd som beviljas genom komponent 3 i den aktuella åtgärden).

b) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning och lånen för nedstängningskostnader kompletterar differenskontraktet för att säkerställa långsiktig finansiell stabilitet, eftersom det inte kan uteslutas att perioder med betydande oplanerade driftavbrott kommer att förekomma under tioårsperioden. Uppgifter från Electrabel visar att sannolikheten för en sådan händelse inte är liten utan att det snarare är troligt att en sådan händelse inträffar, baserat på företagets erfarenhet av de belgiska kärnreaktorerna under perioden 2012–2022 (se tabell 10). Lånen för nedstängningskostnader är avsedda att säkerställa tillräckliga likvida medel under omstartsfasen för projektet för långtidsdrift, då viktiga arbeten fortfarande måste utföras och de två reaktorerna inte kan drivas med full kapacitet, och planen är att de ska vara betalda i slutet av tioårsperioden. Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning är däremot tillgängligt under hela tioårsperioden, men omfattar endast situationer med betydande oplanerade driftavbrott. En rörelsekapitalfacilitet fungerar under varje givet år som en länk till den årliga betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning. Belgien gav tre scenarier som visade effekterna av händelser som orsakar betydande oplanerade driftavbrott. Som framgår av tabell 11 skulle samriskföretaget kunna gå i konkurs utan betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning och lånen för nedstängningskostnader i dessa situationer, som inte är osannolika under tioårsperioden.

c) Kommissionen medger därför att differenskontraktet, lånen för nedstängningskostnader, betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning och rörelsekapitalfaciliteten är kompletterande åtgärder som alla är nödvändiga för att säkerställa att BE-NUC alltid har tillräcklig likviditet för att betala sina drift-, underhålls- och bränslekostnader och därmed möjliggöra en säker och tillförlitlig drift av de två reaktorerna.

d) Eftersom Engie höll på att begränsa sin exponering för kärnenergi (se skäl 19) och inte ville vara ensam investerare i de nödvändiga kapitalutgifterna på mer än [2–2,5] miljarder euro för projektet för långtidsdrift, och ensamt bära alla potentiella förluster på grund av oväntad otillgänglighet och kostnadsöverskridanden, begärde företaget en riskdelningsmekanism på 50/50 med den belgiska staten innan det undertecknade avtalet om projektet för långtidsdrift (se skäl 23) och insisterade på strukturen med ett samriskföretag (skapandet av BE-NUC) utöver ersättningsmekanismen i ersättningsavtalet för att täcka de återstående riskerna kopplade till finansiering och solvens. De nödvändiga kapitalutgifterna för projektet för långtidsdrift finansieras av samriskföretagets aktieägare på pari passu-basis, antingen genom eget kapital eller genom aktieägarlån.

— Även med de finansiella ersättningsmekanismerna i ersättningsavtalet på plats kvarstår betydande risker som Engie inte ville bära på egen hand. Engie tillhandahöll en simulering som visade effekterna av händelser med minskad tillgänglighet och/eller ökade driftskostnader under driftfasen som inte omfattas av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, något som kan ha en betydande negativ inverkan på BE-NUC:s lönsamhet och visas i tabell 16.

— Genom samriskföretagets struktur kan kapitalutgifterna finansieras utan skuldsättning, som i detta fall skulle vara mycket dyrt eller svårt att erhålla eftersom affärsbankerna inte är villiga att exponera sig för kärntekniska tillgångar.

— Införandet av aktieägarlån utöver kapitaltillskottet följer av ekonomiska överväganden eftersom det ger större flexibilitet i utformningen av planer för utnyttjande och återbetalning, och optimerar den finansiella strukturen vad gäller beskattningsbar inkomst.

e) Kommissionen drar därför slutsatsen att inrättandet av ett samriskföretag, där riskerna i samband med kostnadsöverskridanden och oplanerade avbrott som inte täcks av de andra finansiella instrumenten delas med den belgiska staten, kan anses vara nödvändigt.

f) Utvecklingsavtalet++ täcker kostnaderna för den utvecklingsverksamhet som måste utföras för att uppfylla säkerhetsmyndighetens förväntningar på projektet för långtidsdrift. Med tanke på det snäva tidsschemat för projektet för långtidsdrift anser kommissionen därför att det var nödvändigt att inrätta och slutföra finansieringen av denna verksamhet.

g) När det gäller de återstående delåtgärderna i komponent 1 anser kommissionen, som redan har nämnts i beslutet om att inleda förfarandet, att

— avtalet om drift och underhåll gör det möjligt att när som helst täcka alla drifts- och underhållskostnader, och är därmed nödvändigt,

— ingåendet av ett avtal om administrativa rutiner och om försäljningen av energi är nödvändigt för att projektet för långtidsdrift ska fungera i praktiken, så avtalet om administrativa tjänster och avtalet om energiförvaltningstjänster är nödvändiga,

— det är standardpraxis att som en del av ett avtal mellan två parter komma överens om villkor om transaktionen inte avslutas och det blir nödvändigt att ersätta bristande kostnadstäckning på grund av att avtalet inte slutförs.

(426) För det tredje påminner kommissionen om synpunkterna från de tredje parter som hävdade att energiförsörjningen också skulle kunna garanteras genom billigare teknik och att subventioner inom kärnenergisektorn skulle bromsa utvecklingen av annan billigare och mer klimatvänlig teknik (särskilt förnybara energikällor). Belgien hävdade att medlemsstaterna har rätt att utforma sin energipolitik, inklusive möjligheten att införliva kärnkraft i sin energimix, och att en kombination av olika energiproduktionsmetoder är avgörande för att upprätthålla ett tillförlitligt och balanserat elnät. Med tanke på att marknadskoncentrationen har minskat under de senaste åren tack vare en större andel förnybar energi i den belgiska energimixen (se skälen 34–37) och med tanke på den belgiska statens nyligen genomförda investeringar i den havsbaserade vindparken Princess Elisabeth ([145]) ser kommissionen ingen anledning att dra slutsatsen att projektet för långtidsdrift skulle hindra uppbyggnaden av förnybar energi i Belgien. Behovet av att investera både i kärnenergi och förnybar energi är också rimligt, eftersom det fortfarande finns nackdelar med förnybara energikällor, t.ex. platstillgång och nätanslutningskapacitet. Ersättningen genom differenskontraktets (ändrade) utformning ger fler incitament att maximera produktionen under högpristimmar (i den mån det är möjligt med tanke på den gamla teknik som används vid de två reaktorerna). Detta minskar åtgärdens konkurrenspåverkan på marknadsbaserade investeringar i förnybar energi, eftersom förnybara produktionstillgångar kan förväntas vara i drift särskilt ofta under perioder med lägre priser (eftersom tillgången på förnybara resurser är omfattande under dessa perioder, vilket sänker marknadspriserna).

(427) När det slutligen gäller Belgiens argument att de två reaktorernas finansieringsunderskott inte kan lösas på ett tillfredsställande sätt genom att delta i kapacitetsmekanismen (se avsnitt 3.3.4 och skäl 353) erkänner kommissionen att det osäkra resultatet av kapacitetsmekanismens auktioner och tidpunkten för auktionerna inte är förenligt med Belgiens plan för omstart av långtidsdriften under 2025. Den belgiska regeringen tillkännagav projektet för långtidsdrift i mars 2022 och undertecknade ett bindande genomförandeavtal den 13 december 2023 (se avsnitt 2.3). Vid den tidpunkten hade redan tre auktioner via kapacitetsmekanismen ägt rum.

(428) Mot bakgrund av ovanstående anser kommissionen att alla delåtgärder i komponent 1 har visat sig vara kompletterande och nödvändiga.

8.3.3.3.2 Behov av komponent 2

(429) När det gäller marknadsmisslyckandena och riskerna i samband med de osäkra kostnaderna för hantering av kärnavfall och nedläggning anser kommissionen, som nämns i skäl 276 i beslutet om att inleda förfarandet, att dessa hanteras genom överföringen av förpliktelser för radioaktivt avfall och använt kärnbränsle, samt överföringen av ytterligare nedläggningsförpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift. Avfallsavtalet syftar till att säkerställa en ansvarsfull och säker hantering av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall, eftersom överföringen kommer att säkra finansieringen för kärnavfall och öka säkerhetsnivån vid mellanlagring och slutförvaring av dessa material. Belgien hävdar att de ytterligare nedläggningsförpliktelserna till följd av projektet för långtidsdrift endast täcker extrakostnader på grund av projektet för långtidsdrift och inte några driftskostnader i samband med den dagliga ledningen eller vanliga verksamheten, och därför inte snedvrider konkurrensen.

([145]) Se kommissionens beslut av den 13 september 2024, SA.107336 (2024/N), Belgien, *Support mechanism for lot 1 of the Princess Elisabeth offshore Zone* (EUT C, C/2024/5754, 25.9.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/5754/oj).

(430) Som kommissionen påpekade i tidigare beslut om överföring av förpliktelser för kärnavfall i Tyskland och Förenade kungariket ([146]) kännetecknas hanteringen av radioaktivt avfall av långa tidsramar, vilket därför kan kräva någon form av statligt ingripande. Dessutom är behovet av statligt ingripande när det gäller ansvarsfull och säker hantering av radioaktivt avfall inskrivet i artikel 4.1 i direktiv 2011/70/Euratom, där statens yttersta ansvar i detta avseende fastställs. Överföringen av förpliktelser för hanteringen av radioaktivt avfall och nedläggning tjänar målet att säkra finansiering av hanteringen av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall som en förutsättning för en ansvarsfull och säker hantering av dessa material. Dessutom hade Engie planerat att inte behålla sin kärnenergiverksamhet i Belgien (se skäl 19) och gick endast med på att inleda förhandlingar om förlängningen av livslängden när det fanns en överenskommelse om såväl de finansiella arrangemangen som överföringen av förpliktelser för kärnavfall (se skäl 23).

(431) När det gäller överföringen av ytterligare förpliktelser för nedläggning till följd av projektet för långtidsdrift i synnerhet, eftersom denna överföring endast täcker ytterligare kostnader till följd av projektet för långtidsdrift och de vanliga kostnaderna för nedläggning och nedmontering ligger kvar hos kärnkraftsoperatören, och eftersom det var den belgiska regeringen, inte Engie eller Electrabel, som begärde förlängningen av livslängden, anser kommissionen att denna överföring av ytterligare förpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift också är nödvändig. De ytterligare nedläggningskostnaderna till följd av projektet för långtidsdrift har också bekräftats av CPN/CNV, något som inte hade skett ännu vid tidpunkten för bedömningen i beslutet om att inleda förfarandet (se skäl 200).

(432) Dessutom har kommissionen inga invändningar mot att Electrabels icke-europeiska tillgångar frigörs från omfattningen av Electrabel eftersom Engie kommer att se till att minst 4 miljarder euro i form av tillgångar kommer att finnas kvar i Electrabel (se skälen 59 och 181).

(433) Mot bakgrund av ovanstående resonemang anser kommissionen därför att komponent 2 i den anmälda åtgärden är nödvändig.

8.3.3.3.3 Behov av komponent 3

(434) När det gäller marknadsmisslyckanden i samband med regleringsrisker och politiska risker, som nämns i skäl 278 i beslutet om att inleda förfarandet, anser kommissionen att även om all teknik i princip kan bli lidande på grund av politiska dröjsmål kan kärntekniken antas påverkas i högre grad än andra former av teknik på grund av sin kontroversiella karaktär ([147]). Framför allt har Belgien redan ändrat sin politiska inriktning när det gäller kärnenergi några gånger under de senaste 25 åren (se avsnitt 2.2), så kommissionen anser att denna risk är särskilt tydlig i Belgien. Kommissionen mottog inte heller några bevis för motsatsen under det offentliga samrådet i ärendet.

(435) Kommissionen anser därför att de regleringsmässiga och politiska riskerna hanteras effektivt genom åtgärden som ger rättsligt skydd och att det behövs rättsligt skydd när det gäller kärnenergi, vilket kommissionen även erkände i sitt beslut i ärende SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4 Slutsats om behovet av åtgärden

(436) Mot bakgrund av ovanstående drar kommissionen slutsatsen att alla tre komponenter (inbegripet deras delkomponenter) i ärendet är nödvändiga för att säkerställa en förlängning av livslängden för två kärnreaktorer i Belgien. Dessutom drar kommissionen slutsatsen att åtgärden har en stimulanseffekt för stödmottagarna vilket därmed säkerställer att projektet för långtidsdrift genomförs framgångsrikt.

([146]) Se kommissionens beslut av den 16 juni 2017, SA.45296 (2017/N), Tyskland, *Transfer of Radioactive Waste and Spent Nuclear Fuel Liabilities in Germany* (EUT C 254, 4.8.2017, s. 1); kommissionens beslut av den 20 april 2016, SA.34962 (2015/N), Förenade kungariket, *Waste Transfer Contract for New Nuclear Power Plants* (EUT C 161, 4.5.2016, s. 1).

([147]) Se även skälen 384–385 i kommissionens beslut i ärende SA.34947 (se fotnot 144).

([148]) Se kommissionens beslut av den 17 mars 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, *Lifetime extension of the nuclear power plants Tihange 1, Doel 1 and Doel 2* (EUT C 142, 5.5.2017, s. 1).

8.3.3.4 Lämplighet

(437) De marknadsmisslyckanden som nämns i avsnitt 3.1 och som beror på i) en osäker energimarknad och ett osäkert investeringsklimat, ii) osäkra kostnader i samband med kärnavfall samt iii) exponering för politiska beslut, hindrar kärnkraftsoperatören från att uppnå intäktssäkerhet. I det aktuella fallet anser kommissionen att detta är särskilt problematiskt på grund av den gamla teknik som de två reaktorerna bygger på, som lämnar lite utrymme för flexibilitet, och den begränsade varaktigheten på tio år för förlängningen av livslängden. Dessa faktorer är särskilt framträdande i det aktuella fallet och gör lönsam drift av de två reaktorerna mer vanskligt, så kommissionen anser att statligt stöd är lämpligt.

(438) Belgien hävdar att det på grund av de identifierade marknadsmisslyckandena och de särskilda risker som är förknippade med kärnenergi krävs en separat stödmekanism för kärnenergi. Som nämns i avsnitt 3.3.4 uppger Belgien att andra metoder för direkt ekonomiskt stöd har beaktats (en fast inmatningspremie, ett enkelriktat differenskontrakt eller en modell med en regleringsmässig tillgångsbas), men de ansågs inte vara lämpliga för att stödja projektet för långtidsdrift. Belgien hävdar att de tre komponenterna i den anmälda åtgärden är nödvändiga för att åtgärda marknadsmisslyckanden och risker. Enligt Belgien är i) den särskilda utformningen av projektet för långtidsdrift och de finansiella stödåtgärderna i komponent 1 lämpliga för att garantera stabila intäkter för kärnkraftsoperatören och för att undvika att det gemensamma företaget blir insolvent vid betydande oplanerade händelser, ii) avfallstaket och tillhörande delåtgärder i komponent 2 lämpliga för att garantera att de nödvändiga medlen kommer att finnas tillgängliga för att finansiera ansvarsfulla och säkra lösningar för hantering av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall, iii) det rättsliga skyddet i komponent 3 lämpligt för att garantera skydd mot förändringar i den allmänna opinionen och beslutsfattarnas inställning till kärnenergi.

(439) I avsnitten nedan kommer kommissionen att bedöma – individuellt för varje komponent – om komponent 1, komponent 2 och komponent 3 i den anmälda åtgärden, inbegripet deras delåtgärder, är lämpliga. Bedömningen av den kombinerade lämpligheten av komponent 1, komponent 2 och komponent 3 samt deras potentiella kumulativa effekter görs i avsnitt 8.3.3.6.

8.3.3.4.1 Lämplighet komponent 1

(440) För det första fann kommissionen, som nämns i skälen 285, 300 och 303 i beslutet om att inleda förfarandet, att utvecklingsavtalet++, avtalet om administrativa tjänster och ersättningen för bristande kostnadstäckning om avtalet inte slutförs var lämpliga åtgärder. Med tanke på den korta tidperioden före datumet för långtidsdriftens omstart, och behovet av att påbörja utvecklingsverksamheten så snart som möjligt efter den belgiska regeringens beslut om att förlänga två kärnreaktorers livslängd, anser kommissionen för det första att ingåendet av det gemensamma utvecklingsavtalet++ före slutförandet av transaktionen är ett lämpligt instrument för att se till att kärnkraftsoperatören vidtar nödvändiga utvecklingsåtgärder i tid. För det andra anser kommissionen att det som en del av ett avtal mellan två parter är normal praxis att ingå ett avtal om administrativa tjänster och att komma överens om villkor om transaktionen inte avslutas. Kommissionen mottog inte heller några bevis för motsatsen när det gäller dessa tre delåtgärder under det offentliga samrådet i ärendet. Kommissionen anser därför att utvecklingsavtalet++, avtalet om administrativa tjänster och ersättningen för bristande kostnadstäckning om avtalet inte slutförs är lämpliga åtgärder som måste ingå i projektet för långtidsdrift.

(441) För det andra, när det gäller differenskontraktet, hävdar Belgien att ett dubbelriktat differenskontrakt är det lämpligaste alternativet för att åtgärda marknadsmisslyckandena och garantera intäkter, samtidigt som man undviker alltför höga ersättningar till kärnkraftsoperatören. Alternativa stödmekanismer (deltagande i kapacitetsmekanismen, en fast inmatningspremie, ett enkelriktat differenskontrakt eller en modell med en regleringsmässig tillgångsbas) har undersökts av de belgiska myndigheterna, men ansågs vara mindre lämpliga (se avsnitt 3.3.4). Som nämns i skälen 290–293 i beslutet om att inleda förfarandet hade kommissionen flera farhågor gällande differenskontraktets utformning, och många av de tredje parter som deltog i det offentliga samrådet delade kommissionens uppfattning (se avsnitt 6.2.1.2) enligt följande:

a) Differenskontraktets (ursprungliga) utformning motsvarade beviljandet av en fast ersättning per MWh för faktiskt producerad el och saknade lämpliga incitament för att producera el och planera underhåll i linje med marknadsförhållandena, vilket riskerar att snedvrida marknaden på ett otillbörligt sätt.

b) Dessutom föreskrevs det i det (ursprungliga) fördefinierade arrangemanget för reglering endast sanktioner om produktionen vid de två reaktorerna inte minskades när elpriset var minus 20 euro per MWh eller lägre i mer än sex timmar, vilket skulle ha lett till att stöd beviljades när elpriserna var negativa.

c) Kommissionen var vid den tidpunkten inte heller övertygad om att (den ursprungliga) mekanismen för delning av vinst och förlust skulle ha en inverkan i praktiken.

d) Det ifrågasattes slutligen om dagen före-marknadspriset som marknadsreferenspris i differenskontraktets formel var det mest effektiva alternativet, och om det inte vore mer ändamålsenligt att inkludera en långsiktig produkt i marknadsreferenspriset.

(442) Som svar på kommissionens farhågor gällande differenskontraktets utformning införde Belgien ändringar enligt följande:

a) Först klargjorde Belgien att det på grund av den gamla kärnteknik som de två reaktorerna bygger på är omöjligt att göra dem väldigt reaktiva på marknadssignaler, av vilket slag dessa än må vara. Som nämns i avsnitt 2.1 var Engie självt öppet för att kunna utnyttja de två reaktorernas flexibilitet på energimarknaden inom ramen för åtgärden, men betonade att reglering av reaktorerna medför en risk för nedstängning. Samtidigt införde den belgiska kärnsäkerhetsmyndigheten en begränsning av antalet ekonomiska regleringar per cykel. För att bemöta farhågorna hos kommissionen och tredje parter som nämns i skäl 441 a beslutade Belgien, med beaktande av anläggningarnas tekniska begränsningar, att ändra ersättningen till den oberoende partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster. Belgien inkluderade en rörlig komponent i ersättningsformeln, så att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster har incitament att sälja så mycket av kärnkraftselen som möjligt i linje med marknadsförhållanden samtidigt som hänsyn tas till restriktionerna gällande reglering, på det sätt som förklaras i avsnitt 3.3.1.5.2. För att svara på farhågorna i skäl 441 b har arrangemangen för reglering avskaffats i detta nya system, och det kommer att vara upp till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster att besluta när det är lämpligt att påbörja en ekonomisk reglering. Partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att ha rätt incitament att begära en ekonomisk reglering när marknadspriserna är låga eller negativa, eftersom följden av att inte göra detta blir sanktioner.

b) Vad gäller betänkligheten i skäl 441 c förstärkte Belgien mekanismen för justering av marknadsprisrisken så att ersättningen enligt differenskontraktet närmare följer ändrade marknadsförhållanden (se avsnitt 3.3.1.3.2).

c) Beträffande farhågorna i skäl 441 d behöll Belgien dagen före-marknadspriset som marknadsreferenspris i differenskontraktets formel av de anledningar som anges i skäl 98. Under den formella granskningsfasen betonade Belgien särskilt den stora risken för och de stora konsekvenserna av oplanerade avbrott, särskilt under omstartsfasen i projektet för långtidsdrift. Detta skulle göra de två reaktorernas produktion under de tre första åren mycket osäker och att ha ett långsiktigt referenspris i differenskontraktets utformning skulle således öka anläggningarnas risker.

d) Slutligen bekräftar Belgien även att motparten i differenskontraktet (BE-WATT) kommer att ta fram en riskhanteringsstrategi för sin öppna position, vilket föreskrivs i lag, och att dess genomförande kommer att bidra till likviditeten på terminsmarknaderna för el (se skäl 99). Antagandet av strategin görs med förbehåll för ett råd från tillsynsmyndigheten, som kommer att innehålla en bedömning av strategins inverkan på de relevanta elmarknaderna (se skäl 158).

(443) Kommissionen anser att de ändringar som rör differenskontraktets utformning och genomförande samt åtagandet att utveckla en riskhanteringsstrategi som kommer att bidra till likviditeten på terminsmarknaderna för el är tillräckliga för att skingra de tvivel som framfördes i beslutet om att inleda förfarandet. Kommissionen medger att de två reaktorerna bygger på gammal teknik med begränsad flexibilitet, vilket hämmar kärnkraftsoperatörens förmåga att regelbundet ändra anläggningarnas produktion. Detta står i kontrast till nyare kärnteknik eller andra kärnkraftskonstruktioner (t.ex. grå styrstavar i stället för svarta) som möjliggör lastföljning. Med tanke på den begränsade förlängningen på tio år medger kommissionen att tekniken måste ses som en given förutsättning som hämmar kärnkraftsoperatörens förmåga att avsevärt förändra anläggningarnas beteende. Kommissionen

uppskattar därför de belgiska myndigheternas och Electrabels försök att i så stor utsträckning som möjligt anpassa produktion och underhåll till marknadsförhållanden; för det första genom att ha delegerat beslutsbefogenheten när det gäller ekonomiska regleringar till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster och genom att ha ändrat dennes ersättning, och för det andra genom att ha bytt från en bränslecykel på 18 månader till en på 12 månader för att kunna planera underhåll under sommarperioden i så stor utsträckning som möjligt. Förstärkningen av mekanismen för delning av vinst och förlust bidrar i detta avseende också till målet att ersättningen enligt differenskontraktet i så stor utsträckning som möjligt ska vara i enlighet med marknadsvillkoren och bidra till en högre exponering för marknadsrisker. Även om stöd under tidsperioder med negativa priser inte helt kan uteslutas, på grund av anläggningarnas begränsade flexibilitet och av säkerhetsskäl, minskar differenskontraktets ändrade utformning och den ändrade formeln för ersättning i avtalet om energiförvaltningstjänster incitamenten att producera när priserna är negativa. Kommissionen medger också att det särskilt under omstartsfasen i projektet för långtidsdrift finns en hög risk för oplanerad otillgänglighet och driftstopp, vilket innebär att exponering för långsiktiga marknader kan medföra ytterligare risker; dagen före-marknadspriset är således lämpligare som marknadsreferenspris under projektets inledande period. Kommissionen noterar även att de belgiska myndigheterna har frihet att justera såväl marknadsreferenspriset i differenskontraktets utformning som ersättningsuppgörelsen i avtalet om energiförvaltningstjänster efter projektets tre första år. Slutligen minskas effekten av att använda dagen före-marknadspriset på terminsmarknaderna genom den säkringsstrategi som kommer att främja likviditeten på terminsmarknaderna, och inverkan på intradagsmarknaden mildras genom de rörliga kostnader som bärs av partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster.

(444) Till följd av detta, och med tanke på de särskilda omständigheterna i det aktuella ärendet där befintliga kärnkraftsenheter drivs med gammal teknik som har begränsad flexibilitet, anser kommissionen att differenskontraktets ändrade utformning tillsammans med den ändrade ersättningen i avtalet om energiförvaltningstjänster är lämplig.

(445) För det tredje uttryckte kommissionen också farhågor gällande lämpligheten av lånen för nedstängningskostnader och betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, som täcker kostnaderna för avstängningsperioden respektive de operativa kassaflödesunderskott som kan uppstå på ett sätt som liknar ett potentiellt obegränsat bidrag, och skyddar samriskföretaget mot eventuella operativa risker. Dessutom tillhandahåller betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning ett kapitalskydd på 50 %. Belgien hävdar att utan lånen för nedstängningskostnader, rörelsekapitalfaciliteten och betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning skulle ytterligare tillskott av eget kapital krävas, eftersom en enda händelse som orsakar driftavbrott skulle utsätta aktieägarna i samriskföretaget för insolvensrisker och ett finansieringsunderskott, och därigenom göra investeringen olönsam.

(446) Som svar på kommissionens farhågor beträffande lånen för nedstängningskostnader och betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning lämnade Belgien ytterligare förtydliganden och justerade dessa åtgärder enligt följande:

a) Belgien uppger att lånen för nedstängningskostnader i princip kommer att återbetalas. När det gäller risken för att lånen för nedstängningskostnader inte återbetalas på grund av otillräckliga kassaflöden (eftersom de hamnar efter återbetalningen av aktieägarnas bidrag) hävdar Belgien att detta scenario är väldigt osannolikt och att det endast är i ett mycket negativt scenario som lånen för nedstängningskostnader inte skulle återbetalas (se skäl 132), dvs. vid flera år av omfattande otillgänglighet, t.ex. mindre än 60 % varje år från 2029 till 2035. Även om det inte är osannolikt är risken liten och uppstår endast under extrema omständigheter med en större oväntad händelse eller en rad större oväntade händelser under en lång tidsperiod, som i slutändan kan innebära att anläggningen läggs ned (se led b). En sådan situation skulle missgynna aktieägarna: lånen för nedstängningskostnader kommer inte att återbetalas fullt ut om och endast om projektet inte genererar tillräcklig vinst för att betala någon avkastning på aktieägarnas investering, och därmed gynnar inte lånen för nedstängningskostnader aktieägarna på ett oproportionellt sätt.

b) På samma sätt uppger Belgien att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning endast tillämpas i händelse av en mycket negativ situation och att Engie fortfarande riskerar att förlora 50 % av sin kapitalinvestering. För att bemöta oron över att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning kan komma att utgöra ett obegränsat bidrag har dock Belgien satt ett tak för betalningarna via denna mekanism. Som förklaras i skäl 121 kommer motparten i ersättningsavtalet (dvs. den belgiska staten) att utöva sin uppsägningsrätt eller sina uppsägningsrätter enligt ersättningsavtalet om betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning uppnår ett utbetalt belopp på 2 miljarder euro.

c) Slutligen lämnade Belgien ytterligare uppgifter om risken för en händelse som orsakar betydande driftavbrott under den tioåriga förlängningen av livslängden, en risk som man har visat inte är liten (se skälen 114–118), och dess effekter på lönsamheten för projektet för långtidsdrift (se tabell 11).

(447) Kommissionen drar därför slutsatsen att lånen för nedstängningskostnader och betalningen av minimidrifts-kostnader och en kapitalbetalning är nödvändiga och lämpliga instrument för att säkra lönsamheten för projektet för långtidsdrift, särskilt mot bakgrund av de särskilda omständigheterna i det aktuella ärendet, som gäller befintliga kärnreaktorer som bygger på gammal teknik och därför löper risk för betydande oplanerade avbrott. Ur det perspektivet, med en förlängning av livslängden som är begränsad till en period på tio år och därmed begränsar möjligheten att återvinna betydande förluster, tillhandahålls samriskföretaget en säkerhetsmekanism genom betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning som skydd mot operativa risker. Utan ytterligare garantier i form av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning samt lånen för nedstängnings-kostnader skulle en privat investerare sannolikt inte ta risken att genomföra projektet för långtidsdrift. Med tanke på den potentiella omfattningen av betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning i händelse av en långvarig nedstängning av en eller båda reaktorerna, över flera år, föreföll det nödvändigt att sätta ett tak för denna mekanism till ett belopp som skulle motsvara marknadspraxis och som skulle ge tillräckligt med tid för att återställa normal drift vid en av de två reaktorerna eller båda. Kommissionen välkomnar begränsningen av de (potentiella) betalningarna via betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, så att den belgiska statens exponering åtminstone är kvantifierad och känd i förväg.

(448) När det gäller den belgiska statens deltagande i samriskföretaget hävdar Belgien att detta ger den belgiska staten medbestämmande i projektföretaget, eftersom de två aktieägarna går in i samriskföretaget på lika villkor. Det gör det också möjligt för den belgiska staten att behålla ett visst ägande av kritisk infrastruktur. Kommissionen drar därför slutsatsen att samriskföretaget är lämpligt.

(449) För det fjärde, när det gäller avtalet om energiförvaltningstjänster, anser kommissionen att det är lämpligt att välja en partner som ska sälja elen som produceras av de två reaktorerna på grossistmarknaden, på villkor att denna partner agerar helt oberoende och inte i Electrabels intresse. Kommissionen hyste dock tvivel om begränsningen av försäljningen till dagen före-grossistmarknaden. Belgien klargjorde att partnern i avtalet om energiförvaltnings-tjänster har frihet att sälja elen som produceras av de två reaktorerna på vilken marknad som helst och inte är begränsad till dagen före-marknaden (se skäl 152). Belgien bekräftade också att partnern i avtalet om energiförvalt-ningstjänster kommer att väljas genom ett konkurrensutsatt anbudsförfarande och att skyddsåtgärder kommer att införas för att säkerställa att Engie inte har någon inverkan på anbudsförfarandet eller dess resultat (se avsnitten 3.3.1.5.1 och 3.3.1.5.3). Om GEMS utses till partner i avtalet om energiförvaltningstjänster åtar sig dessutom Belgien och Engie att införa nödvändiga skyddsåtgärder så att GEMS övriga handelsverksamheter inte är inblandade (se avsnitt 3.3.1.5.3). Kommissionen anser därför att strukturen i avtalet om energiförvaltningstjänster och valet av partner i detta avtal är lämpliga.

(450) Slutligen hade kommissionen betänkligheter rörande lämpligheten av kombinationen av flera ersättningsme-kanismer utöver differenskontraktet och ansåg att paketet med delåtgärder under komponent 1 endast kan anses vara lämpliga i den mån de inte leder till otillbörlig, ytterligare otillbörlig, snedvridning av handel och konkurrens. Eftersom kommissionen inte har några indikationer på att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster inte skulle bedriva sin verksamhet självständigt, och inte heller på att Engie skulle skyddas från alla marknadsrisker (genom den ändrade mekanismen för justering av marknadsprisrisken, taket för betalningen av minimidrifts-kostnader och en kapitalbetalning samt kapitalrisken på 50 %), kan kommissionen dra slutsatsen att alla delåtgärder i komponent 1, både enskilt och tillsammans, kan anses vara lämpliga.

8.3.3.4.2 Lämplighet komponent 2

(451) Som nämns i skäl 304 i beslutet om att inleda förfarandet kännetecknas hanteringen av radioaktivt avfall av långa tidsramar och kan därför kräva någon form av statligt ingripande; statens slutliga ansvar för ansvarsfull och säker hantering av radioaktivt avfall fastställs i artikel 4.1 i direktiv 2011/70/Euratom.

(452) Kommissionen anser därför att överföringen av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle till ett oberoende offentligt organ, Hedera, är ett lämpligt sätt att ge den belgiska staten större ansvar för slutförvaringen av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall, och för att säkra dess finansiering under en lång tid. Kommissionen har inte heller identifierat någon alternativ åtgärd eller utformning till den som beskrivs i avsnitt 3.3.2.2 som skulle göra det möjligt för Belgien att uppnå dessa mål lika väl.

(453) När det gäller överföringen av ytterligare nedläggningsförpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift (*negativa synergier vid nedläggning*), som avses i avsnitt 3.3.2.4, täcker denna överföring endast ytterligare kostnader till följd av projektet för långtidsdrift; de vanliga förpliktelserna för nedläggning och nedmontering ligger kvar hos kärnkraftsoperatören. CPN/CNV bekräftade att det finns negativa synergier som påverkar kostnaderna för nedläggning och nedmontering, och kvantifierade beloppet. Eftersom det var den belgiska regeringen, inte Engie/Electrabel, som begärde förlängningen av livslängden anser kommissionen att överföringen av negativa synergier vid nedläggning genom en engångsbetalning från den belgiska staten är lämplig.

(454) Slutligen motiverar överföringen av förpliktelser för kärnavfall till Hederafonden – ett separat offentligt organ som säkrar medlen för det avsedda ändamålet och kontrollerar kostnaderna i förhållande till de överförda förpliktelserna, allt under kontroll av ett oberoende statligt organ (CPN/CNV) – att Electrabels icke-europeiska tillgångar frigörs från omfattningen av Electrabel och säkerställer att förpliktelserna för radioaktivt avfall och använt kärnbränsle överförs på ett lämpligt sätt.

(455) Kommissionen anser därför att komponent 2 i den anmälda åtgärden, inklusive dess delåtgärder, är lämplig för att åtgärda marknadsmisslyckandet kopplat till de osäkra kostnaderna för avfallshantering och nedläggning.

8.3.3.4.3 Lämplighet komponent 3

(456) Kommissionen anser att kärntekniken är särskilt utsatt för politiska dröjsmål. Kommissionen anser därför, som anges i skäl 306 i beslutet om att inleda förfarandet, att en överenskommelse om rättsligt skydd är lämplig för att åtgärda marknadsmisslyckandet kopplat till politiska och regleringsmässiga risker, vilket kommissionen även erkände i sitt beslut i ärende SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4 Slutsats om åtgärdens lämplighet

(457) Kommissionen anser att ändringarna av åtgärden, inbegripet en ändring av differenskontraktets utformning, en förstärkning av justeringen av marknadsprisrisken och ett tak för betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, samt ytterligare förtydliganden vad gäller kombinationen av delåtgärder är tillräckliga för att kommissionen ska kunna dra slutsatser om lämpligheten av komponent 1. Kommissionen beaktar även de särskilda omständigheterna i ärendet, som rör en investering i befintliga kärnkraftverk baserade på gammal teknik och som gäller en begränsad tidsperiod. När det gäller komponenterna 2 och 3 har ingen bevisning lagts fram under det formella granskningsförfarandet som avviker från kommissionens tidigare slutsats att komponenterna 2 och 3 är lämpliga.

(458) Mot bakgrund av ovanstående anser kommissionen att delåtgärderna inom komponent 1, komponent 2 och komponent 3 är ett lämpligt sätt att stödja projektet för långtidsdrift.

8.3.3.5 Proportionalitet

(459) För att bedöma huruvida en åtgärd är proportionell måste kommissionen verifiera att åtgärden begränsas till det minsta belopp som krävs för att möjliggöra ett framgångsrikt slutförande av projektet för långtidsdrift i syfte att uppfylla de mål som eftersträvas.

(460) I beslutet om att inleda förfarandet förklarade kommissionen att proportionalitetsbedömningen måste ta hänsyn till den kombination av stödåtgärder som föreslagits av de belgiska myndigheterna, dvs. kombinationen av komponent 1, komponent 2 och komponent 3, inbegripet kombinationen av delåtgärder inom varje komponent.

(461) I avsnittet nedan kommer kommissionen först att bedöma om komponent 1, komponent 2 och komponent 3 i den anmälda åtgärden, inbegripet deras flera delåtgärder, är proportionella. Bedömningen av den kombinerade proportionaliteten hos komponent 1, komponent 2 och komponent 3, samt deras potentiella kumulativa effekter, finns i avsnitt 8.3.3.6.

([149]) Se även skäl 103 i kommissionens beslut i ärende SA.39487 (se fotnot 25).

8.3.3.5.1 Proportionaliteten hos komponent 1

(462) Som anges i skäl 331 i beslutet om att inleda förfarandet konstaterades det att utvecklingsavtalet++, avtalet om drift och underhåll, avtalet om administrativa tjänster och ersättningen för bristande kostnadstäckning om avtalet inte slutförs hade ingåtts till marknadsvillkor och därför kan anses vara proportionella. Som nämns i skäl 324 i beslutet om att inleda förfarandet medgav kommissionen att genomförandet av ett konkurrensutsatt anbudsförfarande för avtalet om drift och underhåll kanske inte är lämpligt med tanke på de två reaktorernas känslighet och specifika karaktär, så dess proportionalitet kan bedömas genom den marginal som Electrabel tjänar på att genomföra avtalet, som bör fastställas på marknadsmässiga villkor. Eftersom de marginaler som fastställs i avtalet om drift och underhåll är anpassade till dem som tillämpas enligt partnerskapsavtalet om långtidsdrift med Luminus, som är ett relevant referensavtal eftersom det omfattar liknande tjänster, ansåg kommissionen att avtalet om drift och underhåll var proportionellt. Dessutom mottog kommissionen under det offentliga samrådet i ärendet inga bevis för motsatsen när det gäller proportionaliteten hos utvecklingsavtalet++, avtalet om drift och underhåll, avtalet om administrativa tjänster och ersättningen för bristande kostnadstäckning om avtalet inte slutförs.

(463) Samriskföretaget ansågs också vara proportionellt i beslutet om att inleda förfarandet eftersom den belgiska regeringen och Electrabel kommer att utöva sina rättigheter på lika villkor: styrningen av samriskföretaget, liksom kostnaderna och intäkterna, kommer att delas lika.

(464) I detta avsnitt bedömer kommissionen proportionaliteten hos internräntan för projektet för långtidsdrift, samt de återstående finansiella delåtgärderna i komponent 1 (betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, rörelsekapitalfacilitet, lån för nedstängningskostnader och aktieägarlån). För att säkerställa att den statliga stödåtgärden är proportionell och undvika överkompensation måste den statliga stödåtgärden säkerställa en minimiavkastning för stödmottagaren för att denne ska genomföra investeringen. Med andra ord den minimiavkastning som täcker projektets finansieringsunderskott. Finansieringsunderskottet definieras som skillnaden mellan nettonuvärdet i det faktiska scenariot och i det kontrafaktiska scenariot, och är samtidigt det lägsta statliga stödbelopp som krävs för att åtgärden ska utgöra ett incitament för företaget och det högsta statliga stödbelopp som är proportionerligt för att utlösa investeringen.

(465) Begreppet finansieringsunderskott är djupt rotat i det reguljära beslutsfattandet i näringslivet. När vinstmaximerande företag beslutar om de ska genomföra ett projekt jämför de det värde som genereras av projektet i fråga med alternativa åtgärder och väljer det som har den högsta förväntade avkastningen. För att företag ska vara villiga att genomföra ett projekt som inte har den högsta förväntade avkastningen kan de därför behöva ges incitament genom statligt stöd som täcker finansieringsunderskottet.

(466) För att fastställa vilken del av de olika förstärkningarna som kan tillskrivas effekten av ingripandet, eftersom en sådan förbättring kan uppkomma inte enbart till följd av projektet för långtidsdrift utan även av andra faktorer, tillhandahöll Belgien ett kontrafaktiskt scenario som kommissionen inte hade tillgång till vid tidpunkten för beslutet om att inleda förfarandet ([150]). Det kontrafaktiska scenariot är ett scenario där ingen förlängning av de två reaktorernas livslängd äger rum, vilket skulle vara fallet om inget avtal ingicks med den belgiska regeringen. I den kontrafaktiska analysen jämförs resultatet av ingripandet med de resultat som skulle ha uppnåtts om ingripandet inte hade genomförts. I en sådan situation skulle Electrabel i) fortsätta driften av kärnreaktorerna fram till deras ursprungliga rättsliga slutdatum och ii) behålla alla avfallsrelaterade skyldigheter. Den belgiska regeringen tillhandahöll finansiella uppgifter med avseende på denna punkt, dvs. specificerade förutspådda icke diskonterade ([151]) fria kassaflöden kopplade till de belgiska kärnkraftsenheternas verksamhet under deras återstående löptid (fram till deras rättsliga slutdatum under 2025). Belgien hävdar att kassaflödena för de två reaktorerna under den återstående rättsliga löptiden förblir oförändrad, med eller utan projektet för långtidsdrift.

(467) Det fanns tre huvudsakliga betänkligheter när det gäller proportionaliteten hos komponent 1 i beslutet om att inleda förfarandet som är relevanta för kommissionens bedömning, nämligen följande:

a) Betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, och villkoren för rörelsekapitalfaciliteten, aktieägarlånen och lånen för nedstängningskostnader (se avsnitt 8.3.3.5.1.1).

b) Målet för internräntan på 7 %, som ligger till grund för den finansiella modellen (se avsnitt 8.3.3.5.1.2).

c) Avtalet om energiförvaltningstjänster (se avsnitt 8.3.3.5.1.3).

([150]) Den kontrafaktiska analys som avses i beslutet om att inleda förfarandet hänvisar till ett scenario där Engie genomför projektet för långtidsdrift utan att ha nått en överenskommelse med den belgiska regeringen.

([151]) De fria kassaflödena diskonterades inte, eftersom det återstår mindre än ett års verksamhet till det rättsliga slutdatumet.

8.3.3.5.1.1 Proportionaliteten hos de finansiella stödåtgärderna i komponent 1

(468) För det första ansåg kommissionen, som nämns i beslutet om att inleda förfarandet, att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning i själva verket utgör en säkerhet för samriskföretaget, eftersom eventuella intäktsunderskott till följd av en brist på elproduktion under den inledande perioden och driftfasen kommer att täckas av en betalning från den belgiska staten och därmed ekonomiskt skydda samriskföretaget från alla operativa risker. Det största problemet med betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning gällde det faktum att den i praktiken kunde utgöra ett nästan obegränsat bidrag till BE-NUC vid långa oplanerade perioder av driftavbrott vid de två reaktorerna. Om en större oväntad händelse eller en rad större oväntade händelser leder till att de två reaktorerna förhindras att producera energi under det tio år långa projektet för långtidsdrift skulle betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning teoretiskt sett kunna utgöra så mycket som [7 000–8 000] miljoner euro. Belgien lämnade ytterligare förtydliganden om den icke försumbara sannolikheten för att sådana betydande händelser med oplanerade avbrott skulle kunna inträffa (se skälen 114–118) och de konsekvenser detta skulle kunna medföra (se tabell 11), och Belgien åtog sig att begränsa betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning till 2 miljarder euro (se skäl 121). Detta belopp, som förefaller vara i linje med branschens praxis när det gäller garantinivåer, motsvarar den övre gränsen för ett scenario där båda reaktorerna är otillgängliga samtidigt under två på varandra följande år. Med tanke på anläggningens förlängningsperiod (begränsad till tio år) ansågs två år vara den längsta tid som kunde avsättas för att identifiera och lösa ett problem eller en rad problem, enligt hur betydande de är, innan man måste överväga möjligheten att lägga ned anläggningen. Kommissionen anser därför att takbeloppet för betalning av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning är proportionellt.

(469) För det andra anger Belgien när det gäller lånen för nedstängningskostnader att fram till 2028 täcker dessa lån kostnaderna under den period då de två reaktorerna inte planeras generera nettoinkomster, och de ska återbetalas till den belgiska regeringen, vilket säkerställer att stödet minimeras. Som nämns i beslutet om att inleda förfarandet hyste kommissionen farhågor om återbetalningen av lånen för nedstängningskostnader eftersom dessa lån i praktiken utgör en finansieringsram som är lägre prioriterad än alla andra lån och samriskföretagets egna kapital. Detta innebär att de kanske inte återbetalas i slutet av långtidsdriften om elproduktionen inte är tillräckligt stor, vilket innebär att det finns en betydande risk som räntan, fastställd till den lägre OLO-räntan (fem år) ([152]) i Belgien plus 200 räntepunkter och 6 %, kanske inte återspeglar. Belgien klargjorde att det endast är i ett mycket negativt scenario som lånen för nedstängningskostnader inte kommer att återbetalas, så risken för att de inte återbetalas till den belgiska staten är mycket liten (se skäl 132). Belgien betonade särskilt att det inte heller skulle förekomma någon avkastning på kapitaltillskottet i ett sådant mycket negativt scenario. Riskerna med lånen för nedstängningskostnader avser endast riskerna för projektets resultat och lönsamhet, eftersom dessa lån inte används för att finansiera kapitalutgifterna. När det gäller räntesatsen är den begränsad till den högsta nivå som inte skulle överskrida målintervallet för internräntan enligt justeringen av marknadsprisrisken på 6–8 %. Kommissionen anser därför att villkoren för lånen för nedstängningskostnader är proportionella. Om de slutgiltiga villkoren för lånen för nedstängningskostnader ändrar den anmälda åtgärden som den presenteras i detta beslut åtar sig Belgien att anmäla dem till kommissionen.

(470) För det tredje, när det gäller villkoren för rörelsekapitalfaciliteten och aktieägarlånen, klargjorde Belgien under det formella granskningsförfarandet att dessa kommer att upphandlas på marknadsvillkor till räntesatser som ännu inte har fastställts, men som kommer att fastställas med hänvisning till rådande marknadsräntor och eventuell jämförbar tredjepartsfinansiering som finns tillgänglig vid den aktuella tidpunkten. En villkorsförteckning har utarbetats där villkoren fastställs för båda aktieägarlånen och metoden för att fastställa räntan beskrivs. Belgien klargjorde att denna metod är förenlig med Engies policy för internprissättning av lån och i linje med OECD:s BEPS-princip, vilket säkerställer att den ränta som fastställs är armlängdsmässig. Enligt villkorsförteckningen förväntas räntan vara en rörlig ränta som fastställs till 6-månaders Euribor plus en förväntad marginal på cirka [0–3] %. Kommissionen noterar att den marginal som läggs till sexmånaders Euriborräntan kommer att uppskattas utifrån […], som är ett allmänt erkänt och använt verktyg för att uppskatta marginalpåslag på grundval av kriterier som löptid, kreditvärdighet och lånets respektive låntagarens valuta. När det gäller samriskföretagets kreditvärdighet vid beräkningen av marginalpåslaget kommer Belgien att uppskatta det genom att beakta det lägsta kreditbetyget för enhetens aktieägare, eftersom BE-NUC inte har ett formellt kreditbetyg från ett kreditvärderingsinstitut. Aktieägarna är den belgiska staten (kreditbetyg enligt Moody Aa3 ([153]), vilket

([152]) Detta stämmer överens med den uppskattade löptiden för lånen för nedstängningskostnader (fem år).
([153]) Motsvarar AA- enligt den värderingsterminologi som används av S&P och Fitch.

bekräftas på den belgiska regeringens webbplats ([154]), enligt S&P AA och enligt Fitch AA, vilket bekräftas på den belgiska regeringens webbplats och även har kontrollerats av Europeiska kommissionen på portalen S&P Capital IQ Pro ([155]) den 16 januari 2025) och Electrabel (kreditbetyg enligt Moody Baa1 ([156]), enligt en offentligt tillgänglig rapport av den 10 juli 2024 ([157]), och enligt Fitch BBB+, enligt den offentligt tillgängliga informationen på Fitchs webbplats ([158])). Detta är en standardmetod, särskilt med tanke på att de två reaktorerna utgör en kärnverksamhet för Electrabel, som har ytterligare stöd i form av en obegränsad moderbolagsgaranti från Engie (kreditbetyg enligt Moody Baa1 ([159]) och enligt Fitch BBB+ ([160])), och med hänsyn till samriskföretagets aktiestruktur. Kommissionen anser därför att villkoren för rörelsekapitalfaciliteten och aktieägarlånen är proportionella. Om de slutgiltiga villkoren för rörelsekapitalfaciliteten och aktieägarlånen ändrar den anmälda åtgärden som den presenteras i detta beslut åtar sig Belgien att anmäla dem till kommissionen.

(471) Med tanke på införandet av ett tak för betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning och de ytterligare förtydligandena av lånen för nedstängningskostnader och villkoren för rörelsekapitalfaciliteten och aktieägarlånen anser kommissionen att betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, rörelsekapitalfaciliteten, lånen för nedstängningskostnader och aktieägarlånen är proportionella.

8.3.3.5.1.2 Proportionaliteten hos målavkastningen på 7 % (som differenskontraktet baseras på)

(472) Som en del av ersättningsavtalet kommer ett dubbelriktat differenskontrakt att gälla mellan parterna. Kommissionen bedömde metoden för att fastställa lösenpriset, bland annat genom att kontrollera de parametrar som ingår i den finansiella modell som bestämmer lösenpriset. Som nämns i skäl 71 utgår Belgien från att kostnaderna för att modernisera de två reaktorerna, enligt grundscenariot i den finansiella modell som användes vid undertecknandet och som ligger till grund för genomförandeavtalet som undertecknades den 13 december 2023, uppgår till [2–2,5] miljarder euro i kapitalutgifter, vilket skulle resultera i ett lösenpris på [80–90] euro per MWh för att säkerställa en internränta på 7 % under de två reaktorernas livslängd. Med andra ord skulle diskonteringen av de fria kassaflödena till en nivå efter skatt på 7 % leda till ett nettonuvärde på noll, vilket visar proportionaliteten i internräntan och överbryggar finansieringsunderskottet. Dessutom anger Belgien att ersättningsavtalet innehåller en mekanism för delning av vinst och förlust genom vilken Engie delvis delar risker med den belgiska staten när marknadspriserna visar sig vara lägre eller högre än förväntat i grundscenariot. Vid lägre priser sjunker målavkastningen (i form av ett lägre lösenpris) från 7 % till 6 % och vid högre priser stiger målavkastningen (i form av ett högre lösenpris) till 8 %.

(473) Under det formella granskningsförfarandet lämnade Belgien ytterligare förklaringar till varför målavkastningsgraden på 7 % och intervallet på 6–8 % är proportionella, och visade att stödbeloppet är begränsat till vad som är absolut nödvändigt för att överbrygga finansieringsunderskottet.

(474) För det första ändrade Belgien differenskontraktets utformning så att elproduktionen från de två reaktorerna hamnar bättre i linje med marknadssignaler och inga incitament ges till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster att sälja el till negativa priser. Som nämns i avsnitt 8.3.3.4.1 anser kommissionen att differenskontraktets ändrade utformning är lämplig.

([154]) Se https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Endast kreditbetygen enligt S&P och Fitch, i förekommande fall, visas på portalen S&P Capital IQ Pro som är tillgänglig för Europeiska kommissionen.
([156]) Motsvarar BBB+ enligt den värderingsterminologi som används av S&P och Fitch.
([157]) Se https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Se https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 motsvarar BBB+ enligt den värderingsterminologi som används av S&P och Fitch: https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Se https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) För det andra uppdaterade Belgien riktmärkningen för att dra slutsatsen att lönsamhetsintervallet på 6–8 % ligger i linje med referensvärden för branschen, dvs. internräntan på 7 % motsvarar en premie på cirka 4 % över den riskfria räntan på cirka 3 % (se avsnitt 3.3.1.3.1.1). I den internationella riktmärkesanalysen som Belgien tillhandahöll används, i möjligaste mån, jämförbara företag och projekt. Med tanke på att kärnkraftssektorn är beroende av väldigt specifik och skräddarsydd finansiering, ofta med starkt statligt engagemang, förefaller det orealistiskt att begära ett riktvärde med exakt likvärdiga mekanismer. Belgien medgav till och med att mångfalden av marknadsregelverk och rättsliga ramar, riskprofiler samt företags- och projektegenskaper förhindrar en framväxt av fullt jämförbara företag eller projekt. De exempel som Belgien har föreslagit kan dock anses vara relevanta, eftersom de består av företag och projekt som innehar kärntekniska tillgångar i olika geografiska områden och mobiliserar finansieringsmekanismer som bäst motsvarar mekanismerna för detta projekt. När det gäller internräntan på 6–8 % verkar det som att de parametrar som Belgien har valt ligger i den nedre delen av skalan, på samma sätt som är fallet för de flesta projekt med jämförbara intervall och finansiella skyddsåtgärder.

(476) För det tredje ändrade Belgien mekanismen för justering av marknadsprisrisken så att justeringen av internräntan sker snabbare, i linje med marknadsförhållanden (se avsnitt 3.3.1.3.2). Genom att ändra stegen i justeringen av marknadsprisrisken från 30 % till 20 %, och på så sätt förstärka mekanismen, kommer den att leda till en snabbare sänkning av internräntan när marknadspriset är lägre än lösenpriset och en snabbare ökning av internräntan när marknadspriset är högre än lösenpriset. Under i övrigt lika förhållanden ger det en starkare inverkan på samriskföretagets internränta om marknadspriserna förändras inom prisintervallet.

(477) För det fjärde beräknade Belgien – på grundval av den uppdaterade justeringen av marknadsprisrisken och de nuvarande prognoserna för marknadspriset – den faktiska avkastningsgraden BE-NUC skulle erhålla i dag till 6,5 %, vilket är 0,5 räntepunkter lägre än målnivån på 7 % och ligger i den lägre änden av intervallet 6–8 %. Denna bedömning bygger på utvecklingen av elmarknaderna sedan avtalet undertecknades (2023) och det faktum att prognoserna för 2025–2035 skulle ha minskat. Kommissionen noterar att dessa bedömningar överensstämmer med aktuella noteringar på EEX. Från och med den 16 januari 2025 är de genomsnittliga prisprognoserna följande: 79,72 euro/MWh per 2025, 80,23 euro/MWh per 2026, 75,75 euro/MWh per 2027, 64,99 euro/MWh per 2028 ([161]).

(478) För det femte jämförde Belgien målsättningen för internräntan med den teoretiska kapitalkostnaden som baserades på två allmänt accepterade metoder, nämligen den viktade genomsnittliga kapitalkostnaden (WACC) och kostnaden för eget kapital (utan skuldsättning). Belgien beräknade WACC, som ligger i intervallet 6,2–7,4 % och kostnaden för eget kapital utan skuldsättning, som ligger i intervallet 6,2–7,5 %. För att ytterligare bekräfta om målsättningen för internräntan är proportionell jämförde kommissionen Belgiens mål för WACC med ett marknadsbaserat WACC-intervall ([162]). En målsättning för internräntan som är högre än detta intervall innebär en oproportionellt hög avkastning, en målsättning för internräntan som är lägre än intervallet innebär en oproportionellt låg avkastning (dvs. en avkastning som en marknadsinvesterare inte skulle acceptera). För att uppskatta ett teoretiskt WACC-intervall på grundval av marknadsuppgifter utgår kommissionen från standardformeln för WACC, som också används av Belgien och beskrivs i avsnitt 3.3.1.3.1.2.1.

(479) För kostnaden för eget kapital förlitade sig kommissionen på standardformeln för CAPM, som också används av Belgien och beskrivs i avsnitt 3.3.1.3.1.2.2, genom att uppskatta var och en av dess komponenter på grundval av marknadsuppgifter enligt nedanstående förklaring.

(480) När det gäller den riskfria räntan utgår kommissionen i enlighet med den belgiska metoden från avkastningen för tioåriga belgiska statsobligationer (OLO), som på ett gott sätt kan approximera den riskfria euroräntan i kreditbetyget på belgiska statspapper och vara förenlig med projektets löptid på tio år. För medelvärdesperioden övervägde kommissionen både ett sexmånaders- och ett tolvmånadersgenomsnitt på 3,01 % respektive 3,03 % i

([161]) Se https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Eftersom de marknadsparametrar som används för kostnaden för eget kapital utan skuldsättning och WACC är desamma kommer kommissionen att fokusera på beräkningen av WACC i detta avsnitt.

september 2024 ([163]). Det uppskattade intervallet för den riskfria räntan ligger därför inom de lägre och övre uppskattningar som Belgien beräknat på 2,8 % respektive 3,11 % (baserat på tolvmånadersgenomsnittet för mitten av 2023 respektive slutet av 2023). Dessa uppskattningar ligger också i linje med de genomsnittliga riskfria räntesatser som används i Belgien enligt uppgifter från Fernandez m.fl. ([164]) för början av 2024.

(481) När det gäller marknadsriskpremien utgår Belgien från ett intervall mellan 5,27 % och 5,75 % på grundval av Damodarans och Krolls uppgifter (se tabell 8). Dessa databaser är allmänt erkända och man förlitar sig på dem i finans- och affärsvärlden. Kommissionen anser att dessa källor är tillförlitliga och använder i sitt låga scenario genomsnittet av Damodarans uppgifter (5,27 %) och i sitt höga scenario Belgiens lågt räknade siffra på 5,75 %. I sitt referensscenario beaktade kommissionen en tredje datakälla som är allmänt erkänd och godtagen, nämligen de årliga uppgifterna från en undersökning som publiceras av Fernandez m.fl. ([165]), där marknadsriskpremien uppskattades till 5,7 % i början av 2024. Av försiktighetsskäl använder kommissionen genomsnittet av de tre källorna (Damodaran, Kroll och Fernandez), som är 5,57 %, i sitt referensscenario.

(482) När det gäller betavärdet utan skuldsättning bedömde kommissionen Belgiens båda föreslagna metoder som bygger på det aritmetiska medelvärdet och medianvärdet för hävstångseffekten (skuld/eget kapital) hos fem jämförbara allmännyttiga företag och betavärden beräknade som femåriga genomsnitt per mitten av 2023 med daglig frekvens. Kommissionen anser att denna metod och datakällan (Bloomberg) överensstämmer med allmänt erkända metoder ([166]). I sitt referensscenario tar kommissionen genomsnittet av de lägre ([0,40–1,00]) och övre ([0,40–1,00]) uppskattningarna för sitt referensscenario ([0,40–1,00]). För att ta bort eller lägga till effekten av skuldsättningen på de uppskattade betavärdena, i enlighet med Belgiens metod, förlitar sig även kommissionen på Hamadametoden (enligt beskrivningen i tabell 6) och tillämpar av försiktighetsskäl den lägre gränsen för Belgiens uppskattning av den eftersträvade hävstångseffekten (skuld/eget kapital) på 53 %.

(483) När det gäller skuldsättningsgrad ([167]) noterar kommissionen att intervallet på 34,6–35,2 % (se tabell 6) härleds från den eftersträvade hävstångseffekten på 53–54,5 % baserat på jämförbara företag som används för betaberäkningarna enligt beskrivningen i skäl 482. Av försiktighetsskäl använder kommissionen den nedre gränsen för uppskattningarna i sitt referensscenario ([168]).

(484) För uppskattningar av kostnaden för lånat kapital före skatt använder Belgien en allmänt erkänd metod som går ut på att addera en företagsspread (baserad på företagets verksamhetsindustri) till den riskfria räntan. I linje med denna metod adderar kommissionen i sitt referensscenario genomsnittet av företagsspreadarna i början av 2023 och i början av 2024, 2,69 % respektive 2,17 % ([169]), till den riskfria räntan på 3,03 % (referensscenario).

([163]) Uppgifter hämtade från S&P Capital IQ Pro den 4 september 2024.

([164]) En allmänt erkänd datakälla. Fernandez m.fl. offentliggör årligen en undersökning om marknadsriskpremien och den riskfria ränta som används för många länder. De uppgifter från undersökningen 2024 som finns här visar en genomsnittlig riskfri ränta på 3,1 %. Undersökning: *Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024* av Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza och Lucía Fernández Acín, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) En allmänt erkänd datakälla. Fernandez m.fl. offentliggör årligen en undersökning om marknadsriskpremien och den riskfria ränta som används för många länder. De uppgifter från undersökningen 2024 som finns här visar en genomsnittlig marknadsriskpremie på 5,7 %. Undersökning: *Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024* av Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín: SSRN.

([166]) Genom att använda ett femårigt genomsnitt med en daglig frekvens kan den kortsiktiga volatiliteten jämnas ut för att ge ett mer stabilt riskmått.

([167]) Skuldsättningsgraden (skuld/totalt kapital) härleds från den eftersträvade hävstångseffekten som används för att ta bort eller lägga till effekten av skuldsättningen på de uppskattade betavärdena enligt beskrivningen i avsnitt 3.3.1.3.1.2. Skuldsättningsgraden beräknas som (eftersträvad hävstångseffekt/[1 + eftersträvad hävstångseffekt]).

([168]) Skuldsättningsgraden ligger också i stort sett i linje med branschinformation från Damodaran, som uppskattar en genomsnittlig skuldsättningsgrad på 39,25 % för kraftsektorn för 2023 (uppgifterna publicerade i januari 2024, tillgängliga på https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Från Damodarans webbplats, sidan *Archived data* (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), filer för 1/24 och 1/23 för Europa i avsnittet *Cost of Capital by Industry*.

(485) Kommissionens slutsatser om WACC redovisas i tabell 17 nedan. Tabellen visar tre scenarier för WACC, som är resultatet av tre uppsättningar antaganden: ”Belgien lågt”, kommissionens referensscenario och ”Belgien högt”.

Tabell 17

Presentation av tre WACC-scenarier

Scenarier (*)	Belgien lågt	Kommissionens referensscenario	Belgien högt
Riskfri räntesats	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Marknadsriskpremie	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Betavärde med skuldsättning	[0,40–1,00]	[1,00–1,60]	[1,00–1,60]
Kostnad för lånat kapital före skatt	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Skuldsättningsgrad	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Skattesats	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Tal avrundade till en decimal.

(486) Parametrarna för WACC som visas i tabell 17 ger en WACC på omkring 7,0 % enligt kommissionens referensscenario och inom det intervall som Belgien har uppskattat enligt scenarierna Belgien lågt och Belgien högt. Målsättningen för internräntan på 7 % ligger inom detta intervall. Följande bör noteras:

a) I dessa siffror ingår inte någon särskild riskpremie för kärnkraft eller andra premier, t.ex. en illikviditetspremie, för att återspegla den riskminskning som ges genom de olika åtgärder som beskrivs i avsnitten ovan ([170]).

b) I scenariot Belgien lågt baseras uppskattningen av betavärde och skuldsättningsgrad på det aritmetiska medelvärdet för de utvalda jämförelseföretagen. I synnerhet när det gäller betavärdet framhåller Belgien i sina ytterligare förklaringar gällande intervallet för uppskattade kapitalkostnader som tillhandahölls i december 2024 (se avsnitt 3.3.1.3.1.2) att ett aritmetiskt medelvärde av jämförbara betavärden skulle underskatta marknadsriskerna för ett allmännyttigt företag med viss exponering mot kärnkraftsproduktion, eftersom det ger lika vikt till företag med olika portföljsammansättningar ([171]). Av denna anledning ingav Belgien något reviderade uppskattningar av betavärdena utan skuldsättning genom att använda det aritmetiska medelvärdet för alla jämförbara företag utom det med den lägsta andelen kärntekniska tillgångar i sin mix, vilket gav ett värde på [0,40–1,00], och genom att ta ett genomsnitt av betavärdena utan skuldsättning för två företag med den högsta exponeringen för kärnkraft, vilket gav ett värde på [0,40–1,00]. Kommissionen erkänner att Belgiens kommentarer är giltiga. Om genomsnittet ([0,40–1,00]) av de två uppskattningarna av betavärdet utan skuldsättning beaktas för WACC i kommissionens referensscenario skulle WACC uppskattas något högre, till 7,12 %.

c) Enligt de reviderade prognoserna för marknadspriset (på el) som nämns i avsnitt 3.3.1.3.1.3 är den uppskattade faktiska internräntan 6,5 %.

(487) Slutligen, som nämns i skäl 318 i beslutet om att inleda förfarandet, är proportionaliteten hos de finansiella delåtgärderna i komponent 1 kopplad till deras lämplighet. Som nämns i avsnitt 8.3.3.4.1 drog kommissionen slutsatsen att paketet med finansiella delåtgärder i komponent 1 kan anses vara lämpligt för att åtgärda marknadsmisslyckanden och risker kopplade till investeringar i kärnkraft.

([170]) Vilket är i enlighet med beslutet gällande Dukovany.

([171]) Se Belgien, december *2024 SA.106107 Supplementary note - Additional explanations on the range of cost of capital estimates*: Iberdrola (med ett betavärde utan skuldsättning på [0,00–0,60] hade t.ex. 5 % av sin installerade kapacitet i kärntekniska tillgångar och 14 % av dess produktion kom från kärnkraft. Samtidigt var 53 % av Fortums totala produktion kärnkraft och dess betavärde låg på [0,40–1,00].

(488) På de grunder som anges ovan anser kommissionen att Belgien i tillräcklig mån har visat proportionaliteten hos differenskontraktets utformning och den underliggande internräntan.

8.3.3.5.1.3 Proportionaliteten hos avtalet om energiförvaltningstjänster

(489) Slutligen bekräftade Belgien under det formella granskningsförfarandet att ett anbudsförfarande kommer att anordnas för att välja ut partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster och förtydligade mer ingående de urvalskriterier och villkor som gäller för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster (se avsnitt 3.3.1.5.1). Kommissionen anser att anbudsförfarandet är konkurrensutsatt, dvs. öppet, klart, transparent och icke-diskriminerande samt bygger på objektiva kriterier som har fastställts på förhand i enlighet med åtgärdens mål och minimerar risken för strategisk budgivning. Urvalskriterierna offentliggjordes också på relevanta belgiska plattformar och EU-plattformar, och detta tillräckligt långt före sista ansökningsdagen för att möjliggöra faktiskt konkurrens. Belgien införde ytterligare bestämmelser och skyddsåtgärder för att säkerställa att målen i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att uppnås och att de förväntade tjänsterna kommer att tillhandahållas på lämpligt sätt (t.ex. begäran om upplysningar och begäran om tillkännagivande av anbud, såsom förklaras i avsnitt 3.3.1.5.1).

(490) Belgien vidtog också åtgärder för att effektivt identifiera och förhindra eventuella intressekonflikter med Engie under utformningen av anbudsförfarandet.

(491) För att bemöta kommissionens farhågor i skäl 328 i beslutet om att inleda förfarandet ändrade Belgien även differenskontraktets utformning genom att bevilja partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster beslutsbefogenhet när det gäller ekonomiska regleringar; partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster får genom den ändrade ersättningsformeln rätt incitament att fatta beslut om ekonomisk reglering i linje med marknadsförhållandena, vilket säkerställer optimal dirigering och underhåll av de två reaktorerna samt minskade incitament att producera när priserna är negativa (se avsnitt 8.3.3.4.1). Till följd av detta anser kommissionen att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster inte kommer att uppmuntras att erbjuda de två reaktorernas fullständiga kapacitet på dagen före-marknaden till det lägsta tillåtna priset.

(492) Den ändrade ersättningsformeln för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster har även rätt balans mellan de ökade riskerna för nedstängningar och bibehållande av rätt incitament för att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster ska sträva efter att vara balanserad. Kommissionen anser därför att anbudsförfarandet gällande avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att locka till sig tillräckligt många anbudsgivare.

(493) Dessutom har Belgien klargjort att särskilda bestämmelser och åtgärder har planerats om GEMS deltar och väljs i anbudsförfarandet, eller om GEMS tillfälligt måste agera som partner i avtalet om energiförvaltningstjänster om anbudsförfarandet inte ger ett godtagbart resultat (se avsnitt 3.3.1.5.3). Kommissionen anser att dessa åtgärder är tillräckliga för att säkerställa att partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster är oberoende under alla omständigheter.

(494) På de grunder som anges ovan anser kommissionen att Belgien i tillräcklig mån har visat proportionaliteten hos avtalet om energiförvaltningstjänster.

8.3.3.5.2 Proportionaliteten hos komponent 2

(495) För att avgöra om överföringen av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle är proportionell har kommissionen kontrollerat om villkoren för hur överföringen av förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle äger rum är definierade på ett sådant sätt att risken för kostnadsöverskridanden påverkar staten, och om den därmed sammanhängande osäkerheten har minskats så mycket som möjligt. Med hänsyn till karaktären hos hanteringen av radioaktivt avfall och den kvarstående osäkerheten när det gäller val av plats och kostnaderna för bortskaffande kan det kanske inte helt uteslutas att kostnadsöverskridanden inträffar, vilket har erkänts i tidigare kommissionsbeslut om förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle (se fotnot 149).

(496) Kommissionen har också i tidigare ärenden påpekat att hanteringen av radioaktivt avfall kännetecknas av långa tidsramar, vilket kan kräva någon form av statligt ingripande. Belgien gör också gällande att behovet av statliga ingripanden för att säkerställa en ansvarsfull och säker hantering av radioaktivt avfall fastställs i artikel 4.1 i direktiv 2011/70/Euratom, som föreskriver statens yttersta ansvar i detta avseende, samt i konventionen om säkerheten vid hantering av använt kärnbränsle och om säkerheten vid hanteringen av radioaktivt avfall. Belgien hävdar att ett statligt ingripande kan vara motiverat för att undvika risken för en större framtida börda för staten om inga åtgärder vidtas.

(497) Belgien har också uppgett att den belgiska kärnkraftsoperatören har avsatt tillräckliga finansiella resurser för hanteringen av använt kärnbränsle och radioaktivt avfall under de sju kärnreaktorernas produktlivslängd, i enlighet med principen att förorenaren betalar som anges i Euratoms rekommendation 2006/851. CPN/CNV har regelbundet granskat om dessa finansiella resurser är tillräckliga. Dessutom hävdar Belgien att det nuvarande avfallsavtalet fortsätter att respektera principen att förorenaren betalar och uppfyller de krav som avses i artiklarna 4.3 e, 5.1 f och 9 i direktiv 2011/70/Euratom, av följande skäl:

a) Kärnkraftsoperatören är fortsatt ansvarig för nedläggningsförpliktelser och åtgärder för att se till att radioaktivt avfall och använt kärnbränsle överensstämmer med de avtalsenliga kriterierna för överföring. Belgien hävdar vidare att dessa avtalsenliga kriterier för överföring kan betraktas som mycket strikta, vilket ytterligare begränsar risken för den belgiska staten. Staten har inte heller något ekonomiskt eller annat ansvar för hanteringen före överföring, som utförs av kärnkraftsoperatören.

b) Avfallsvolymen har fastställts i förväg och kärnkraftsoperatören bär genom volymjusteringsavgiften volymrisken om mer avfall produceras än vad man kommit överens om, samtidigt som ingen återbetalning ges om mindre avfall genereras.

c) En riskpremie har inkluderats i engångsbetalningen för att täcka osäkerheter för vilka det ännu inte hade gjorts några avsättningar enligt IAS 37 (internationella redovisningsstandarder).

d) Electrabels utbetalning av engångsbeloppet på 15 miljarder euro sker omedelbart i stället för under flera decennier, och förvaltas och investeras av ett oberoende offentligt organ (Hedera) som säkrar medlen för det avsedda syftet och kontrollerar kostnaderna i förhållande till de överförda förpliktelserna, allt under kontroll av ett oberoende statligt organ (CPN/CNV). Detta säkerställer att de finansiella resurserna finns tillgängliga när slutförvaringen av radioaktivt avfall tas i drift, och minskar riskerna om Electrabel skulle bli insolvent. Genom de engångsbelopp som betalas i förskott i form av takbeloppen kommer den belgiska staten redan att förfoga över de finansiella medlen och kommer inte längre att vara beroende av att det finns en privat kärnkraftsoperatör långt fram i tiden.

(498) Kommissionen medgav i skälen 337–340 i beslutet om att inleda förfarandet att avfallsavtalet som ingicks mellan Belgien och Engie har många positiva inslag, t.ex. i) den omedelbara kontantutbetalningen, baserad på de nuvarande kärntekniska avsättningarna (certifierade av internationella revisorer) och inklusive en riskpremie, som försäkrar den belgiska staten mot kärnkraftsoperatörens eventuella insolvens, ii) införandet av volymjusteringsavgiften om mängden kärnavfall blir högre än vad som för närvarande planeras och iii) införandet av strikta avtalsenliga kriterier för överföring.

(499) Kommissionen anser att överföringen av förpliktelser för kärnavfall till Hederafonden, ett separat offentligt organ som säkrar medlen för det avsedda ändamålet och kontrollerar kostnaderna i förhållande till de överförda förpliktelserna, allt under kontroll av ett oberoende statligt organ (CPN/CNV), motiverar att Electrabels icke-europeiska tillgångar frigörs från omfattningen av Electrabel (och den åtföljande övervakningen av CPN/CNV) och säkerställer att överföringen av de överförda förpliktelserna för radioaktivt avfall och använt kärnbränsle är proportionell, eftersom det har bedömts att minst 4 miljarder euro i form av tillgångar finns inom Electrabel vid slutförandet av transaktionen. Som redan har nämnts i skäl 334 i beslutet om att inleda förfarandet kan frigörandet dessutom anses vara proportionellt eftersom Engie beviljar en obegränsad och oåterkallelig moderbolagsgaranti som täcker i) Electrabels skyldigheter vid nedläggning (vilket även omfattar risken att avsättningarnas värde är otillräckligt), ii) volymrisken enligt avtalet om avfallstak och iii) återbetalning av lån hos Synatom.

(500) Slutligen klargjorde Belgien också att den finansiella modell som användes vid undertecknandet tar hänsyn till kostnaderna för hantering av avfall från långtidsdriften och använt kärnbränsle från långtidsdriften, eller slutkostnader, som beräknas till cirka 0,9 miljoner per patron (2022 års värden) (se skäl 177), så att dessa värden för avfallet kan tillskrivas endast förlängningen av livslängden och inte beaktas i avfallsavtalet.

(501) Det fanns tre viktiga kvarvarande frågor vad gäller proportionaliteten hos komponent 2 i beslutet om att inleda förfarandet som är relevanta för kommissionens bedömning, nämligen följande:

a) Nivån på diskonteringsräntan som används för att beräkna nuvärdet av de överförda förpliktelserna för kärnavfall, vilken eventuellt inte återspeglar de mycket långsiktiga riskerna i samband med en fullständig överföring av alla förpliktelser för kärnavfall till den belgiska staten (vilket CPN/CNV nämnde i sitt utlåtande).

b) Riskpremiens storlek.

c) Värdet av överföringen av ytterligare nedläggningsförpliktelser till följd av projektet för långtidsdrift, som ännu inte var känt vid tidpunkten för bedömningen i beslutet om att inleda förfarandet.

(502) För det första valde Belgien en enda nominell diskonteringsfaktor på 3 % för att beräkna nuvärdet av förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle, baserat på en inflationstakt på 2 % och en realränta på 1 %, till skillnad från CPN/CNV:s råd att tillämpa en tvåstegsmetod med en diskonteringssats på 3,17 % för de första 30 åren (baserat på den 30-åriga OLO-räntan) och en diskonteringssats på 2,17 % för perioden därefter (baserat på den riskfria räntan). Kommissionen ifrågasatte varför Belgien avvek från CPN/CNV:s metod.

(503) Som förklaras i avsnitt 3.3.2.3.1 förklarade Belgien att diskonteringsräntan på 3 % är en konservativ långfristig ränta genom att jämföra den med den simulerade enhetliga ränta som motsvarar CPN/CNV:s tvåstegsmetod (beräknad vid olika tidpunkter) och Eiopas långsiktiga jämviktsränta. Som framgår av tabell 14 ligger räntesatsen på 3 % i den nedre delen av referensintervallet vid en jämförelse mellan diskonteringsräntan på 3 % och dessa andra referensräntor, fastställda vid olika tidpunkter sedan genomförandeavtalets undertecknande.

(504) Räntesatsen på 3 % ligger också i linje med den belgiska 30-åriga OLO-räntan och den skulle vara den bästa tillgängliga uppskattningen, i linje med marknadspraxis, med tanke på den långa tidsperioden och att 3 % redan ligger runt den lägre gränsen i de olika uppskattningarna. Den är också betydligt lägre än den diskonteringsränta på 4,58 % som Tyskland använde i ett liknande fall och som kommissionen godkände i ärende SA.45296.

(505) Belgien utgår i beräkningen av avfallstaket från en konstant inflationstakt på 2 %, vilket är ECB:s långsiktiga inflationsmål. CPN/CNV uttryckte oro över att den faktiska inflationen på kärntekniska byggkostnader (enligt ABEX-index) kan vara högre än ECB:s inflationsmål på 2 % (se skäl 278). Belgien hävdar att ECB:s inflationsmål på 2 % är ett korrekt riktvärde för inflationen i beräkningen av avfallstaket, eftersom i) ABEX-index endast är ett svagt riktvärde för kärntekniska byggkostnader eftersom det enbart omfattar bostadsbyggande och ii) de underliggande strukturella trenderna för ABEX-index och konsumentprisindex är likartade. Kommissionen instämmer i Belgiens resonemang om att använda ECB:s mål på 2 % som relevant inflationstakt i linje med marknadspraxis.

(506) Kommissionen drar därför slutsatsen att en diskonteringsränta på 3 % kan anses vara försiktig och därmed proportionell.

(507) För det andra, när det gäller riskpremiens storlek, klargjorde Belgien att en betydande ytterligare riskpremie på 5 185 miljoner har lagts till basbeloppet på 9 815 miljoner euro, baserat på en teknisk anmärkning från ONDRAF/NIRAS.

(508) Belgien klargjorde under den formella granskningsfasen hur den osäkerhet och de risker som är förknippade med överföringen av det ekonomiska ansvaret för hanteringen av radioaktivt avfall och använt kärnbränsle från de sju belgiska kärnkraftverken till den belgiska staten, enligt vad som anges i ONDRAF/NIRAS anmärkning, beaktades vid beräkningen av riskpremien (se tabell 15).

(509) Kommissionens medger att det inte är helt enkelt att kvantifiera alla dessa risker och bedöma deras sannolikhet. Kommissionen anser dock att riskpremien i avtalet om avfallstak är avsedd att täcka alla risker som är ”mer osannolika än sannolika” enligt ONDRAF/NIRAS anmärkning och anser därför att riskpremien på 5 185 miljoner är proportionell.

(510) För det tredje, när det gäller beräkningen av beloppet för negativa synergier vid nedläggning noterar kommissionen CPN/CNV:s råd om att minska det belopp som föreslås av Engie till [100–500] miljoner euro (i nominella termer) (se skäl 200) och anser att detta belopp är proportionellt.

(511) Mot bakgrund av ovanstående resonemang och ytterligare förtydliganden från Belgien anser kommissionen att åtgärdens komponent 2 är proportionell.

8.3.3.5.3 Proportionaliteten hos komponent 3

(512) I de bestämmelser om rättsligt skydd som man har enats om med Engie föreskrivs att den belgiska staten ska ersätta Engie för de direkta förluster som företaget faktiskt ådrar sig närhelst nya bestämmelser antas som gäller kärnkraftsoperatörer i Belgien, eller Electrabels kärnenergiverksamhet, och som har en negativ inverkan på villkoren för transaktionen.

(513) Om den belgiska staten ensidigt vidtar åtgärder som leder till att kärnreaktorerna Doel 4 och Tihange 3 stängs ned i förtid, eller ändrar de ekonomiska parametrar som anges i avtalen, kan kärnkraftverkens ägare aktivera de ersättningsklausuler som ingår i avtalen och väcka talan om skadestånd vid en domstol eller skiljedomstol. Den sökande måste bevisa sitt påstående och ersättningsbeloppet fastställs inte av den belgiska staten eller kärnreaktorernas ägare, utan av en tredje part.

(514) Som redan nämnts i beslutet om att inleda förfarandet bör förfarandet inför en domstol eller skiljedomstol för att fastställa den skada som ska ersättas säkerställa att stödbeloppet begränsas till vad som är nödvändigt, och därmed proportionellt.

8.3.3.5.4 Slutsats om åtgärdens proportionalitet

(515) Kommissionen anser att ändringarna av åtgärden, inbegripet en ändring av utformningen av differenskontraktet, en förstärkning av justeringen av marknadsprisrisken och ett tak för betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning, samt ytterligare förtydliganden vad gäller kombinationen av delåtgärder är tillräckliga för att kommissionen ska kunna dra en slutsats om proportionaliteten hos komponent 1. Kommissionen beaktar även de särskilda omständigheterna i ärendet, som rör en investering i befintliga kärnkraftverk baserade på gammal teknik och som gäller en begränsad period på tio år. Kommissionen anser dessutom att de ytterligare förtydligandena av hur diskonteringsräntan och riskpremien beräknas är tillräckliga för att kunna dra en slutsats om proportionaliteten hos åtgärdens komponent 2. När det slutligen gäller komponent 3 har den formella granskningen inte frambringat några bevis som motiverar avvikelse från kommissionens tidigare slutsats att komponent 3 är proportionell.

(516) Mot bakgrund av ovanstående anser kommissionen att delåtgärderna inom komponent 1, komponent 2 och komponent 3 är ett proportionellt sätt att stödja projektet för långtidsdrift.

8.3.3.6 Kombinationen av de tre komponenterna och potentiella kumulativa effekter

(517) Som svar på beslutet om att inleda förfarandet hävdade Belgien (se avsnitt 4.4.4) att åtgärdens komponenter 1, 2 och 3, även om de har samma syfte – att förlänga de två reaktorernas livslängd – och har ingåtts samtidigt, skiljer sig åt i fråga om föremål och karaktär, syfte och stödmottagare, så att alla komponenter och delkomponenter i åtgärden kan anses komplettera varandra, vilket begränsar eventuella kumulativa effekter som kan uppstå.

(518) När det gäller Belgiens påståenden (se skälen 517 och 419) att var och en av de tre komponenterna i projektet för långtidsdrift hanterar en specifik risk eller en specifik uppsättning risker och specifika marknadsmisslyckanden som anges i skäl 418 medgav kommissionen i tidigare beslut om kärnenergi att kombinationen av dessa specifika risker och marknadsmisslyckanden är unik för kärnteknik ([172]) och utgör ett allmänt inslag på alla EU:s marknader, inbegripet den belgiska elmarknaden.

(519) Kommissionen anser att var och en av åtgärdens tre komponenter täcker en separat risk och marknadsmisslyckande, och att de tre komponenterna därmed inte överlappar varandra i detta avseende. Kommissionen drar därför slutsatsen att för att täcka alla identifierade risker i samband med kärnteknik (tekniska risker och projektledningsrisker, marknads- och investeringsrisker, långsiktiga risker i samband med hantering av kärnavfall och nedläggning och nedmontering av kärnkraftverk, reglerings- och policyrisker) är kombinationen av åtgärdens tre komponenter (komponent 1, komponent 2 och komponent 3) nödvändig och lämplig.

(520) När det gäller proportionaliteten hos den kombinerade uppsättningen åtgärder ansåg kommissionen i beslutet om att inleda förfarandet att Belgien inte i tillräcklig utsträckning hade visat hur åtgärdens tre komponenter påverkar varandra, särskilt vad gäller proportionaliteten hos hela den kombinerade uppsättningen delåtgärder.

(521) Belgien klargjorde under den formella granskningen att medan den finansiella modell som ligger till grund för de finansiella stödåtgärderna i komponent 1 å ena sidan omfattar de merkostnader som är hänförliga till driftsavfall och använt kärnbränsle som produceras av de två reaktorerna under projektet för långtidsdrift, liksom beloppet för nedläggningsrelaterade negativa synergier (som bärs av den belgiska staten), avser avfallsavtalet å andra sidan inte bara de två reaktorerna utan alla sju kärnreaktorer i Belgien, och tar hänsyn till alla kärntekniska avsättningar som ska göras fram till de ursprungliga rättsliga slutdatumen för de sju kärnreaktorerna (se avsnitt 3.3.2.5). Kommissionen håller därför med om att kostnaderna för kärnavfall och använt kärnbränsle har, vid behov, beaktats i den finansiella modellen för komponent 1 som ligger till grund för kalibreringen av de finansiella delåtgärderna i komponent 1, medan den största delen av avfallsavtalet i komponent 2 (som avser överföringen av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle fram till det ursprungliga rättsliga slutdatumet för de sju kärnreaktorerna) inte överlappar de finansiella delåtgärderna i komponent 1. Kommissionen drar därför slutsatsen att effekten av delåtgärderna i komponent 2 har beaktats korrekt vid analysen av proportionaliteten hos komponent 1.

(522) Belgien medger att åtgärdens komponent 2 och komponent 3 (potentiellt) ändrar Electrabels riskprofil. Enligt Belgien ändrar emellertid komponenterna 2 och 3 inte riskprofilen hos BE-NUC, som är den främsta stödmottagaren av komponent 1. BE-NUC:s riskprofil utgör därmed den relevanta faktorn för att bedöma proportionaliteten hos komponent 1. Som nämns i avsnitt 3.4 håller kommissionen med om att stödmottagarna är något olika i var och en av åtgärdens tre komponenter, och att effekten av varje komponent i åtgärden måste bedömas på den relevanta stödmottagarens nivå. Med detta sagt är BE-NUC och Electrabel de främsta stödmottagarna av komponenterna 1 och 3. Den minskade riskprofilen för Electrabel och BE-NUC genom de rättsliga skyddsåtgärderna i komponent 3 har t.ex. beaktats vid bedömningen av de finansiella delåtgärderna i komponent 1, eftersom målet för internräntan för projektet för långtidsdrift anses ligga i den nedre delen av spektrumet i den uppdaterade riktmärkningen (se avsnitt 3.3.1.3.1.1) och därmed närmar sig lönsamheten hos företag med en lägre riskprofil. Dessutom har ingen ytterligare riskpremie för kärnkraft (eller likviditet) lagts till, i linje med den minskade riskprofilen (se skäl 486 a). Slutligen, även om målet för internräntan är 7 % är den förväntade faktiska internräntan 6,5 % och kan till och med bli mycket lägre med tanke på att sannolikheten för oförutsedda händelser årligen är mycket stor och har en negativ inverkan på projektets avkastning (se avsnitt 3.3.1.3.1.3).

([172]) Se t.ex. kommissionens beslut (EU) 2015/658 av den 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (f.d. 2013/N), Förenade kungariket, Stöd till kärnkraftverket Hinkley Point C (EUT L 109, 28.4.2015, s. 44), skäl 385; Kommissionens beslut (EU) 2017/2112 av den 6 mars 2017, SA.38454 (2017 C) (f.d. 2015/N), Ungern, utvecklingen av två nya kärnkraftsreaktorer vid kärnkraftverket Paks II (EUT L 317, 1.12.2017, s. 45), skäl 322; beslutet om att inleda förfarandet av den 30 juni 2022, Statligt stöd SA.58207 (2021/N) – Stöd till uppförande och drift av ett nytt kärnkraftverk vid anläggningen i Dukovany (EUT C 299, 5.8.2022, s. 5), skälen 182–184.

(523) Kommissionen drar därför slutsatsen att den kumulativa effekten av åtgärdens tre komponenter har beaktats där det behövs i bedömningen av huruvida åtgärden är proportionell, och drar därför slutsatsen att även kombinationen av åtgärdens tre komponenter är proportionell.

8.3.3.7 Undvikande av otillbörliga negativa effekter på handel och konkurrens samt avvägningstest

(524) För att åtgärden ska vara förenlig med den inre marknaden måste de negativa effekterna av åtgärden när det gäller otillbörliga snedvridningar av konkurrensen och påverkan på handeln mellan medlemsstater vara begränsade och uppvägas av de positiva effekterna av stödet.

(525) För att analysera marknadseffekterna undersökte kommissionen störningen av konkurrensen till följd av att den etablerade och enda operatören för de två reaktorerna, Electrabel, och det näst största företaget (med avseende på marknadsandelar) på den belgiska elmarknaden, Luminus, var de främsta stödmottagarna i den anmälda åtgärden. Med tanke på Electrabels starka ställning på den starkt koncentrerade belgiska elmarknaden (se avsnitt 2.5) väckte valet av Electrabel som huvudmottagare av stödet tvivel om en eventuell otillbörlig snedvridning av marknadsstrukturen.

(526) I avsnitt 4.3.3.1 i beslutet om att inleda förfarandet bedömde kommissionen det faktum att Electrabel (som stor stödmottagare i projektet för långtidsdrift och enda operatör av de två reaktorerna) valdes utan anbudsförfarande, urvalsförfarande eller offentlig inbjudan till intresseanmälan. Det stod därför inte klart om andra potentiella operatörer hade beaktats, vilket föranledde frågan om Electrabel skulle vara den effektivaste operatören och på vilka tekniska eller ekonomiska grunder Electrabel hade valts ut.

(527) Kommissionen övervägde följande argument i beslutet om att inleda förfarandet för att dra slutsatsen att valet av Electrabel, utan ett anbudsförfarande, inte skulle leda till någon potentiell otillbörlig snedvridning av marknadsstrukturen:

a) Electrabel har alltid varit den enda operatören av kärnkraftverk i Belgien och har därför den erfarenhet som krävs för driften av de belgiska befintliga kärnkraftverken samt erforderliga tillstånd. Det finns således ingen alternativ operatör som skulle vara en lämpligare enhet i valet av operatör för kärnreaktorerna (se skäl 22).

b) I andra ärenden som gäller uppförandet av nya kärnreaktorer (t.ex. Paks II ([173])) valdes inte stödmottagaren när det gäller driften av anläggningarna genom ett anbudsförfarande.

c) Stödet beviljas för en begränsad period (tio år) och stöder endast den fortsatta driften av de två kärnkraftverken, inga nya investeringar.

(528) I beslutet om att inleda förfarandet hänvisade kommissionen också till Engies starka ställning på den belgiska elmarknaden och uttryckte farhågor om eventuella otillbörliga snedvridningar av marknadsstrukturen på grund av den aktuella stödåtgärden. Kommissionen hade farhågor och frågor i detta avseende, särskilt kopplade till

a) differenskontraktets utformning,

b) oberoendet hos partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, som utsetts att sälja kärnkraftselen,

c) en eventuell förskjutning av alternativa investeringar på grund av åtgärden.

([173]) Se fotnot 145.

(529) Som förklaras närmare i avsnitt 3.3.1.3.2 och bedöms i avsnitt 8.3.3.4.1, ändrade Belgien för det första differenskontraktets utformning genom att bevilja partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster beslutsbefogenhet för reglering; partnern har genom den ändrade ersättningsformeln rätt incitament att begära ekonomisk reglering när marknadspriserna är lägre och att inte begära ekonomisk reglering när marknadspriserna är högre (i motsats till differenskontraktets ursprungliga utformning där det fanns incitament för kärnkraftsoperatören att producera hela tiden). Kommissionen ifrågasatte också användningen av dagen före-marknaden som marknadsreferenspris i formeln för differenskontraktet. Belgien ändrade inte marknadsreferenspriset utan hävdade i detta avseende att användningen av en långsiktig produkt i differenskontraktet är mindre lämpligt på grund av den minskade produktionen under omstartsfasen av projektet för långtidsdrift (samtidigt som arbeten kopplade till långtidsdriften utförs) och risken för avbrott under hela projektets löptid samtidigt som kärnkraftsflottan minskar från 7 till 2 reaktorer (se skäl 98). Belgien har flexibilitet att se över valet av marknadsreferenspris efter 3,5 år (se skäl 100). Belgien bekräftar också att motparten i differenskontraktet (BE-WATT) kommer att utarbeta en riskhanteringsstrategi för sin öppna position, såsom föreskrivs i lag, och att dess genomförande kommer att bidra till likviditeten på terminsmarknaderna för el (se skäl 99).

(530) För det andra bekräftade Belgien att avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att tilldelas genom ett öppet, konkurrensutsatt anbudsförfarande för att välja ut en oberoende partner i avtalet om energiförvaltningstjänster som ska sälja den el som produceras av de två reaktorerna. Anordnandet av ett anbudsförfarande skingrar kommissionens tvivel om förfarandet för tilldelning av avtalet om energiförvaltningstjänster. När det gäller kommissionens farhågor kring oberoendet hos partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, särskilt om anbudsförfarandet inte ger resultat och GEMS, Engies handelsavdelning, skulle hantera elförsäljningen under det första året, eller om GEMS väljs till partner i avtalet om energiförvaltningstjänster genom anbudsförfarandet, förtydligade Belgien mer ingående de ytterligare skyddsåtgärder som kommer att vidtas i dessa fall (se avsnitt 3.3.1.5.3).

(531) Slutligen, som redan nämnts i beslutet om att inleda förfarandet, var kommissionen oroad över att projektet för långtidsdrift inte skulle lämna mycket utrymme för andra investeringsprojekt inom energisektorn. De potentiella negativa effekterna av projektet för långtidsdrift för investeringar i förnybar energi i synnerhet påpekades också i några av synpunkterna från tredje parter (se avsnitt 6.2.3.1). Kommissionen anser att de tredje parternas påståenden inte var tillräckligt underbyggda och anser att projektet för långtidsdrift inte kommer att absorbera hela den otillräckliga produktionskapaciteten för el under perioden 2025–2035, av följande skäl:

a) I sin senaste studie om resurstillräcklighet (2023 års nationella studie om resurstillräcklighet) nämnde Elia att den ytterligare kapaciteten på 2 GW från de två reaktorerna inte kommer att räcka till för att tillgodose den förväntade ökningen av efterfrågan på el under de kommande tio åren.

b) Genom den belgiska kapacitetsmekanismen har andra nya och befintliga produktionstekniker (särskilt termisk produktion, efterfrågeflexibilitet och lagring) tillgång till finansiering under en kortare eller längre period (kontrakt enligt kapacitetsmekanismen beviljas för 1, 3, 8 eller 15 år). Projektet för långtidsdrift kommer därför inte att otillbörligen påverka situationen för annan produktionsteknik i Belgien, och kommer inte att avskräcka från investeringar i nya värmeanläggningar, efterfrågeflexibilitet och lagring fram till 2035.

c) Det finns inget som tyder på att Belgien skulle sluta stödja utvecklingen av ny produktionskapacitet från förnybara energikällor. Kommissionen godkände exempelvis år 2024 Belgiens planer för utbyggnad av vindkraftparker i Nordsjön genom projektet Princess Elisabeth för havsbaserad vindkraft (se fotnot 148).

(532) Av ovannämnda skäl har kommissionen inga indikationer på att projektet för långtidsdrift kommer att hindra nya aktörer från att ta sig in på marknaden för att producera el i Belgien och/eller hindra andra aktörer från att utveckla ny produktionskapacitet. Följaktligen förväntas även påverkan på detaljistmarknaden från projektet för långtidsdrift förbli begränsad.

(533) Kommissionen konstaterar vidare att marknadskoncentrationen på den belgiska energimarknaden har minskat något under de senaste åren (se avsnitt 2.5) och att den parallella nedläggningen av Engies övriga kärnreaktorer i Belgien skulle kunna fortsätta denna utveckling.

(534) När det gäller komponent 2 konstaterade kommissionen i skäl 372 i beslutet om att inleda förfarandet att överföringen av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle inte kommer att leda till en omedelbar förbättring av stödmottagarnas konkurrenssituation gentemot deras konkurrenter. Till att börja med kommer denna komponent av åtgärden att tvinga kärnkraftsoperatören att betala ett högre kontantbelopp än vad som för närvarande har ackumulerats i balansräkningen. Volymjusteringsavgiften, som säkerställer att kärnkraftsoperatören betalar ett extra belopp om mer kärnavfall produceras än vad som ursprungligen planerats, fungerar som en säkerhetsåtgärd. Efter det formella granskningsförfarandet och på grundval av de ytterligare uppgifter som Belgien lämnat, som förklaras i avsnitt 3.3.2.3, drar kommissionen dessutom slutsatsen att det engångsbelopp på 15 miljarder euro som betalas i förskott i tillräcklig mån kommer att minska den risk som belgiska staten tar när den övertar Electrabels förpliktelser för kärnavfall, och att beloppet därmed är proportionellt. Även de övriga delåtgärderna i komponent 2 har konstaterats vara proportionella (se avsnitt 8.3.3.5.2). Delåtgärderna i komponent 2 har därför inga potentiella negativa effekter på konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna.

(535) När det slutligen gäller komponent 3 har klausulerna om rättsligt skydd, om och när de tillämpas, enbart en kompensatorisk karaktär, som nämns i skäl 373 i beslutet om att inleda förfarandet. Kommissionen anser därför att de inte har någon potentiell negativ effekt på konkurrensen och handeln mellan medlemsstaterna.

(536) Sammanfattningsvis, mot bakgrund av ändringarna av differenskontraktets utformning, anordnandet av ett anbudsförfarande för avtalet om energiförvaltningstjänster (och ändringarna av ersättningen till partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster) och garantierna för oberoendet hos partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster, avsaknaden av indikationer på att projektet för långtidsdrift kommer att hämma utvecklingen av andra elproduktionstekniker i Belgien samt proportionaliteten hos de överförda förpliktelserna för kärnavfall och använt kärnbränsle och hos det rättsliga skyddet, anser kommissionen att den potentiella otillbörliga snedvridningen av den belgiska marknaden kommer att förbli begränsad.

8.3.4 *Avvägning mellan stödets positiva och negativa effekter på konkurrens och handel*

(537) Till följd av bedömningen i avsnitt 8.3.2 i detta beslut bekräftar kommissionen att åtgärden syftar till att främja en investering i kärnenergi och därför bidrar till utvecklingen av en näringsverksamhet, dvs. elproduktion från kärnenergi, samtidigt som den bidrar till en trygg elförsörjning och minskar Belgiens beroende av fossila bränslen (och därmed även bidrar till Belgiens mål för minskade koldioxidutsläpp).

(538) Kommissionen medger att investeringen utan stödet, inklusive alla de tre komponenter som åtgärden innehåller, inte kunde förväntas att genomföras. Stödet är därför nödvändigt för utvecklingen av denna näringsverksamhet och ger en stimulanseffekt.

(539) Kommissionen har konstaterat att det dubbelriktade differenskontraktet, kompletterat med andra finansiella åtgärder för att stödja samriskföretagets ekonomiska bärkraft, överenskommelsen om överföring av förpliktelser för kärnavfall och använt kärnbränsle samt det rättsliga skyddet är lämpliga instrument. Ingen bevisning har framkommit under det formella granskningsförfarandet för att andra åtgärder skulle ha varit lika effektiva med mindre snedvridande effekter, särskilt med tanke på de särskilda omständigheterna i ärendet som rör en förlängning av livslängden för befintliga tillgångar och detta under en begränsad tidsperiod.

(540) Stödet kommer att beviljas på ett proportionellt sätt, eftersom stödmottagaren inte kommer att behålla extra vinster utöver vad som är absolut nödvändigt för att säkerställa kärnkraftverkets ekonomiska drift och lönsamhet. Den ändrade utformningen av differenskontraktet och den ändrade ersättningsformeln för partnern i avtalet om energiförvaltningstjänster (vars parametrar ska ses över om tre år) tillsammans med taket för betalningen av minimidriftskostnader och en kapitalbetalning säkerställer att de två reaktorerna kommer att producera el i linje med marknadssignaler samt att kärnkraftsoperatören och samriskföretaget är mer exponerade för marknadsrisk samtidigt som den belgiska statens exponering har minskats.

(541) Den regelbundna översynen av en tydligt definierad uppsättning indata för den finansiella modellen som möjliggör uppåt- och nedåtjusteringar säkerställer att den betydande osäkerhet som för närvarande råder när det gäller kapital- och driftskostnader inte leder till överkompensation för stödmottagarna. Tillämpningen av en (förstärkt) mekanism för delning av vinst och förlust säkerställer ytterligare att det finns incitament för att driva de två reaktorerna så effektivt som möjligt, samtidigt som bördan delas med den belgiska staten om marknadspriserna är högre eller lägre än förväntat.

(542) Avkastningsgraden på eget kapital i intervallet 6–8 % (med en målnivå på 7 %) ligger i den lägre änden vid jämförelse med referensprojekt och i linje med kapitalkostnaden, och anses därför vara proportionell. Detta gäller särskilt med tanke på omständigheterna för projektet för långtidsdrift, som gäller en förlängning av livslängden för befintliga tillgångar baserade på gammal teknik och under en begränsad period på tio år.

(543) Kommissionen konstaterar också att varken Electrabel eller BE-NUC kommer att kontrollera försäljningen av el som produceras av de två reaktorerna, utan en oberoende partner i avtalet om energiförvaltningstjänster kommer att sälja all el på marknaden. Detta kommer att bidra till att säkerställa att Engies marknadsställning inte förstärks på den belgiska marknaden.

(544) Dessutom har kommissionen inga indikationer på att projektet för långtidsdrift kommer att hindra nya aktörer från att ta sig in på marknaden för elproduktion i Belgien och/eller hindra andra aktörer från att utveckla ny produktionskapacitet, och drar slutsatsen att den eventuella otillbörliga snedvridningen av konkurrensen generellt sett är begränsad, på grundval av övervägandena i avsnitt 8.3.3.

(545) Efter en grundlig avvägning och med hänsyn till de föreslagna åtagandena drog kommissionen slutsatsen att otillbörliga snedvridningar av konkurrensen till följd av åtgärden begränsas till ett nödvändigt minimum och uppvägs av åtgärdernas positiva effekter.

8.3.5 *Slutsats om stödets förenlighet med den inre marknaden*

(546) På grundval av den bedömning som gjorts i detta beslut och mot bakgrund av de särskilda omständigheterna i detta ärende, nämligen förlängningen av livslängden för befintliga kärnreaktorer baserade på gammal teknik med begränsad flexibilitet, och detta under en begränsad tidsperiod på tio år, finner kommissionen att det åtgärdspaket som anmälts och därefter ändrats av de belgiska myndigheterna, inbegripet de översynsmöjligheter och åtaganden som tillhandahållits, är förenligt med den inre marknaden i enlighet med artikel 107.3 c i EUF-fördraget.

9. **SLUTSATS**

(547) Åtgärden i sin ändrade form är förenlig med den inre marknaden enligt artikel 107.3 c i EUF-fördraget.

(548) Kommissionen noterar att genomförandeavtalet och åtföljande dokument har tillhandahållits, för bedömning, tillsammans med villkoren i avtalet om energiförvaltningstjänster och den finansiella modell som användes vid undertecknandet. Belgien åtar sig att se till att de avtal för vilka de slutgiltiga villkoren ännu inte har fastställts (t.ex. villkoren för avtalet om administrativa tjänster, aktieägarlånen, lånen för nedstängningskostnader och rörelsekapitalfaciliteten) kommer att innehålla standardbestämmelser som alla investerare skulle kräva för ett liknande projekt, och att villkoren kommer att fastställas på armlängds avstånd. Om de slutgiltiga villkoren i dessa handlingar ändrar den anmälda åtgärden som den presenteras i detta beslut åtar sig Belgien att anmäla dem till kommissionen.

HÄRIGENOM FÖRESKRIVS FÖLJANDE.

Artikel 1

Den åtgärd som Belgien planerar att genomföra för att stödja förlängningen av livslängden för två kärnreaktorer i Belgien, nämligen Doel 4 och Tihange 3, är förenlig med den inre marknaden.

Därför godkänns genomförandet av åtgärden.

Artikel 2

Detta beslut riktar sig till Konungariket Belgien.

Utfärdat i Bryssel den 21 februari 2025.

På kommissionens vägnar
Teresa RIBERA
Verkställande vice ordförande