



2025/2370

16.12.2025

DECYZJA KOMISJI (UE) 2025/2370

z dnia 21 lutego 2025 r.

w sprawie środka pomocy państwa SA.106107 (2024/N), który Belgia planuje wdrożyć w celu przedłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych (Doel 4 i Tihange 3)

(notyfikowana jako dokument nr C(2025) 1070)

(Jedynie tekst w języku angielskim jest autentyczny)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w szczególności jego art. 108 ust. 2 akapit pierwszy,

uwzględniając Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w szczególności jego art. 62 ust. 1 lit. a),

po wezwaniu zainteresowanych stron do przedstawienia uwag zgodnie z przywołanymi przepisami⁽¹⁾ i uwzględniając otrzymane odpowiedzi,

a także mając na uwadze, co następuje:

1. PROCEDURA

- (1) Pismem z dnia 21 czerwca 2024 r. Belgia powiadomiła Komisję o środku mającym na celu wsparcie przedłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych w Belgii (Doel 4 („D4”) i Tihange 3 („T3”), łącznie zwanych jednostkami przeznaczonymi do długoterminowej eksploatacji („jednostki LTO”, ang. *long-term operation*). W odpowiedzi na wniosek Komisji o udzielenie informacji z dnia 4 lipca 2024 r. Belgia przekazała Komisji dalsze informacje pismami z dnia 9 i 10 lipca 2024 r.
- (2) Pismem z dnia 22 lipca 2024 r. Komisja poinformowała Belgię o swojej decyzji w sprawie wszczęcia postępowania określonego w art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej („TFUE”) względem wyżej wspomnianego środka pomocy („decyzja o wszczęciu postępowania”).
- (3) Belgia przedstawiła swoje uwagi dotyczące decyzji o wszczęciu postępowania w dniu 22 sierpnia 2024 r.
- (4) Decyzja Komisji o wszczęciu postępowania została opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej⁽²⁾. Komisja wezwała zainteresowane strony do przedstawienia uwag.
- (5) Komisja otrzymała uwagi od zainteresowanych stron. Przekazała te uwagi Belgii, aby państwo to mogło się do nich odnieść; władze belgijskie przekazały swoje uwagi pismem z dnia 30 października 2024 r.
- (6) Dalsze informacje zostały przekazane przez Belgię w dniach 2 września 2024 r., 23, 27 i 30 października 2024 r., 8, 14, 18, 22, 25, 27 i 30 listopada 2024 r., 2, 4, 5, 12, 13, 17 i 20 grudnia 2024 r., 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 i 31 stycznia 2025 r. oraz 1 lutego 2025 r.⁽³⁾
- (7) Pismem z dnia 24 października 2024 r. Belgia wyjątkowo zgodziła się zrzec się swoich praw wynikających z art. 342 TFUE w związku z art. 3 rozporządzenia 1/1958⁽⁴⁾ oraz zgodziła się na przyjęcie i notyfikowanie niniejszej decyzji w języku angielskim.

⁽¹⁾ Pomoc państwa – Belgia – Pomoc państwa SA.106107 (2024/N) – Przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych (Doel 4 i Tihange 3) – Zaproszenie do zgłaszania uwag zgodnie z art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.U. C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj>).

⁽²⁾ Zob. przypis 1.

⁽³⁾ Niektóre informacje techniczne, finansowe, ekonomiczne lub operacyjne zostały przygotowane na podstawie informacji przekazanych przez Electrabel.

⁽⁴⁾ Rozporządzenie Rady nr 1 w sprawie określenia systemu językowego Europejskiej Wspólnoty Gospodarczej (Dz.U. 17 z 6.10.1958, s. 385, ELI: [http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1\(1\)/oj](http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj)).

2. SZCZEGÓŁOWY OPIS KONTEKSTU

2.1. Flota jądrowa w Belgii

- (8) Do 2022 r. flota jądrowa Belgii składała się z siedmiu reaktorów jądrowych, z których cztery znajdowały się we Flandrii (Doel), a trzy w Walonii (Tihange). Wszystkie reaktory zostały uruchomione w latach 1975–1985⁽⁵⁾ i zostały zbudowane przez przedsiębiorstwa użyteczności publicznej (Ebes, Intercom i Unerg), które ostatecznie połączyły się w 1990 r., tworząc Electrabel SA („Electrabel”), w większości należące do Tractebel. W 1996 r. przedsiębiorstwo Société Générale de Belgique („SGB”) stało się większościowym udziałowcem Tractebel, a w 1999 r. przedsiębiorstwo Suez nabyło prawie 100 % udziałów w SGB. Po połączeniu Suez i Gaz de France („GDF”) w 2008 r. ostatecznym właścicielem Electrabel jest przedsiębiorstwo Engie S.A. („Engie”).
- (9) Electrabel, spółka zależna należąca w całości do Engie, jest operatorem elektrowni jądrowych i większościowym właścicielem siedmiu belgijskich reaktorów jądrowych od momentu rozpoczęcia ich eksploatacji. Obecnie własność belgijskich reaktorów jądrowych przedstawia się następująco:
- Electrabel jest właścicielem 100 % udziałów w Doel 1 i Doel 2, 89,807 % udziałów w Doel 3, Doel 4, Tihange 2 i Tihange 3 oraz 50 % udziałów w Tihange 1;
 - Luminus, spółka zależna EDF Belgium, jest właścicielem 10,193 % udziałów w Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 i Doel 4;
 - EDF Belgium⁽⁶⁾ jest właścicielem pozostałych 50 % udziałów w Tihange 1.
- (10) Jeśli chodzi o moce jednostek LTO (zob. tabela 2),
- w 2022 r. Doel 4 dysponował mocą nominalną wynoszącą 1 038 MW (1 026 MW w 2023 r.) i wygenerował 8 940 TWh energii elektrycznej w 2022 r.⁽⁷⁾, co stanowi około 11 % całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Belgii w 2022 r. (82,9 TWh⁽⁸⁾),
 - Tihange 3 dysponował w 2022 r. mocą nominalną wynoszącą 1 038 MW (1 030 MW w 2023 r.) i wygenerował 7 366 TWh energii elektrycznej w 2022 r.⁽⁹⁾, co stanowi około 9 % całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Belgii w 2022 r. (82,9 TWh⁽¹⁰⁾).
- (11) Belgia wyjaśnia, że wszystkie belgijskie reaktory jądrowe, w tym jednostki LTO, zostały zaprojektowane i są eksploatowane jako jednostki pracujące przy obciążeniu podstawowym, oparte na technologii reaktorów wodnych ciśnieniowych. Ich projekt pochodzi z lat 70. XX wieku i jest typowy dla jednostek pracujących przy obciążeniu podstawowym, takich jak starsze reaktory jądrowe na całym świecie. Kiedy jednostki te znajdują się w trybie pracy, są zazwyczaj eksploatowane przy maksymalnej mocy znamionowej, w przeciwieństwie do nowszych technologii (III generacji), które są zdolne do elastycznego działania, w tym zmiany mocy wyjściowej w czasie („rampowanie” lub „dostosowywanie obciążenia”) oraz zapewniania regulacji częstotliwości i rezerw operacyjnych⁽¹¹⁾. W przypadku pracy przy obciążeniu podstawowym moc jest zazwyczaj zmniejszana lub wyłączana tylko wtedy, gdy jest to konieczne do planowanego uzupełnienia paliwa lub okresowej konserwacji, nieplanowanej pilnej konserwacji w celu skorygowania problemów związanych ze sprzętem w elektrowni bądź nieoczekiwanych ograniczeń projektowych lub dotyczących bezpieczeństwa. W związku z tym zmniejszenie mocy wyjściowej wynika raczej z potrzeb operatora elektrowni jądrowej lub operatora systemu przesyłowego („OSP”), a nie z sygnałów rynkowych.

⁽⁵⁾ Doel 1, Doel 2 i Tihange 1 w 1975 r.; Doel 3 i Tihange 2 odpowiednio w 1982 r. i 1983 r.; Doel 4 i Tihange 3 w 1985 r.

⁽⁶⁾ EDF Belgium i Luminus są odrębnymi podmiotami prawnymi. Oba te przedsiębiorstwa należą do grupy EDF. EDF Belgium posiada 68,6 % udziałów w spółce Luminus. Pozostałymi udziałowcami Luminus są Ethias, Publilec, Socofe i Nethys.

⁽⁷⁾ Źródło: Światowe Stowarzyszenie Jądrowe (<https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium>).

⁽⁸⁾ Źródło: Badanie dotyczące wystarczalności i elastyczności zasobów w Belgii (2024–2034) – Elia Group – Issuu (s. 42).

⁽⁹⁾ Źródło: Światowe Stowarzyszenie Jądrowe (<https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium>).

⁽¹⁰⁾ Źródło: Badanie dotyczące wystarczalności i elastyczności zasobów w Belgii (2024–2034) – Elia Group – Issuu (s. 42).

⁽¹¹⁾ Źródło: J.D. Jenkins, Z. Zhou, R. Ponciroli, R.B. Vilim, F. Ganda, F. de Sisternes, A. Botterud, „The benefits of nuclear flexibility in power systems operations with renewable energy”, *Applied Energy*, tom 222, 2018, s. 872–884.

- (12) Belgia wyjaśnia, że belgijskie reaktory jądrowe mają ograniczenia techniczne wynikające z ich konstrukcji, co znacznie zawęża możliwości modulacji mocy wyjściowej, która to modulacja przez długi czas ograniczała się do regulacji sieci. Wynika to z faktu, że belgijskie reaktory jądrowe są wyposażone wyłącznie w czarne pręty sterujące, które w przeciwieństwie do szarych dają bardzo ograniczone możliwości modulacji⁽¹²⁾. Tymczasem na przykład niektóre z najnowszych francuskich reaktorów jądrowych są wyposażone zarówno w czarne, jak i szare pręty sterujące, jako że zostały zaprojektowane i zbudowane w taki sposób, aby umożliwiać modulacje i podążanie za obciążeniem. Ze względu na to, że konstrukcja belgijskich reaktorów jądrowych opiera się na czarnych prętach sterujących, do niedawna belgijska Agencja ds. Bezpieczeństwa Jądrowego („AFCN/FANC”) zakazywała modulacji ze względów ekonomicznych⁽¹³⁾. Modulacja była dopuszczalna jedynie ze względów technicznych lub na wniosek belgijskiego OSP (Elia), aby uniknąć zaniku zasilania⁽¹⁴⁾.
- (13) Belgia twierdzi jednak, że w odpowiedzi na ogólną ewolucję rynków energii elektrycznej i potrzebę wprowadzenia elastyczności w funkcjonowaniu elektrowni jądrowych przeprowadzono badania dotyczące dopuszczenia pewnych przypadków modulacji ze względów ekonomicznych („modulacja ekonomiczna”). W 2015 r. Engie, Electrabel i belgijskie organy regulacyjne rozpoczęły badania bezpieczeństwa⁽¹⁵⁾ w celu przeanalizowania, jakie warunki należałoby spełnić, aby umożliwić pewne modulacje ze względów ekonomicznych, analizując m.in. wpływ takiej modulacji na paliwo jądrowe. W wyniku badań stwierdzono, że w przypadku Tihange 3 i Doel 4 można zaakceptować maksymalnie 30 modulacji ekonomicznych na cykl paliwowy, pod warunkiem spełnienia szeregu warunków technicznych – związanych głównie z ogrzewaniem i schładzaniem elementu paliwowego:
- ograniczenie prędkości zmniejszania i zwiększania mocy do 1 %/min;
 - moc minimalna musi wynosić 50 % mocy nominalnej⁽¹⁶⁾;
 - czas trwania jednej modulacji musi wynosić co najmniej 2 godziny (3 godziny, jeżeli modulacja jest uruchamiana śróddziennie) i co najwyżej 72 godziny oraz
 - między dwiema modulacjami przeprowadzonymi na tym samym reaktorze musi upłynąć co najmniej 72 godziny w celu jego stabilizacji.
- (14) Ponadto modulacja nie byłaby możliwa w niektórych okresach⁽¹⁷⁾, takich jak:
- a) pod koniec cyklu paliwowego, w okresie ostatnich dwóch miesięcy, gdy stężenie boru w obiegu pierwotnym jest niskie (stężenie kwasu borowego wynosi poniżej 200 ppm); oraz
 - b) w przypadku wydania przez operatora reaktora polecenia nieprzeprowadzania modulacji w celu uniknięcia stanów przejściowych w określonych okolicznościach (np. podczas comiesięcznych testów strumienia neutronów, w sytuacji podejrzenia nieszczelności zaworu, podczas obchodów budynku reaktora itp.) lub ze względu na problemy techniczne.

⁽¹²⁾ „Czarne” pręty regulacyjne reaktora (które są wykonane z węgla boru) pochłaniają wszystkie padające neutrony. Są one zaprojektowane tak, aby wyłączać reaktor, dlatego podczas modulacji mogą powodować silny gradient temperatury oraz naprężenia w elementach paliwowych. „Szare” pręty sterujące (wykonane ze stopu srebra, indu i kadmu) pochłaniają tylko część padających neutronów i są zaprojektowane tak, aby zapewnić elastyczną moc wyjściową reaktora, ponieważ powodują znacznie mniejsze spadki strumienia neutronów i rozkładu mocy w pobliżu prętów, a zatem nie powodują takich samych problemów z przegrzaniem paliwa.

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

⁽¹⁴⁾ Takie wnioski o modulację ze strony Elia można podzielić na dwie kategorie w zależności od krytyczności sytuacji: „faza ostrzegawcza”: modulacja, o którą Elia zwraca się z tygodniowym wyprzedzeniem, ponieważ oczekuje krytycznej sytuacji w sieci; „faza awaryjna”: modulacja, o którą Elia zwraca się bezpośrednio do sterowni jednostek jądrowych w celu natychmiastowego odciążenia sieci.

⁽¹⁵⁾ Źródło: Femke Flachet, Jinzhao Zhang, Ruben Van Parys, Daniel Vantroyen, Christophe Schneidesch, „Core and fuel feasibility study for improved flexibility on the Belgium Nuclear Power Plants”, w: *Proceedings of WRFPM*, 2014, dokument nr 100136, Sendai, Japonia, 14–17 września.

⁽¹⁶⁾ W praktyce na wniosek operatorów elektrowni w przypadku modulacji ekonomicznej oferuje się zwykle moc do 400 MW, a nie moc na poziomie 500 MW (50 % mocy nominalnej), która wymaga większej liczby prac ręcznych, co zwiększa ryzyko automatycznego wyłączenia.

⁽¹⁷⁾ Zob. *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, załącznik Q1, sekcje 3.1 i 3.2, s. 4–6.

- (15) W następstwie tych badań AFNC/FANC zezwoliły operatorowi przeprowadzanie maksymalnie 30 modulacji na cykl⁽¹⁸⁾, co odpowiada maksymalnej liczbie modulacji, które można przeprowadzić w granicach obecnej koncesji. Przedsiębiorstwo Engie wskazało, że z uwagi na te ograniczenia każda decyzja o modulacji podlega ostrożnej ocenie operatora, ponieważ wiąże się z wieloma zagrożeniami (np. płynnymi wyciekami w wyniku modulacji, szybszym starzeniem się instalacji, ryzykiem automatycznego wyłączenia, potencjalnymi uszkodzeniami uniemożliwiającymi ponowne uruchomienie reaktora itp.), które są szeroko udokumentowane w literaturze naukowej⁽¹⁹⁾.
- (16) Według Belgii (na podstawie informacji przekazanych przez Electrabel) przy obecnym stanie wiedzy nie ma dostępnych rozwiązań technologicznych umożliwiających zwiększenie elastyczności po rozsądnych kosztach i w rozsądnych ramach czasowych. Modernizacja techniczna mająca na celu przekształcenie reaktora pracującego przy obciążeniu podstawowym w jednostkę zdolną do pracy w trybie podążania za obciążeniem oraz zapewnienie większej elastyczności wymagałaby całkowitej zmiany projektu, w szczególności wymiany pokrywy zbiornika ciśnieniowego reaktora, co jest bardzo długotrwałą i złożoną operacją. Ponadto wymagałoby to nowych badań na potrzeby sprawozdania z analizy bezpieczeństwa oraz istotnej zmiany koncesji wydawanej przez belgijskie organy ds. bezpieczeństwa jądrowego.
- (17) Ponadto Belgia (na podstawie informacji przekazanych przez Electrabel) wyjaśnia, że elastyczność reaktorów jest również ograniczona specyfiką ich paliwa i zarządzaniem wyłączeniami:
- paliwo jest dostosowane do określonego czasu trwania cyklu i pewnej liczby możliwych modulacji. Zwiększenie elastyczności reaktorów wymagałoby zmiany wzbogacania paliwa, co nie jest możliwe, ponieważ paliwo zostało już zamówione na cały okres realizacji projektu. W przypadku „modernizacji” jednostki LTO w celu zwiększenia liczby dostępnych modulacji konieczne byłoby ponowne zamówienie paliwa, co byłoby nieracjonalnie kosztowne;
 - ze względu na ograniczenia techniczne i prawne nałożone przez AFNC/FANC⁽²⁰⁾ operator elektrowni jądrowych ma bardzo ograniczoną swobodę działania w zakresie planowania wyłączeń na potrzeby konserwacji, prac i uzupełnienia paliwa. Realizacja planowanych wyłączeń jest bardzo złożona i wymaga przygotowań z kilkumiesięcznym, a nawet kilkuletnim wyprzedzeniem. Zgodnie z REMIT⁽²¹⁾ uczestnik rynku musi w odpowiednim czasie podać do wiadomości publicznej daty wyłączeń – na przykład za pośrednictwem platformy przekazywania pilnych informacji rynkowych (UMM) NordPool⁽²²⁾, w praktyce zasadniczo z trzyletnim wyprzedzeniem. Ponadto po ogłoszeniu terminów wyłączeń praktycznie nie ma możliwości ich modyfikacji (biorąc pod uwagę ograniczenia operacyjne, takie jak dostępność części i wykonawców), a zmiany te mogą zostać zakwestionowane przez OSP, który – jeśli uzna, że zmiana powoduje zakłócenia w sieci – może zażądać od operatora elektrowni jądrowych rekompensaty. W każdym przypadku bez uprzedniej zgody OSP nie można zmienić terminów wyłączeń później niż w połowie lipca poprzedzającego roku;
 - jeśli chodzi o eksploatację, jednostki LTO będą eksploatowane w ramach 12-miesięcznych cykli paliwowych (zamiast obecnych 18-miesięcznych cykli paliwowych). Decyzja ta została podjęta na potrzeby równowagi ekonomicznej:
 - po pierwsze, aby zmaksymalizować okres produkcji jednostek LTO podczas najbliższych zim, kiedy popyt na energię elektryczną – podobnie jak ceny – jest najwyższy, a produkcja energii odnawialnej jest niższa. Uzgodniono zatem, że jednostki LTO będą eksploatowane w 12-miesięcznym cyklu paliwowym, tak aby okresowe wyłączenia spowodowane uzupełnianiem paliwa mogły być zsynchronizowane i miały miejsce w lecie każdego roku,

⁽¹⁸⁾ Belgia przedstawiła zezwolenia dyrektora generalnego BelV, spółki zależnej AFNC/FANC, na przeprowadzanie modulacji ekonomicznych do 30 razy na cykl:

w odniesieniu do Doel 4, zob. BelV, 3078/2739/POI.851, „Kerncentrale Doel – Eenheid Doel 4 – gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties”, 26 lipca 2017 r.;

w odniesieniu do Tihange 3, zob. BelV, 2018-0330, „Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues”, 28 sierpnia 2018 r.

⁽¹⁹⁾ Zob. na przykład (i) SFEN/RGN, „9. Parc nucléaire: la manoeuvrabilité au détriment de la performance?”, 25 lipca 2023 r.; (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*, tom 151, 2018, s. 289–296; (iii) Alexey Likhov, „Suivi de charge dans les centrales nucléaires”, *AEN Infos*, 2011, nr 29.2.

⁽²⁰⁾ Zob. przypis 18.

⁽²¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. L 326 z 8.12.2011, s. 1), art. 2 pkt 1 lit. b).

⁽²²⁾ Poniższy link prowadzi do wszystkich UMM dla reaktorów Tihange 3 i Doel 4 dotyczących przyszłych zdarzeń: <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793>.

- po drugie, aby uwzględnić średnio- i długoterminowe sygnały rynkowe, standardową praktyką w przemyśle jądrowym jest planowanie wyłączeń w miesiącach z niższymi cenami. W związku z tym od samego początku zoptymalizowano ogólne planowanie wyłączeń w Doel 4 i Tihange 3, aby w jak największym stopniu ograniczyć wpływ na cenę rynkową dzięki przejściu z 18-miesięcznego cyklu paliwowego na 12-miesięczny cykl paliwowy (jak wyjaśniono w pkt – powyżej).

2.2. Stopniowe wycofywanie się z energetyki jądrowej w Belgii

- (18) Jak opisano w sekcji 2.1 decyzji o wszczęciu postępowania, w 2003 r. belgijski parlament federalny przyjął ustawę zakazującą w Belgii budowy nowych jednostek jądrowych przeznaczonych do przemysłowej produkcji energii elektrycznej w wyniku rozszczepienia jądrowego i ograniczającą okres eksploatacji już istniejących reaktorów do 40 lat, ustanawiając tym samym program stopniowego wycofywania się z energetyki jądrowej w latach 2015–2025 („ustawa z 2003 r.” lub „ustawa o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej”) ⁽²³⁾. Zgodnie z pierwotnymi założeniami tej ustawy reaktory Doel 3 i Tihange 2 zostały trwale odłączone od sieci odpowiednio 23 września 2022 r. i 31 stycznia 2023 r. Ustawami z dnia 18 grudnia 2013 r. i 28 czerwca 2015 r. ⁽²⁴⁾ zmieniono ustawę o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej, a okres eksploatacji trzech najstarszych reaktorów, Tihange 1, Doel 1 i Doel 2, przedłużono o 10 lat, odpowiednio do 30 września 2025 r., 14 lutego 2025 r. i 30 listopada 2025 r. (przedłużenie okresu eksploatacji o 10 lat) ⁽²⁵⁾.
- (19) Zgodnie z ustawą o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej reaktory Doel 4 i Tihange 3 miały zostać zamknięte do 2025 r. W związku z tym od 2020 r. strategiczne cele Engie w zakresie działalności jądrowej polegały na (i) wycofaniu się z działalności w zakresie wytwarzania energii jądrowej w Belgii w celu zmniejszenia narażenia na ryzyko związane ze zmiennością cen rynkowych, oraz (ii) zaprzestaniu traktowania wytwarzania energii jądrowej jako części podstawowej działalności Engie. Wycofanie to skutkowało wstrzymaniem od 2020 r. wszelkich badań dotyczących rozbudowy elektrowni jądrowych należących do Engie (wszystkich zlokalizowanych w Belgii). Komunikacja finansowa grupy Engie od 2020 r. jest zgodna z tym strategicznym celem wycofania się i została uwzględniona w założeniach księgowych przyjętych do sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego, w szczególności w testach na utratę wartości ⁽²⁶⁾.
- (20) W tabeli 1 przedstawiono najważniejsze informacje na temat siedmiu belgijskich reaktorów jądrowych, w tym informacje dotyczące ich właścicieli, mocy netto oraz pierwotnie przewidzianych terminów dezaktywacji zgodnie z ustawą o wycofywaniu się z energetyki jądrowej i ich późniejszych zmian.

Tabela 1

Zestawienie informacji na temat elektrowni jądrowych w Belgii

Reaktor jądrowy	Struktura własnościowa	Moc netto w 2023 r. (MWe)	Data dezaktywacji (ustawa o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej)	Data dezaktywacji (zmieniona)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 lutego 2015 r.	14 lutego 2025 r.
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1 grudnia 2015 r.	30 listopada 2025 r.

⁽²³⁾ Zob. 31 stycznia 2003 r., 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. Zgodnie z ustawą o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej terminy zamknięcia elektrowni jądrowych w Belgii miały przypadać na 15 lutego 2015 r. (Doel 1), 1 grudnia 2015 r. (Doel 2), 1 października 2022 r. (Doel 3), 1 lipca 2025 r. (Doel 4), 1 października 2015 r. (Tihange 1), 1 lutego 2023 r. (Tihange 2) oraz 1 września 2025 r. (Tihange 3).

⁽²⁴⁾ W dniu 5 marca 2020 r. – po wydaniu przez Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej orzeczenia w trybie prejudycjalnym (sprawa C 411/17) – Trybunał Konstytucyjny unieważnił ustawę z dnia 28 czerwca 2015 r. (sprawa 34/2020) z powodu nieprzestrzegania obowiązków dotyczących oceny oddziaływania na środowisko, przy czym skutki ustawy utrzymano do dnia 31 grudnia 2022 r. 11 października 2022 r., po przeprowadzeniu oceny oddziaływania na środowisko, uchwalono „ustawę naprawczą” zmieniającą daty dezaktywacji. Ustawa naprawcza przesunęła wyłączenie reaktorów Doel 1, Doel 2 i Tihange 1 na 2025 r.

⁽²⁵⁾ Zob. decyzja Komisji z dnia 17 marca 2017 r., SA.39487 (2016/NN), Belgia, przedłużenie okresu eksploatacji elektrowni jądrowych Tihange 1, Doel 1 i Doel 2 (Dz.U. C 142 z 5.5.2017, s. 1).

⁽²⁶⁾ Zob. dowody w przypisach 7 i 8 decyzji o wszczęciu postępowania.

Reaktor jądrowy	Struktura własnościowa	Moc netto w 2023 r. (MWe)	Data dezaktywacji (ustawa o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej)	Data dezaktywacji (zmieniona)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1 października 2022 r.	Dezaktywowany 23 września 2022 r.
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1 lipca 2025 r.	31 października 2035 r. (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1 października 2015 r.	30 września 2025 r.
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1 lutego 2023 r.	Dezaktywowany 31 stycznia 2023 r.
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 września 2025 r.	31 października 2035 r. (*)

Źródło: Władze belgijskie. Odwołano się do strony internetowej federalnej służby publicznej ds. gospodarki (SPF Economie) na temat produkcji energii jądrowej w Belgii, ostatni dostęp w dniu 18 czerwca 2024 r.: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. Jak wskazano w tabeli, reaktory Doel 3 i Tihange 2 zostały dezaktywowane. W poniższym sprawozdaniu podano ich wcześniejszą moc netto: Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, MAEA, Wiedeń (2022) (dostęp za pośrednictwem strony internetowej SPF Economie).

(*) Data dezaktywacji zostanie zmieniona, jeśli reaktory jądrowe będą w eksploatacji 1 listopada 2025 r.; ostatni możliwy termin dezaktywacji to 31 grudnia 2037 r.

2.3. Decyzja Belgii o kontynuowaniu produkcji energii jądrowej

- (21) W dniu 18 marca 2022 r. belgijski rząd federalny (zwany dalej również „rządem belgijskim”) podjął decyzję o zmianie stanowiska w sprawie stopniowego wycofywania się z energetyki jądrowej, zezwalając na przedłużenie okresu eksploatacji (długoterminowa eksploatacja, „LTO”) dwóch najmłodszych reaktorów jądrowych, Doel 4 i Tihange 3, o 10 lat („projekt LTO”). Belgia podjęła tę decyzję w kontekście europejskiej reakcji na rosyjską wojnę przeciwko Ukrainie (w tym potrzebę zmniejszenia przez państwa członkowskie UE zużycia gazu i uzależnienia od gazu) i związanego z nią kryzysu gazowego, a także w kontekście istniejących już obaw dotyczących bezpieczeństwa dostaw w Belgii (zob. również sekcja 2.4 poniżej), biorąc pod uwagę zwiększone potrzeby w zakresie elektryfikacji (aby umożliwić transformację energetyczną) oraz niską dostępność francuskiej floty jądrowej w latach 2021–2022 (ze względu na nieprzewidziane problemy związane z korozją i szeroko zakrojoną konserwacją w celu przedłużenia okresu eksploatacji tej floty) ⁽²⁷⁾.
- (22) W związku z tym w 2022 r. rząd belgijski rozpoczął negocjacje z belgijskim operatorem elektrowni jądrowych Electrabel w sprawie przedłużenia okresu eksploatacji. Powody niezorganizowania przetargu, które zostały przedstawione przez Belgię i co do których Komisja nie wyraziła zastrzeżeń w decyzji o wszczęciu postępowania, zostały wymienione w motywie 38 decyzji o wszczęciu postępowania i obejmują:
- posiadanie przez Electrabel niezbędnej wiedzy fachowej i zezwoleń: dostęp do zdolności wytwórczych energii jądrowej wymaga szczególnej – w tym specyficznej dla danego kraju – wiedzy fachowej, która nie jest dostępna dla wszystkich uczestników rynku, co Komisja potwierdziła wcześniej w szczególności w odniesieniu do Electrabel (zob. przypis 30 w decyzji o wszczęciu postępowania) i ogólnie operatorów elektrowni jądrowych (zob. przypis 31 w decyzji o wszczęciu postępowania); wiedza fachowa, własność intelektualna i odpowiednie zezwolenia dotyczące instalacji jądrowych w Belgii są unikalne i obecnie posiada je wyłącznie Electrabel;

⁽²⁷⁾ Zob. decyzja Komisji z dnia 29 września 2023 r., SA.104336 (2023/N), Belgia, Zmiany w mechanizmie zdolności wytwórczych (Dz.U. C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj>).

- b) ramy czasowe: odstęp czasu między decyzją rządu belgijskiego w sprawie projektu LTO a planowaną datą ponownego uruchomienia jednostek LTO jest bardzo krótki, a ponowne uruchomienie do września (w przypadku Tihange 3) i listopada (w przypadku Doel 4) 2025 r. wymaga wykonania pewnych prac przygotowawczych i przeprowadzenia studiów wykonalności („działania rozwojowe” (zob. przypis 32 decyzji o wszczęciu postępowania)) przed faktycznym rozpoczęciem prac. Electrabel, jako jedyny operator elektrowni jądrowych w Belgii, był jedynym przedsiębiorstwem dysponującym unikalną wiedzą, zasobami i narzędziami niezbędnymi do szybkiego i skutecznego przeprowadzenia tych działań. W związku z tym w drodze procedury przetargowej nie mógł zostać wybrany żaden inny podmiot niż Electrabel, a wszczęcie takiej procedury na potrzeby wyboru operatora jednostek LTO nie przyniosłoby znaczących rezultatów, biorąc pod uwagę specyfikę i ograniczenia projektu LTO.
- (23) Engie, spółka dominująca Electrabel, początkowo była niechętna do podjęcia negocjacji z Belgią w sprawie projektu LTO, twierdząc, że technologia jądrowa stała się zbyt kosztowna i zbyt ryzykowna, oraz powołując się na swoje plany dotyczące zaprzestania działalności jądrowej w Belgii po 2025 r. (zob. motyw (19)). W związku z tym państwo belgijskie uzgodniło z Engie utworzenie mechanizmu umożliwiającego zrównoważony i przejrzysty podział ryzyka i korzyści związanych z przedłużeniem okresu eksploatacji wspomnianych dwóch reaktorów. Według Belgii spółka Engie od początku jasno deklarowała, że bez mechanizmu podziału ryzyka i porozumienia w sprawie odpadów radioaktywnych pochodzących z eksploatacji siedmiu elektrowni jądrowych w Belgii nie będzie rozważać przedłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych, które zmusza Engie do znaczącej zmiany strategii przedsiębiorstwa i ekspozycji na ryzyko ⁽²⁸⁾.
- (24) Proces negocjacji, który szczegółowo opisano w sekcji 3.1 decyzji o wszczęciu postępowania, doprowadził do zawarcia w dniu 13 grudnia 2023 r. porozumienia wykonawczego przewidującego ponowne uruchomienie jednostek LTO przed zimą 2025–2026. Jak wspomniano w motywie 36 decyzji o wszczęciu postępowania, porozumienie wykonawcze składa się z trzech głównych komponentów, które mają ten sam cel, a mianowicie wspieranie realizacji projektu LTO:
- a) „komponent 1”: zestaw środków cząstkowych związanych z wynagradzaniem i ustaleniami finansowymi zapewniającymi stabilne przychody w odniesieniu do dwóch reaktorów jądrowych, a także zmiany w strukturze własnościowej poprzez utworzenie BE-NUC (zob. sekcja 3.3.1);
- b) „komponent 2”: zestaw środków cząstkowych związanych z likwidacją elektrowni jądrowych oraz długoterminowym przechowywaniem i trwałym składowaniem przekazywanych odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego (w tym zmiana pakietu zabezpieczeń w celu monitorowania sytuacji finansowej operatora elektrowni jądrowych pod kątem profilu ryzyka zmodyfikowanego ze względu na uzgodniony limit odpowiedzialności) (zob. sekcja 3.3.2);
- c) „komponent 3”: porozumienia w sprawie podziału ryzyka i odszkodowania w przypadku niektórych zmian legislacyjnych (zob. sekcja 3.3.3).
- (25) Porozumienie wykonawcze zmieniono dwukrotnie w ciągu 2024 r. ⁽²⁹⁾ Jego treść opisano bardziej szczegółowo w sekcji 3.
- (26) Projekt LTO obejmuje następujące ważne etapy:
- a) Po zawarciu umowy podjęte zostaną dalsze przygotowania do wznowienia produkcji najpóźniej 1 września (w przypadku Tihange 3) i 1 listopada (w przypadku Doel 4) 2025 r.
- b) Okres między pierwotnie przewidzianą datą dezaktywacji reaktorów (wskazaną w ustawie o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej z 2003 r., tj. 1 lipca 2025 r. w przypadku Doel 4 i 1 września 2025 r. w przypadku Tihange 3 – zob. tabela 1) a datą ponownego uruchomienia produkcji („okres wyłączenia”) zostanie wykorzystany do przygotowania jednostek LTO do ponownego uruchomienia.

⁽²⁸⁾ Zob. dowody w przypisie 10 decyzji o wszczęciu postępowania.

⁽²⁹⁾ Pierwsze porozumienie zmieniające z 10 maja 2024 r. dotyczyło następujących zagadnień: zmiana niektórych warunków zapytania ofertowego dotyczącego eksperta ds. wyceny, przesunięcie docelowej daty zamknięcia transakcji, niektóre potwierdzenia, zmiany techniczne, korekta błędów w umowie sprzedaży udziałów II, dodatkowy czas na zawarcie umów na świadczenie usług administracyjnych i usług w zakresie zarządzania energią. Drugie porozumienie zmieniające z 15 lipca 2024 r. dotyczyło następujących zagadnień: przesunięcie daty zakończenia procesu transakcyjnego na 21 lutego 2025 r., uzgodnienia w sprawie warunków procedury przetargowej na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią, niektóre potwierdzenia, zmiana techniczna w umowie sprzedaży udziałów I.

- c) Trzyletni okres od września 2025 r. do 31 grudnia 2028 r. („data weryfikacji”, ang. *true-up date* ⁽³⁰⁾) stanowi „etap rozruchu” i zostanie on wykorzystany do dostosowania jednostek LTO do wymogów belgijskiego urzędu ds. bezpieczeństwa jądrowego.
- d) Począwszy od 1 stycznia 2029 r. aż do 1 listopada 2035 r. jednostki LTO mają pracować z pełną wydajnością („etap eksploatacji”).
- (27) W rezultacie produkcja energii elektrycznej w latach 2026–2028 będzie stosunkowo niska ze względu na częstsze niż zwykle planowane wyłączenia dwóch reaktorów na etapie rozruchu („planowe wyłączenia związane z LTO ⁽³¹⁾”). W ciągu pierwszych trzech lat po dacie ponownego uruchomienia LTO jednostki LTO mają być niedostępne z powodu planowych wyłączeń związanych z LTO przez 24 tygodnie w roku.
- (28) Oprócz planowych wyłączeń związanych z LTO w całym okresie przedłużenia eksploatacji (tj. na etapie rozruchu i na etapie eksploatacji) spodziewane są coroczne normalne wyłączenia elektrowni jądrowych („planowe wyłączenia inne niż związane z LTO ⁽³²⁾”) do 1 roku przed zakończeniem eksploatacji reaktora Doel 4 i do ostatniego roku eksploatacji reaktora Tihange 3. Każde planowe wyłączenie inne niż związane z LTO ma trwać 6 tygodni. W związku z tym w ciągu pierwszych trzech lat po ponownym uruchomieniu LTO oba reaktory jądrowe mają być wyłączone przez 30 tygodni w roku.
- (29) Oprócz planowanych wyłączeń (związanych z LTO i innych niż związane z LTO) mogą wystąpić nieplanowane i nieprzewidziane problemy, które wymagają dodatkowego wyłączenia jednostek LTO. W modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania ⁽³³⁾ przyjęto wskaźnik wymuszonych wyłączeń („FOR”) wynoszący 10 %. Oznacza to, że docelowy wskaźnik dostępności zarówno Doel 4, jak i Tihange 3 wynosi 90 % w ciągu 10 lat, nie uwzględniając planowanych wyłączeń związanych z LTO i innych niż związane z LTO.
- (30) Uwzględniając wszystkie planowe i nieplanowe wyłączenia, docelowy wskaźnik dostępności elektrowni Doel 4 i Tihange 3 wynosi odpowiednio około 68,4 % i 67,4 %.
- (31) Nominalną zdolność produkcji energii elektrycznej Doel 4 i Tihange 3, ich roczną produkcję energii elektrycznej i udział w krajowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Belgii przed przedłużeniem okresu eksploatacji i po przedłużeniu tego okresu podsumowano w tabeli 2. Jak wynika z tabeli 2, po zakończeniu etapu rozruchu szacowana roczna produkcja energii elektrycznej przez jednostki LTO ma się podwoić.

Tabela 2

Najważniejsze dane dotyczące reaktorów Doel 4 i Tihange 3 (przed i po LTO)

	Doel 4	Tihange 3
Przed przedłużeniem okresu eksploatacji		
Nominalna zdolność produkcyjna (<i>dane z 2022 r.</i>)	1 038 MWe	1 038 MWe
Roczna produkcja energii elektrycznej (<i>dane z 2022 r.</i>)	8 940 GWh	7 366 GWh
Udział w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Belgii (<i>dane z 2022 r.</i>)	11 %	9 %

⁽³⁰⁾ „True-up” to procedura stosowana w celu zapewnienia poprawności i zbilansowania wszystkich rachunków i rejestrów. Polega on na porównaniu szacunkowych lub wstępnych danych z rzeczywistymi, ostatecznymi danymi oraz dokonaniu niezbędnych korekt.

⁽³¹⁾ „Planowe wyłączenia związane z LTO” to zaplanowane wyłączenia, które są konieczne w celu dostosowania jednostek LTO do wymagań organu ds. bezpieczeństwa.

⁽³²⁾ „Planowe wyłączenia inne niż związane z LTO” to coroczne normalne wyłączenia (głównie w celu uzupełnienia paliwa), które są przewidziane już od pierwszego, drugiego i trzeciego roku po dacie ponownego uruchomienia LTO w przypadku odpowiednio Doel 4 i Tihange 3, aż do jednego roku przed zakończeniem eksploatacji Doel 4 i do ostatniego roku eksploatacji Tihange 3.

⁽³³⁾ Model finansowy leżący u podstaw umowy w sprawie wynagradzania podpisanej 13 grudnia 2023 r.

	Doel 4	Tihange 3
Po przedłużeniu okresu eksploatacji		
Nominalna zdolność produkcyjna (<i>dane z 2023 r.</i>)	1 026 MWe	1 030 MWe
Roczna produkcja energii elektrycznej (<i>dane szacunkowe</i>)	lata 2026–2028: 3 435 GWh po 2029 r.: 7 158 GWh	lata 2026–2028: 3 435 GWh po 2029 r.: 7 186 GWh
Udział w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Belgii (<i>dane szacunkowe</i>)	lata 2026–2028: 3–4 % po 2029 r.: 6–8 %	lata 2026–2028: 3–4 % po 2029 r.: 6–8 %
<i>Źródło:</i> MAEA PRIS, Światowe Stowarzyszenie Jądrowe; badanie Elia dotyczące wystarczalności i elastyczności zasobów w Belgii (2024–2034).		

2.4. Problemy z wystarczalnością zasobów w Belgii

- (32) Jak wspomniano w motywie 17 decyzji o wszczęciu postępowania, od 2019 r. belgijski operator systemu przesyłowego Elia przeprowadził trzy badania dotyczące wystarczalności zasobów krajowych („NRAA 2019”, „NRAA 2021” i „NRAA 2023”), które wykazały potrzebę zapewnienia nowych zdolności wytwórczych do zimy 2025–2026 r. w związku z (częściowym) wycofaniem się z energetyki jądrowej w Belgii, które rozpoczęło się wraz z likwidacją reaktorów Doel 3 i Tihange 2 w latach 2022 i 2023 (zob. tabela 1), a także w związku z likwidacją elektrowni ciepłych w sąsiednich krajach oraz problemami z francuskimi aktywami jądrowymi.
- (33) Aby rozwiązać wspomniane problemy z wystarczalnością zasobów, Belgia ustanowiła mechanizm zdolności wytwórczych, zatwierdzony przez Komisję w 2021 r. i od tego czasu dwukrotnie zmieniany⁽³⁴⁾. Mechanizm zdolności wytwórczych to ogólnorynkowy środek, który wynagradza gotowość elektrowni do dostarczania energii elektrycznej w określonych okresach, niezależnie od tego, czy elektrownie te produkują energię, czy nie. Mechanizm zdolności wytwórczych ma na celu rozwiązanie problemów z wystarczalnością zasobów w zakresie energii elektrycznej przy jednoczesnym wspieraniu transformacji energetycznej i zostanie uruchomiony zimą 2025 r., kiedy to spodziewane jest również ponowne uruchomienie dwóch jednostek LTO (zob. motyw 26).

2.5. Rynek energii elektrycznej w Belgii

- (34) Koszyk energetyczny Belgii jest obecnie zdominowany przez wytwarzanie energii elektrycznej z gazu i energii jądrowej, chociaż w ostatnich latach udział odnawialnych źródeł energii stale rośnie. W 2023 r. udział energii jądrowej, gazu i odnawialnych źródeł energii w koszyku energetycznym wynosił odpowiednio 39,9 %, 21,4 % i 32,7 %⁽³⁵⁾.
- (35) Zgodnie z informacjami przekazanymi przez Belgię głównymi podmiotami na rynku wytwarzania energii elektrycznej, pod względem mocy zainstalowanej przyłączonej na poziomie sieci przesyłowej, są Electrabel (9,3 GW w 2023 r. – 65 %), Luminus (2,2 GW w 2023 r. – 15 %), RWE (0,7 GW w 2023 r. – 5 %), Eneco (0,7 GW w 2023 r. – 5 %) i TotalEnergies (0,6 GW w 2023 r. – 4 %). Belgia twierdzi, że odnoszący się do koncentracji rynku indeks Herfindahla-Hirschmanna⁽³⁶⁾ zmniejszył się z 5 510 w 2016 r. do 4 431 w 2023 r., co można częściowo wyjaśnić zwiększonym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (słonecznej i wiatrowej) przez nowych uczestników rynku⁽³⁷⁾.

⁽³⁴⁾ Zob. decyzja Komisji z dnia 27 sierpnia 2021 r., SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Belgia, Mechanizm zdolności wytwórczych (Dz.U. L/2022/117 z 19.4.2022, s. 40). Pierwsza decyzja w sprawie zmiany: decyzja Komisji z dnia 29 września 2023 r., SA.104336 (2023/N), Belgia, Zmiany w mechanizmie zdolności wytwórczych (Dz.U. C/2023/265, 18.10.2023, s. 1). Druga decyzja w sprawie zmiany: decyzja Komisji z dnia 17.9.2024 r., SA.114003 (2024/N), Belgia, Drugi zestaw zmian w mechanizmie zdolności wytwórczych (Dz.U. C, C/2024/6138, 14.10.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj>).

⁽³⁵⁾ Przegląd danych dotyczących energii w Belgii (SPF Economie 2024). Więcej szczegółowych informacji na temat hurtowego i detalicznego rynku energii elektrycznej w Belgii oraz pozycji rynkowej głównych podmiotów (na podstawie danych z 2022 r.) przedstawiono w sekcjach 2.2.1 i 2.2.2 decyzji o wszczęciu postępowania.

⁽³⁶⁾ Indeks Herfindahla-Hirschmanna jest miarą koncentracji rynku, obliczaną poprzez podniesienie do kwadratu udziału w rynku każdego przedsiębiorstwa konkurującego na rynku, a następnie zsumowanie uzyskanych wyników. Rynki o indeksie Herfindahla-Hirschmanna powyżej 2 500 są ogólnie postrzegane jako rynki o wysokim stopniu koncentracji. Wartości indeksu Herfindahla-Hirschmanna pochodzą z rocznych sprawozdań CREG i opierają się na mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w instalacjach podłączonych do sieci przesyłowej.

⁽³⁷⁾ Sprawozdanie roczne CREG (2024).

- (36) Zgodnie z informacjami przekazanymi przez Belgię głównymi podmiotami pod względem wytwarzania energii elektrycznej z instalacji przyłączonych do sieci przesyłowej w Belgii są Electrabel (39,1 TWh w 2023 r. – 70 %), Luminus (6,8 TWh w 2023 r. – 12 %), Eneco (2,5 TWh w 2023 r. – 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh w 2023 r. – 4 %) i RWE (2 TWh w 2023 r. – 4 %). Belgia twierdzi, że odnoszący się do koncentracji rynku indeks Herfindahla-Hirschmanna zmniejszył się z 6 372 w 2016 r. do 5 143 w 2023 r. dzięki zwiększonej produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii ⁽³⁸⁾.
- (37) Zgodnie z informacjami przekazanymi przez Belgię na poziomie detalicznym w 2023 r. w Belgii działało łącznie 16 dostawców energii elektrycznej. Głównymi dostawcami pod względem dostarczonej energii elektrycznej są Electrabel (47 % w 2023 r.), Luminus (18,2 % w 2023 r.), TotalEnergies (5,5 % w 2023 r.) i Eneco (5,3 % w 2023 r.), podczas gdy wiele podmiotów jest bardzo małych ⁽³⁹⁾.

3. SZCZEGÓŁOWY OPIS ŚRODKA POMOCY

3.1. Cele środka i niedoskonałości rynku

- (38) Przedłużenie okresu eksploatacji dwóch jednostek LTO ułatwi rozwój działania gospodarczego i przyczyni się do rozwiązania problemów z wystarczalnością zasobów w Belgii (zob. sekcja 2.4). Ponadto Belgia twierdzi, że przedłużenie okresu eksploatacji reaktorów jądrowych ma również na celu zmniejszenie ogólnej zależności od przywozu, a w szczególności od importowanych paliw kopalnych (zgodnie z celami REPowerEU), przyczyniając się tym samym również do dekarbonizacji belgijskiego systemu elektroenergetycznego, a także do zapewnieniu zdolności obciążenia podstawowego w kontekście zwiększonych potrzeb w zakresie elektryfikacji w najbliższej przyszłości w Belgii.
- (39) Belgia twierdzi, że celem środka pomocy jest wyeliminowanie szeregu niedoskonałości rynku, które uniemożliwiają Electrabel dalsze eksploatowanie reaktorów jądrowych w Belgii bez dodatkowego wsparcia ze strony rządu belgijskiego ⁽⁴⁰⁾.
- a) Po pierwsze, Belgia twierdzi, że istnieje szereg dobrze udokumentowanych niedoskonałości rynku energii elektrycznej, które zasadniczo uniemożliwiają rynekowi zapewnienie wystarczających zachęt inwestycyjnych w zakresie zdolności wytwórczych wymaganych do spełnienia norm wystarczalności zasobów, jak opisano bardziej szczegółowo w decyzjach Komisji dotyczących belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych (zob. przypis 34).
- b) Po drugie, Belgia twierdzi, że na rynkach energii elektrycznej i emisji dwutlenku węgla występują dodatkowe niedoskonałości wpływające w szczególności na zachęty do inwestowania w technologie niskoemisyjne, takie jak brak możliwości długoterminowego zabezpieczenia (dotyczy to w szczególności czystych technologii, które są kapitałochłonne ze względu na ich ekspozycję na zmienne strumienie dochodów), niewystarczające uwzględnienie negatywnych efektów zewnętrznych gazów cieplarnianych (np. odzwierciedlone ceną emisji dwutlenku węgla w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) poniżej społecznego kosztu emisji dwutlenku węgla oraz brakiem długoterminowego przewidywalnego sygnału cenowego dotyczącego emisji dwutlenku węgla ze względu na zmienność strukturalną EU ETS) oraz brak zachęt do inwestowania w zróżnicowany koszyk energetyczny wynikający z faktu, że to elektrownie oparte na paliwach kopalnych (gazie) wyznaczają cenę na rynkach energii elektrycznej, co zapewnia im naturalne zabezpieczenie.
- c) Po trzecie, Belgia twierdzi, że inwestycje w energetykę jądrową wiążą się z szeregiem specyficznych rodzajów ryzyka, przed którymi inwestorom komercyjnym szczególnie trudno się zabezpieczyć lub którymi jest im trudno zarządzać, takich jak: (i) ryzyko techniczne i ryzyko związane z zarządzaniem projektami; (ii) ryzyko związane z gospodarowaniem odpadami i likwidacją oraz (iii) ryzyko regulacyjne i polityczne.
- (40) Belgia twierdzi, że z uwagi na te ogólne niedoskonałości rynków energii elektrycznej związane z inwestycjami w technologie niskoemisyjne, a także w świetle dodatkowego ryzyka, na jakie narażony jest operator elektrowni jądrowych, konieczne jest zaangażowanie rządu belgijskiego we wsparcie przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO. W związku z tym Belgia twierdzi, że celem zgłoszonego środka jest przewyższenie tych niedoskonałości rynku.

⁽³⁸⁾ Sprawozdanie roczne 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⁾ Bardziej szczegółowy opis niedoskonałości rynku znajduje się w motywach 23 i 24 decyzji o wszczęciu postępowania.

3.2. Zmiany środka wprowadzone przez Belgię w następstwie decyzji o wszczęciu postępowania

- (41) W odpowiedzi na wątpliwości wyrażone przez Komisję w decyzji o wszczęciu postępowania (zob. sekcja 3.8) Belgia zmieniła niektóre elementy środka.
- (42) Zmiany te dotyczą w szczególności:
- przeniesienia uprawnień decyzyjnych dotyczących modulacji ekonomicznych ze spółki joint venture zawartej pomiędzy państwem belgijskim a Electrabel, o nazwie BE-NUC (podmiotu, który będzie właścicielem 89,807 % jednostek LTO i który początkowo był zobowiązany umową do przeprowadzania modulacji za każdym razem, gdy zostaną spełnione warunki określone w umowach), na partnera umowy na świadczenie usług zarządzania energią („umowa EMSA”) (sprzedającego na rynku energię jądrową) oraz wprowadzenie do wynagrodzenia partnera umowy EMSA zachęt finansowych w celu dalszego zagwarantowania efektywnego wykorzystania dostępnych modulacji (zob. sekcja 3.3.1.5). W rezultacie zniesiono ustalony z góry próg modulacji wynoszący minus 20 EUR/MWh, ponieważ partner umowy EMSA będzie miał odpowiednie zachęty do decydowania, kiedy modulacja reaktora jądrowego jest najbardziej efektywna. Zmienioną strukturę wynagradzania uwzględniono również w zmienionej strategii składania ofert i zarządzania niezbilansowaniem („strategia BIS”);
 - wzmocnienia mechanizmu podziału ryzyka i korzyści („korekta z tytułu ryzyka cen rynkowych” lub „MPRA”), tak aby wsparcie finansowe było bardziej dostosowane do zmian cen rynkowych (poprzez korektę faktycznej stopy zwrotu z projektu) (zob. pkt 3.3.1.3.2);
 - ograniczenia kwoty płatności na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych i płatności z tytułu nakładów kapitałowych („płatności MOCP”) w celu uniknięcia nadmiernych kosztów płatności MOCP dla państwa belgijskiego (zob. pkt 3.3.1.3.3).
- (43) Wyżej wymienione zmiany przedstawiono szczegółowo w sekcji 3.3 niniejszej decyzji.

3.3. Szczegółowy opis komponentów środka

- (44) W niniejszej podsekcji opisano poszczególne komponenty pakietu wsparcia projektu LTO, w tym zmiany wprowadzone przez Belgię w następstwie wątpliwości Komisji wyrażonych w decyzji o wszczęciu postępowania (zob. sekcje 3.3.1, 3.3.2 i 3.3.3), a także alternatywne warianty finansowania wzięte pod uwagę przez Belgię (zob. sekcja 3.3.4).

3.3.1. Komponent 1: rozwiązania finansowe i strukturalne

- (45) Aby umożliwić finansowanie terminowego i bezpiecznego przedłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych, przewidziano zestaw mechanizmów wsparcia finansowego. Wszystkie środki cząstkowe w ramach komponentu 1 opisano szczegółowo w pozostałej części niniejszej sekcji.
- (46) W trakcie formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia przedstawiła uzasadnienie wszystkich części wsparcia finansowego:
- Belgia przypomina, że inwestycje w energetykę jądrową to duże inwestycje infrastrukturalne o stuletnim horyzoncie czasowym, które charakteryzują się znacznymi kosztami początkowymi i okresami budowy obciążonymi znacznym ryzykiem i niepewnością, a także długimi okresami zwrotu⁽⁴¹⁾. Ponieważ inwestycje komercyjne w aktywa jądrowe są narażone na niekontrolowane ryzyko o potencjalnie dużym wpływie związane z polityką, regulacjami i technologią, a ich struktura kosztów jest w przeważającej mierze stała, wyniki finansowe tych inwestycji są szczególnie wrażliwe na faktyczną dostępność i potencjalne przekroczenia kosztów. W związku z tym w przeszłości reaktory jądrowe były finansowane w kontekście własności publicznej lub wspierających ram regulacyjnych ograniczających ekspozycję na ryzyko i zapewniających długoterminowe zaangażowanie rządu.

⁽⁴¹⁾ Zob. Światowe Stowarzyszenie Jądrowe, „Financing Nuclear Energy”, 2 maja 2024 r., <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy>.

- b) W przypadku większości ostatnio dokonanych inwestycji w aktywa jądrowe finansowanie było wspierane za pomocą zestawu środków regulacyjnych mających na celu złagodzenie potencjalnego wpływu ryzyka rynkowego oraz specjalnych mechanizmów ograniczających ekspozycję na ryzyko związane z technologią jądrową, polityką i regulacjami. Na przykład niektóre projekty realizowano w ramach modelu regulowanej bazy aktywów („model RAB”) (⁴²), który Belgia uznaje za zapewniający wysoki poziom ochrony. Belgia zdecydowała się na zastosowanie dwukierunkowego kontraktu różnicowego. Aby zapewnić opłacalność ekonomiczną projektu, pakiet środków dotyczących projektu LTO został dostosowany do potrzeb przedmiotowej inwestycji w energetykę jądrową.
- c) Belgia wyjaśnia, że za pomocą środków przewidzianych w umowie w sprawie wynagradzania zamierza zapewnić dodatkowe zabezpieczenia w porównaniu z systemem opartym wyłącznie na kontrakcie na transakcje różnicowe, aby zapewnić ochronę przed potencjalną niewypłacalnością lub upadłością. Belgia wyjaśnia jednak, że:
- umowa w sprawie wynagradzania nie zabezpiecza wyników finansowych spółki JV, zwłaszcza w przypadku przedłużających się problemów z dostępnością lub znaczących przekroczeń kosztów, np. z powodu pewnych rodzajów ryzyka regulacyjnego, oraz
 - udziałowcy nadal będą narażeni na znaczne ryzyko i podatni na zachęty finansowe sprzyjające osiągnięciu wyników i zachowaniom zgodnym z rynkiem, co odróżnia ten model od typowych modeli RAB, które zazwyczaj zapewniają solidne gwarancje dotyczące zwrotu kosztów i zwrotu z inwestycji, a także wystarczające finansowanie i płynność.
- d) Belgia zauważa ponadto, że inwestycje w energetykę jądrową są szczegółowo kontrolowane przez instytucje finansowe i wymagają przeprowadzenia szeroko zakrojonego badania due diligence w celu dokonania oceny potencjalnego wpływu różnych rodzajów ryzyka i niepewności, a także krytycznego spojrzenia na ogólną strukturę projektu. Doświadczenia europejskie wskazują w szczególności, że pozyskanie finansowania dla inwestycji w energetykę jądrową jest szczególnie trudne w przypadku braku odpowiednich mechanizmów ochronnych (⁴³).

3.3.1.1. Umowa o wspólnych działaniach rozwojowych („JDA”)

- (47) Jak wspomniano w motywie 22, ze względu na napięty harmonogram ponownego uruchomienia LTO przed zawarciem ostatecznej transakcji operator elektrowni jądrowych Electrabel określił pewne działania rozwojowe niezbędne do ponownego uruchomienia LTO w terminie i spełnienia wymagań i oczekiwań organu ds. bezpieczeństwa oraz uzgodnił ich realizację z Belgią. Te działania rozwojowe zostały określone w umowie o wspólnych działaniach rozwojowych, ostatnio zmienionej 18 lipca 2024 r. (umowa JDA++) (⁴⁴).
- (48) W umowie JDA++ określono warunki, na jakich Belgia wstępnie sfinansuje koszty i wydatki Electrabel związane z działaniami rozwojowymi (⁴⁵) do czasu przyjęcia i wejścia w życie wszystkich wymaganych zmian legislacyjnych („warunek legislacyjny”). Wkrótce po spełnieniu warunku legislacyjnego (w dniu 15 lipca 2024 r.) Electrabel zaczął finansować własne koszty i wydatki związane z działaniami rozwojowymi i będzie to robił do momentu, gdy kwota finansowania zapewnionego przez Electrabel będzie równa kwocie wstępnego finansowania zapewnionego przez państwo belgijskie (co przewiduje się na początek 2025 r.), po czym Electrabel i państwo belgijskie będą finansować koszty i wydatki związane z działaniami rozwojowymi na zasadzie 50/50.

(⁴²) Modele RAB szczegółowo opisano w literaturze. Zob. na przykład 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, & al. „The proposed RAB financing method”, *Nuclear Consult* (2019).

(⁴³) Belgia twierdzi, że nawet w przypadku ustaleń dotyczących podziału ryzyka z państwem banki komercyjne nie są skłonne, a inwestorzy często niechętni, do angażowania się w aktywa jądrowe, tj. do podejmowania ryzyka związanego z dużymi inwestycjami w sektorze jądrowym w kontekście niepewnej polityki i regulacji oraz ryzyka technologicznego.

(⁴⁴) Działania rozwojowe opisane w załączniku 1 do umowy JDA++ dotyczą badań technicznych związanych głównie z koncepcją i starzeniem się instalacji, ulepszeń projektowych, kompetencji kadry zarządzającej, programów testów i kontroli, oceny oddziaływania na środowisko (w tym przygotowania niezbędnych dokumentów koncesyjnych i pozwoleń) oraz okresowych przeglądów bezpieczeństwa jednostek LTO.

(⁴⁵) Odpowiada to 89,807 % (tj. odsetkowi posiadanych udziałów w jednostkach LTO) całkowitych kosztów; pozostałe 10,193 % kosztów ponosi Luminus.

- (49) Belgia twierdzi, że wstępne finansowanie przez państwo belgijskie kosztów i wydatków związanych z działaniami rozwojowymi ogranicza się do kosztów i wydatków faktycznie poniesionych (lub które zostaną faktycznie poniesione) przez Electrabel, co odpowiada 89,807 % całkowitych kosztów działań rozwojowych. Ustanowiono mechanizm kontroli, a także proces „true-up” na koniec okresu obowiązywania umowy. Belgia twierdzi również, że zawarte w umowie JDA++ ustalenia dotyczące finansowania są zgodne z zasadą ceny rynkowej i stosunku wartości do ceny.

3.3.1.2. Spółka joint venture („spółka JV”) i finansowanie przez udziałowców

- (50) Państwo belgijskie dokona wraz z operatorem elektrowni jądrowych Electrabel inwestycji w spółkę joint venture („spółka JV”) o nazwie BE-NUC, która będzie właścicielem 89,807 % udziałów w jednostkach LTO (jak obecnie Electrabel). Pozostałe 10,193 % udziałów w jednostkach LTO pozostanie w rękach Luminus. Electrabel i państwo belgijskie będą posiadać po 50 % udziałów w BE-NUC i będą działać jako równorzędni udziałowcy pod względem wkładu finansowego (zapewnienie kapitału własnego i udzielenie pożyczek udziałowców) oraz udziału w zyskach ze sprzedaży energii elektrycznej. BE-NUC, jako współwłaściciel, poniesie 89,807 % kosztów inwestycji niezbędnych do przedłużenia eksploatacji, w związku z czym państwo belgijskie poniesie pośrednio 44,9035 % kosztów inwestycji związanych z projektem LTO. Pozostałe 10,193 % zostanie pokryte przez Luminus.
- (51) Electrabel jest i pozostanie jedynym operatorem dwóch reaktorów jądrowych na mocy umowy o eksploatacji i konserwacji („umowa O&M”, zob. sekcja 3.3.1.4). Spółka BE-NUC nie będzie operatorem elektrowni jądrowych, ale na podstawie umowy O&M będzie miała prawo do kontroli kosztów operacyjnych.
- (52) Belgia oświadczyła, że nie przewiduje możliwości zaciągnięcia długu zewnętrznego w celu sfinansowania projektu LTO. Projekt LTO zostanie w całości sfinansowany przez udziałowców za pomocą kapitału własnego i pożyczek udziałowców (patrz sekcja 3.3.1.2.2 poniżej).

3.3.1.2.1. Spółka joint venture

- (53) Zgodnie z etapami opisanymi w motywie 49 decyzji o wszczęciu postępowania państwo belgijskie nie zakupi udziałów we współwłasności w jednostkach LTO, ale nastąpi przeniesienie tych udziałów (w wyniku częściowego podziału odpowiednich aktywów) z Electrabel do spółki JV.
- (54) Electrabel przeniesie swoje prawa własności do 89,807 % udziałów w jednostkach LTO (wraz z powiązanymi zezwoleniami i wszelkimi innymi wymaganymi aktywami) na BE-NUC w zamian za przekazanie udziałów w BE-NUC spółce Engie (będącej w tym czasie jedynym udziałowcem Electrabel). Wkład Electrabel w BE-NUC zostanie wyceniony na podstawie wartości złomowej budynku, wartości gruntu oraz wartości instalacji związanych z nieruchomością, jak opisano w motywie 51 decyzji o wszczęciu postępowania.
- (55) Ta wycena wkładu Electrabel przekłada się na cenę zakupu wynoszącą 24,7 mln EUR (z zastrzeżeniem korekt), którą państwo belgijskie ma zapłacić za nabycie nowych udziałów i utrzymanie 50 % udziałów w BE-NUC. Rada dyrektorów BE-NUC zwróci się do biegłego rewidenta o przygotowanie sprawozdania dotyczącego wkładu rzeczowego, oceniającego w szczególności zastosowaną wycenę i wykorzystane w tym celu metody wyceny.
- (56) Belgia twierdzi, że wycena aktywów nie ma wpływu na analizę scenariusza kontrfaktycznego i przedstawiła dowody na to, że przeniesienie aktywów (budynków i gruntów) w ramach projektu LTO jest neutralne. Według Belgii stosowanie zachowawczych metod wyceny aktywów (opartych na wartości złomowej lub wartości godziwej) gwarantuje, że Engie nie czerpie żadnych korzyści z przeniesienia aktywów.
- (57) Ponadto instalacje związane z nieruchomością odpowiadają urządzeniom LTO, które zostały zakupione na potrzeby świadczenia usług LTO, usług eksploatacji i konserwacji oraz usług dotyczących wspólnej działalności rozwojowej i które zostały zainstalowane oraz włączone do jednostek LTO przed częściowym podziałem aktywów. Ze względu na przepisy belgijskiego prawa nieruchomościowego oraz w celu uniknięcia podwójnego rozliczania te konkretne urządzenia LTO nie są rozliczane bezpośrednio, ale są uwzględniane w częściowym podziale wraz z gruntami i budynkami. Ponadto Belgia potwierdza, że powiązane przepływy pieniężne związane z tymi urządzeniami LTO zostały już uwzględnione w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania.

- (58) Electrabel, rząd belgijski i BE-NUC zawarli umowę udziałowców określającą zasady ładu korporacyjnego w BE-NUC i prawa każdego z udziałowców. Zgodnie z tą umową rada dyrektorów BE-NUC składa się z czterech dyrektorów, z których dwóch jest mianowanych na wniosek rządu belgijskiego, a dwóch na wniosek Electrabel. Dyrektorzy pełniący funkcję prezesa i dyrektora finansowego BE-NUC będą zawsze mianowani przez rząd belgijski. Kworum w radzie dyrektorów stanowi zwykła większość, a uchwały podejmuje się zwykłą większością głosów. Wprowadzono przepisy dotyczące konfliktu interesów.
- (59) Jak wspomniano w motywie 55 decyzji o wszczęciu postępowania, aktywa pozaeuropejskie będące obecnie w posiadaniu Electrabel zostaną przeniesione do Engie. Engie, będąca spółką dominującą Electrabel, gwarantuje, że w momencie sfinalizowania transakcji w Electrabel pozostaną aktywa o wartości co najmniej 4 mld EUR (w oparciu o wartość kapitału własnego obliczoną na dzień 30 czerwca 2023 r.). Ponadto po sfinalizowaniu transakcji zastosowanie mają inne zabezpieczenia, takie jak ciągłe i wzmacnione monitorowanie sytuacji finansowej operatora elektrowni jądrowych przez CPN/CNV oraz nieograniczona i nieodwołalna gwarancja spółki dominującej udzielona przez Engie w odniesieniu do niektórych zobowiązań operatora elektrowni jądrowych.
- (60) Belgia dowodzi, że spółka JV stanowi inwestycję na zasadzie równorzędności, ponieważ obaj udziałowcy przystępują do tej spółki na równych warunkach i jako udziałowcy ponoszą takie samo ryzyko i czerpią takie same korzyści.

3.3.1.2.2. Finansowanie przez udziałowców: zastrzyk kapitału własnego i pożyczki udziałowców

- (61) Rola państwa belgijskiego jako udziałowca zakłada m.in. finansowanie nakładów inwestycyjnych (CAPEX) i kosztów operacyjnych (OPEX) BE-NUC, zarządzanie udziałami i wykonywanie praw udziałowców (np. praw głosu) oraz zapewnienie wsparcia w postaci dwóch dyrektorów BE-NUC mianowanych na wniosek państwa belgijskiego (zob. motyw 58).
- (62) Wkład na poczet kapitału zakładowego składa się z:
- zastrzyku kapitału własnego: rząd belgijski i Electrabel, jako udziałowcy BE-NUC, zapewnią BE-NUC kapitał własny poprzez podwyższenie kapitału zakładowego w celu sfinansowania wszelkich kosztów przewidzianych w umowie udziałowców oraz
 - pożyczek udziałowców: Electrabel i rząd belgijski udzielią BE-NUC pożyczek udziałowców (odpowiednio „pożyczka spółki Electrabel” i „pożyczka rządu Belgii”) w celu sfinansowania wszelkich wydatków przewidzianych w umowie udziałowców.
- (63) Belgia wyjaśnia, że warunki pożyczki spółki Electrabel i pożyczki rządu Belgii są identyczne. Obie pożyczki udziałowców zostaną udzielone na warunkach rynkowych, z zastosowaniem stóp procentowych, które nie zostały jeszcze ustalone, ale – jak przewidziano w umowach w sprawie pożyczek udziałowców – zostaną ustalone przez zarząd BE-NUC zgodnie z umową udziałowców w oparciu o obowiązujące stopy rynkowe i wszelkie porównywalne finansowanie dłużne przez strony trzecie, które może być dostępne w danym momencie. W ramach procedury uzgodnionej między rządem belgijskim a spółką Engie ta ostatnia przygotowała dokument określający warunki obu pożyczek udziałowców. W dokumencie tym opisano metodykę ustalania stopy procentowej. Zdaniem Belgii metodyka ta jest zgodna z polityką Engie w zakresie ustalania cen transferowych w odniesieniu do pożyczek i z zasadą OECD dotyczącą BEPS⁽⁴⁶⁾, zapewniającą, że stopa procentowa jest ustalana na warunkach rynkowych. Zgodnie z dokumentem określającym warunki pożyczek stopa procentowa ma być stopą zmienną, ustaloną na poziomie 6-miesięcznej stopy EURIBOR (z dolnym progiem wynoszącym 0 %) powiększonej o oczekiwaną marżę w wysokości około [0–3] %.
- (64) Belgia wskazuje, że zastosowanie pożyczki udziałowców obok zastrzyku kapitałowego wynika ze względów finansowych i transakcyjnych. Z jednej strony udzielenie pożyczki udziałowców zapewnia większą elastyczność w opracowywaniu harmonogramu wykorzystania środków i spłat. W szczególności postanowienia dotyczące spłaty pożyczki mogą być uzgadniane przy mniejszych ograniczeniach regulacyjnych niż wypłaty dywidendy lub spłaty kapitału własnego. Z drugiej strony, pożyczka może zoptymalizować strukturę finansową w odniesieniu do dochodu podlegającego opodatkowaniu (do 30 % EBITDA podlega umorzeniu na potrzeby odliczenia odsetek).

⁽⁴⁶⁾ BEPS oznacza erozję bazy podatkowej (zmniejszenie dochodu podlegającego opodatkowaniu (lub podstawy opodatkowania) w danym kraju) i przenoszenie zysków (przerzucanie zysków do krajów, w których podatki są znacznie niższe lub nie istnieją). Zasady OECD dotyczące BEPS oznaczają zestaw międzynarodowych wytycznych mających na celu przeciwdziałanie unikaniu opodatkowania przez przedsiębiorstwa wielonarodowe. Gwarantują one, że przedsiębiorstwa płacą podatki tam, gdzie faktycznie osiągają zyski i prowadzą rzeczywistą działalność gospodarczą, zamiast przenosić zyski do krajów o niskich stawkach podatkowych.

- (65) Ze wstępnych obliczeń zawartych w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania wynika, że łączny wkład w kapitał zakładowy (zastrzyk kapitału własnego i pożyczki udziałowców) wynosi [2 000–2 500] mln EUR ⁽⁴⁷⁾ z czego 89,807 % zostanie wniesione przez rząd belgijski i Electrabel na równorzędnych warunkach w [...] ratach od [...] do [...] w celu sfinansowania między innymi nakładów inwestycyjnych projektu LTO (pozostałe 10,193 % zostanie wniesione przez Luminus). Wkład w kapitał zakładowy ma zostać zwrócony udziałowcom BE-NUC poprzez serię obniżek kapitału zakładowego i spłatę pożyczek udziałowców oraz ma zostać wynagrodzony poprzez wypłatę dywidend i odsetek od pożyczek udziałowców. Nie podjęto jeszcze decyzji, jaką część wkładu w kapitał zakładowy ([2 000–2 500] mln EUR) będzie stanowił zastrzyk kapitału własnego, a jaką pożyczki udziałowców.
- (66) Belgia twierdzi, że zobowiązania udziałowców w zakresie finansowania i pożyczek udziałowców można uznać za finansowanie na zasadzie równorzędności oraz że pożyczka udziałowców zostanie udzielona na warunkach rynkowych, tak aby finansowanie przez udziałowców nie przysporzyło selektywnej korzyści beneficjentom.

3.3.1.3. Umowa w sprawie wynagradzania

- (67) Umowa w sprawie wynagradzania została zawarta między BE-NUC, Luminus i kontrahentem umowy w sprawie wynagradzania, który będzie autonomiczną jednostką w strukturze państwa belgijskiego, posiadającą niezależność księgową („BE-WATT”). Umowa w sprawie wynagradzania ma rozwiązać problem niepewności dotyczącej cen rynkowych i zmniejszyć ryzyko związane z przychodami z projektu LTO dla właścicieli jednostek LTO, BE-NUC i Luminus. W związku z tym BE-NUC i Luminus powinny otrzymywać wystarczające przychody z działalności jednostek LTO, aby zapewnić ich bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie oraz rentowność, a jednocześnie umożliwić udziałowcom osiągnięcie wymaganego zwrotu z inwestycji na poziomie rynkowym.
- (68) W szczególności Belgia wyjaśnia, że zasady finansowania transakcji są następujące:
- a) Wymogi dotyczące nakładów inwestycyjnych na projekt LTO są finansowane głównie przez udziałowców BE-NUC na zasadzie równorzędności (oraz przez Luminus proporcjonalnie do jego współwłasności), poprzez kapitał własny i pożyczki udziałowców (patrz sekcja 3.3.1.2).
 - b) Koszty operacyjne i koszty utrzymania projektu LTO są finansowane przede wszystkim z przychodów operacyjnych LTO, przy czym strumień przychodów operacyjnych jest zabezpieczony poprzez kontrakt na transakcje różnicowe (w zakresie, w jakim jednostki LTO są dostępne) (zob. sekcja 3.3.1.3.2). Kurs wykonania kontraktu na transakcje różnicowe szacuje się na poziomie, który pozwala osiągnąć oczekiwaną wewnętrzną stopę zwrotu („IRR”) z przepływów pieniężnych w ramach projektu LTO na poziomie docelowym wynoszącym 7 % (nominalnie i po opodatkowaniu), w granicach przedziału 6–8 % (zob. sekcja 3.3.1.3.1).
 - c) Płatności MOCP i „pożyczki na pokrycie kosztów w okresie wyłączenia” („pożyczki SDC”) uzupełniają przychody operacyjne LTO i obejmują środki ochronne mające na celu zapewnienie, aby BE-NUC przez cały czas dysponowało wystarczającą płynnością, by pokryć koszty operacyjne, koszty konserwacji i koszty paliwa, umożliwiając bezpieczną i niezawodną eksploatację jednostek LTO.
 - Pożyczki SDC mają służyć do sfinansowania kosztów poniesionych przed ponownym uruchomieniem jednostek LTO oraz zapewnienia wystarczającej ilości środków pieniężnych w trzyletnim okresie rozruchu (do 31 grudnia 2028 r.), kiedy to wciąż konieczne będzie wykonywanie istotnych prac, a jednostki LTO nie będą mogły działać z pełną wydajnością.
 - Płatności MOCP uruchamia się jedynie w przypadku (znacznie) ograniczonej dostępności jednostek LTO, zapewniając w ten sposób długoterminową stabilność finansową przez cały okres przedłużenia eksploatacji. Instrument finansowania kapitału obrotowego („instrument WCF”) pełni funkcję śródrocznego pomostu do rocznych płatności MOCP.
- (69) Mechanizmy wsparcia finansowego (kontrakt na transakcje różnicowe, płatności MOCP i pożyczki SDC) wyjaśniono bardziej szczegółowo w sekcjach 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 i 3.3.1.3.4 poniżej.

⁽⁴⁷⁾ Bez VAT. Dane w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania nie uwzględniają VAT.

3.3.1.3.1. Stopa zwrotu z projektu LTO

- (70) Ogólnie rzecz biorąc, (docelowa) wewnętrzna stopa zwrotu jest minimalnym poziomem zwrotu, który inwestorzy akceptują jako rekompensatę za pewien poziom ryzyka w projekcie inwestycyjnym. Docelowa wewnętrzna stopa zwrotu jest często nazywana „stopą progową”, czyli wartością, którą wewnętrzna stopa zwrotu musi osiągnąć lub przekroczyć, aby projekt został zrealizowany. Teoretycznie stopa progowa jest równa sumie kosztu kapitału (np. średniego ważonego kosztu kapitału lub „WACC”) i premii z tytułu ryzyka. Innymi słowy, jest to połączenie stóp zwrotu z porównywalnych projektów/aktywów i korekt mających na celu dostosowanie do konkretnego profilu ryzyka, w tym premii specyficznych dla danego projektu w celu pokrycia dodatkowego ryzyka niepodlegającego dywersyfikacji.
- (71) W niniejszej sprawie łączne uśrednione koszty wytworzenia energii („LCOE”) odpowiadają minimalnemu poziomowi średniej ceny energii elektrycznej (lub kursowi wykonania kontraktu na transakcje różnicowe), który należy uzyskać, aby projekt LTO osiągnął docelową wewnętrzną stopę zwrotu. Jak wspomniano w motywie 72 decyzji o wszczęciu postępowania, wstępny kurs wykonania w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania, oparty na założeniu, że koszt modernizacji jednostek LTO wyniesie około [2–2,5] mld EUR, ustalono na poziomie [80–90] EUR/MWh (w wartościach z 2022 r.). Belgia twierdzi, że przy uwzględnieniu zastosowania (wzmocnionego) mechanizmu podziału ryzyka i korzyści (MPRA) kurs wykonania, oparty na modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania, może wahać się od [80–90] EUR/MWh do [80–90] EUR/MWh (w wartościach z 2022 r.).
- (72) Belgia dowodzi, że biorąc pod uwagę ekspozycję projektu LTO na ryzyko, docelowa wewnętrzna stopa zwrotu jest stopą zachowawczą. Powołuje się przy tym na: (i) analizę porównawczą stóp zwrotu z innych inwestycji w energetykę jądrową na całym świecie i innych aktywów sektora energetycznego w Belgii (zob. sekcja 3.3.1.3.1.1), (ii) ocenę kosztu kapitału BE-NUC (zarówno WACC, jak i kosztu kapitału własnego) w oparciu o model wyceny CAPM (zob. sekcja 3.3.1.3.1.2) oraz (iii) symulację oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu skorygowanej o MPRA w świetle zaktualizowanych okoliczności rynkowych, która pokazuje, że oczekiwana wewnętrzna stopa zwrotu z projektu LTO zmniejszyła się w porównaniu z momentem negocjacji porozumienia wykonawczego (zob. sekcja 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Analiza porównawcza

- (73) Belgia przedstawiła międzynarodową analizę porównawczą docelowych stóp zwrotu i kosztu kapitału dla przedsiębiorstw eksploatujących elektrownie jądrowe w różnych regionach geograficznych, a także elektrowni gazowych wynagradzanych w ramach belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych oraz przedsiębiorstw obsługujących inne rodzaje infrastruktury przesyłu i magazynowania energii w Belgii. Analizę porównawczą dopracowano po przyjęciu decyzji o wszczęciu postępowania, w szczególności w odniesieniu do dokładniejszego opisu charakteru ram regulacyjnych i ewentualnych dodatkowych programów mających wpływ na podział ryzyka dla rozważanych przedsiębiorstw i projektów. Tabela 3 zawiera przegląd publicznie dostępnych szacunków dotyczących docelowej stopy zwrotu lub WACC dla projektów i przedsiębiorstw objętych analizą porównawczą.

Tabela 3

Publicznie dostępne szacunki WACC dla projektów/przedsiębiorstw objętych analizą porównawczą

Rozpatrywane przedsiębiorstwo/ projekt i własność	Ramy regulacyjne i odpowiedni okres	Docelowa stopa zwrotu po opodatkowaniu/WACC i rok wydania decyzji ⁽¹⁾	Premia powyżej stopy zwrotu wolnej od ryzyka ⁽²⁾
Zintegrowane pionowo amerykańskie przedsiębiorstwa użyteczności publicznej (Georgia Power i Duke Energy), będące w większości własnością prywatną	Model RAB (trzyletni okres obejmujący lata 2023–2025 w przypadku Georgia Power, od 2023 r. w przypadku Duke Energy w Karolinie Południowej, od 2024 r. w przypadku Duke Energy w Karolinie Północnej (rok zakończenia może ulec zmianie))	6,36–7,06 % (2022 i 2023)	2,8–4,2 %

Rozpatrywane przedsiębiorstwo/ projekt i własność	Ramy regulacyjne i odpowiedni okres	Docelowa stopa zwrotu po opodatkowa- niu/WACC i rok wydania decyzji ⁽¹⁾	Premia powyżej stopy zwrotu wolnej od ryzyka ⁽²⁾
Państwowe kanadyjskie przedsiębiorstwo użyteczności publicznej OPG (portfel wytwórczy obejmujący m.in. elektrownie jądrowe i wodne)	Model RAB (5-letni okres obejmujący lata 2022–2026)	5,6 % (2021)	3,5–4,3 %
Odnowiona kanadyjska elektrownia jądrowa Bruce A, będąca własnością prywatną	Dwukierunkowy kontrakt różnicowy z kursem wykonania opartym na docelowej IRR (umowa na 25 lat, od wznowienia działalności)	10,6–13,8 % (2007)	6,0–9,7 %
Nowa elektrownia jądrowa Hinkley Point C (Zjednoczone Królestwo), brak własności państwa brytyjskiego	Dwukierunkowy kontrakt różnicowy z kursem wykonania opartym na docelowej IRR (umowa na 35 lat, od uruchomienia)	9,25–9,75 % (2014)	5,8–7,5 %
Nowa węgierska elektrownia jądrowa Paks II, budowa w 100 % sfinansowana przez państwo	Wynagrodzenie oparte na zasadach rynkowych, wsparcie państwa na sfinansowanie 100 % nakładów inwestycyjnych	7,38–8,4 % (2017)	3,9–5,2 %
Istniejące francuskie aktywa jądrowe EDF, EDF jest w 100 % własnością państwa	Częściowa regulacja cen (ARENH – w trakcie przeglądu); w większości narażone na ryzyko rynkowe do 2026 r., później brak informacji	7,6 % (2022)	4,9–6,2 %
Rozbudowa belgijskiego reaktora jądrowego Tihange 1 – brak własności państwa belgijskiego	Wynagrodzenie oparte na zasadach rynkowych z podatkiem od nieoczekiwanych zysków (do 2025 r.)	9,3 % (2013)	5,9–6,9 %
Belgijski mechanizm zdolności wytwórczych (elektrownie gazowe)	Umowa dotycząca zdolności wytwórczych (do 15 lat w przypadku nowo wybudowanych zdolności wytwórczych)	7,6–8,6 % (2023) ⁽³⁾	5,5–6,5 %

Źródło: Memo Compass Lexecon, 29 listopada 2024 r., „SA.106107 BE - Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment”.

- (¹) W niektórych przypadkach decyzja regulacyjna dotycząca danego przedsiębiorstwa/projektu odnosi się do docelowej stopy zwrotu (np. na potrzeby ustalenia kursu wykonania kontraktu na transakcje różnicowe) lub WACC (np. zgodnie z modelem RAB w celu określenia dozwolonych przychodów). Dla każdego rozpatrywanego przedsiębiorstwa/projektu przedstawiono stopę zwrotu lub WACC uwzględnione w odpowiednim systemie regulacyjnym. Rok w nawiasach odnosi się do roku, w którym dokonano oceny/podjęto decyzję w sprawie docelowej stopy zwrotu/WACC.
- (²) W celu zapewnienia porównywalności wyników skupiamy się na premii powyżej stopy zwrotu wolnej od ryzyka, tj. różnicy między oszacowaną docelową stopą zwrotu po opodatkowaniu/WACC a aktualną stopą zwrotu wolną od ryzyka (premia powyżej stopy zwrotu wolnej od ryzyka na dzień oszacowania/podjęcia decyzji przez organ regulacyjny dotyczącej rozpatrywanego składnika aktywów/przedsiębiorstwa).
- (³) WACC po opodatkowaniu obliczono na podstawie właściwego dla danej technologii rzeczywistego WACC przed opodatkowaniem (zaproponowanego przez CREG i Elia, ustalonego przez ministra energii) stosowanego do określenia parametrów aukcyjnych mechanizmu zdolności wytwórczych.

- (74) Tabela 4 zawiera przegląd elementów ograniczających ryzyko w projektach lub przedsiębiorstwach objętych analizą porównawczą.

Tabela 4

Elementy ograniczające ryzyko w projektach/przedsiębiorstwach objętych analizą porównawczą

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	Belgijski mechanizm zdolności wytwórczych	Istniejące francuskie aktywa jądrowe EDF	Paks II	Jednostki LTO	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy South Carolina i North Carolina
Portfel/ryzyko	4 odnowione jednostki jądrowe	1 odnowiona jednostka jądrowa	1 nowa elektrownia jądrowa (2 bloki)	/	Flota jądrowa (57 jednostek)	1 nowa elektrownia jądrowa (2 bloki)	2 odnowione jednostki jądrowe	Odnowione jednostki jądrowe i elektrownie wodne	Zintegrowane pionowo, w tym sieci, energia jądrowa i inne technologie.
Konstrukcja	Korekta kursu wykonania	-	-	-	-	W 100 % finansowane przez państwo + kwota ryczałtowa EPC	Korekta kursu wykonania	RAB	RAB
Rynek	Dwukierunkowy kontrakt różnicowy	-	Dwukierunkowy kontrakt różnicowy	Umowa dotycząca zdolności wytwórczych	ARENH (częściowa regulacja cen)	-	Dwukierunkowy kontrakt różnicowy	RAB	RAB
Transakcja	Indeksacja/korekta kursu wykonania; przeniesienie kosztów paliwa	-	Indeksacja/korekta kursu wykonania	-	-	-	Indeksacja/korekta kursu wykonania+ MOCP	RAB	RAB
Finansowanie	-	-	Gwarancja kredytowa	Umowa dotycząca zdolności wytwórczych	Własność państwa	W 100 % finansowane przez państwo	MOCP/pożyczka SDC	RAB	RAB
Polityka	-	Ochrona prawna	Ochrona prawna	-	Własność państwa	W 100 % finansowane przez państwo	Ochrona prawna	RAB	RAB

Źródło: Memo Compass Lexecon, 29 listopada 2024 r., „SA.106107 BE - Prolongation of two nuclear reactors - Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment”.

(*) Compass Lexecon zauważa, że nie jest w stanie ocenić dokładnego profilu ryzyka w oparciu o ramy regulacyjne dla przedsiębiorstw użyteczności publicznej ze Stanów Zjednoczonych i Kanady, ponieważ nie ma dostępu do szczegółowych informacji.

(75) Według Belgii analiza porównawcza uwypukla trzy elementy:

- a) regulowane przedsiębiorstwa i projekty objęte analizą nie są bezpośrednio porównywalne z BE-NUC, ponieważ różnią się one pod względem ram regulacyjnych/systemu finansowania i wynikającego z tego podziału ryzyka lub ponieważ obejmują inne rodzaje aktywów (co dywersyfikuje i zmniejsza ryzyko związane z energią jądrową). Nie ma bezpośrednio porównywalnego przedsiębiorstwa, ale analiza porównawcza obejmuje wybór przedsiębiorstw i projektów o odpowiednich cechach indywidualnych, takich jak położenie geograficzne, technologia aktywów, istniejące/nowe aktywa, rynek oraz ramy regulacyjne/ramy wsparcia. Te porównywalne przedsiębiorstwa i projekty nie przypominają jednak pod każdym względem BE-NUC. Pomimo tych ograniczeń analiza nadal dostarcza istotnych informacji na potrzeby oceny parametrów wynagradzania (docelowa stopa zwrotu/WACC), z uwzględnieniem specyfiki każdego przedsiębiorstwa lub projektu oraz powiązanych profili ryzyka. W związku z tym przedstawioną analizę porównawczą należy rozumieć jako istotną dla oceny i kontekstualizacji rozsądnych rynkowych zakresów parametrów wynagrodzenia;
- b) analiza porównawcza wykazała, że premie powyżej stopy wolnej od ryzyka zmniejszają się wraz z dywersyfikacją portfela, niższą ekspozycją na ryzyko (związane z budową, rynkiem, eksploatacją, finansowaniem i polityką) oraz ewentualnie charakterem właściciela/operatora, przy czym istniejące przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, państwowe lub finansowane przez państwo mogą potencjalnie korzystać z niższych kosztów finansowania (zob. tabela 3 i tabela 4).
 - W dolnej części zestawienia znajdują się północnoamerykańskie przedsiębiorstwa użyteczności publicznej (OPG, Georgia Power i Duke Energy), które posiadają zdywersyfikowane portfele aktywów i podlegają modelowi RAB zapewniającemu kompleksowe zabezpieczenie ryzyka i które charakteryzują się stosunkowo niskimi premiami powyżej stopy wolnej od ryzyka (około 2,8–4,3 %).
 - Elektrownia jądrowa Paks II i istniejąca flota jądrowa EDF charakteryzują się wyższymi premiami (około 3,9–6,2 %). Ich wynagrodzenie jest przynajmniej częściowo komercyjne, a za aktywa uznaje się wyłącznie elektrownie jądrowe. Własność państwa/finansowanie przez państwo może jednak w pewnym stopniu obniżyć koszty finansowania.
 - Nowe elektrownie gazowe objęte belgijskim mechanizmem zdolności wytwórczych charakteryzują się stosunkowo wysoką premią z tytułu ryzyka (5,5–6,5 %). Te nowo wybudowane elektrownie ciepłe są narażone na ryzyko związane z budową, eksploatacją i polityką, natomiast ryzyko rynkowe jest zazwyczaj ograniczone ze względu na wieloletnie umowy i płatności dotyczące zdolności wytwórczych.
 - W górnej części zestawienia znajduje się pojedyncza jednostka jądrowa Tihange 1. Charakteryzuje się ona wysoką premią (5,9–6,9 %), która wynika z ponoszenia przez właścicieli ryzyka inwestycyjnego i operacyjnego przy niepewnych przychodach rynkowych i ograniczonej możliwości wzrostu rynku. Hinkley Point C również charakteryzuje się stosunkowo wysoką premią (5,8–7,5 %), co można wyjaśnić charakterem aktywów (nowa pojedyncza elektrownia jądrowa) oraz znacznym ryzykiem związanym z budową/eksploatacją ponoszonym przez udziałowców pomimo kontraktu na transakcje różnicowe i innych zabezpieczeń. Podobnie premia z tytułu ryzyka jest stosunkowo wysoka (6,0–9,7 %) w przypadku podmiotu zajmującego się wyłącznie energią jądrową Bruce Power, który jest prywatnym przedsiębiorstwem korzystającym z kontraktu na transakcje różnicowe (w tym z innych systemów podziału ryzyka). Należy jednak wziąć pod uwagę, że wynagrodzenie dla tej elektrowni ustalono w 2007 r. w innym kontekście finansowym i rynkowym;
- c) ogólnie rzecz biorąc, Belgia wskazuje, że ekspozycja BE-NUC na ryzyko w jego różnych aspektach plasuje się pomiędzy ekspozycją na ryzyko aktywów i przedsiębiorstw użyteczności publicznej korzystających z modelu RAB a ekspozycją na ryzyko przedsiębiorstw korzystających z kontraktu na transakcje różnicowe lub innych rodzajów wynagrodzenia rynkowego. W przypadku BE-NUC docelowa nominalna wewnętrzna stopa wzrostu po opodatkowaniu („IRR projektu”) wynosząca 7 % (i jej zakres progowy od 6 % do 8 %) oznacza premię w wysokości 3–5 %, biorąc pod uwagę średnią stopę wolną od ryzyka wynoszącą około 3 %. Z dowodów empirycznych wynika, że zakładana w umowie w sprawie wynagradzania premia wynikająca z IRR projektu mieści się w dolnej granicy wymogów inwestora w odniesieniu do projektów/przedsiębiorstw objętych analizą porównawczą i jest bliska premii oszacowanych dla zdywersyfikowanych aktywów użyteczności publicznej objętych systemami RAB, które są mniej narażone na ryzyko związane z energetyką jądrową i charakteryzują się mniejszym ryzykiem utraty inwestycji i zwrotu.

- (76) W związku z tym Belgia uważa, że docelowy poziom IRR projektu wynoszący 6–8 % mieści się w prawdopodobnym zakresie rynkowych zwrotów, które nie będą skutkować nadmierną rekompensatą.

3.3.1.3.1.2. Porównanie docelowej wewnętrznej stopy zwrotu z kosztem kapitału BE-NUC

- (77) Aby potwierdzić, czy docelowa wewnętrzna stopa zwrotu wynosząca 7 % mieści się w prawdopodobnym zakresie zwrotów zgodnych z zasadami rynkowymi, oprócz analizy porównawczej Belgia przedstawiła ocenę kosztu kapitału za pomocą dwóch wskaźników: WACC i nielewarowanego kosztu kapitału własnego, biorąc pod uwagę, że BE-NUC nie jest finansowane z zadłużenia.
- (78) Uzyskane przez Belgię szacunki dotyczące WACC i nielewarowanego kosztu kapitału własnego mieszczą się w przedziale od 6,2 % do 7,4 % (co przekłada się na premię z tytułu ryzyka dla projektu w wysokości 3,1–4,3 % powyżej stopy wolnej od ryzyka). Według Belgii świadczy to i potwierdza, że docelowa wewnętrzna stopa wzrostu wynosząca 7 % jest proporcjonalna i nie prowadzi do nadmiernej rekompensaty. W poniższych sekcjach wyjaśniono bardziej szczegółowo, w jaki sposób oszacowano przedział WACC i kosztu kapitału własnego.

3.3.1.3.1.2.1. Oszacowanie WACC dla projektu LTO

- (79) Pierwszym wskaźnikiem służącym do szacowania kosztu kapitału jest WACC, który odpowiada minimalnej stopie zwrotu, jaką projekt musi zaoferować, aby przyciągnąć kapitał. Ta minimalna stopa zwrotu odpowiada zwrotowi, jaki potencjalni inwestorzy mogliby uzyskać, gdyby zdecydowali się zainwestować w inny projekt o równoważnych cechach pod względem przepływów pieniężnych, harmonogramu i ryzyka. WACC po opodatkowaniu oblicza się przy użyciu następującego wzoru:

$$\text{WACC} = w_E * (\text{stopa wolna od ryzyka} + \beta_E * \text{premia z tytułu ryzyka kapitałowego}) + (1 - w_E) * \text{koszt obsługi długu po opodatkowaniu}$$

w_E : udział finansowania kapitałowego

β_E : lewarowany współczynnik beta kapitału własnego, tj. narażenie przedsiębiorstwa na ryzyko systemowe

- (80) WACC jest zatem sumą (i) kosztu kapitału własnego ważonego proporcjonalnie do wartości rynkowej kapitału własnego w całkowitym kapitale (w_E) oraz (ii) kosztu obsługi długu (po opodatkowaniu) ważonego udziałem wartości rynkowej długu w łącznym kapitale ($1 - w_E$). Koszt kapitału własnego oblicza się na podstawie kapitałowego modelu wyceny aktywów („CAPM”), standardowego modelu pomiaru zwrotu wymaganego przez inwestora w celu pokrycia kosztu alternatywnego wartości pieniądza w określonym horyzoncie inwestycyjnym (stopa wolna od ryzyka) oraz ekspozycji na ryzyko rynkowe⁽⁴⁸⁾. Ekspozycję na ryzyko rynkowe odzwierciedla lewarowany współczynnik beta kapitału własnego ($\beta_{\text{xD835_xDC38}}$). Ze względu na zmienność parametrów dane wejściowe do modelu CAPM obliczono w przedziałach.
- (81) Jeżeli chodzi o obliczenie lewarowanego współczynnika beta kapitału własnego, Belgia twierdzi, że ponieważ spółka JV jest nową spółką prywatną posiadającą dwie istniejące jednostki LTO w sektorze jądrowym o przewidywanym okresie eksploatacji wynoszącym 10 lat, jej współczynnika beta nie można obliczyć na podstawie danych rynkowych lub historycznych, a zatem należy go oszacować, wykorzystując grupę porównywalnych spółek notowanych na giełdzie. Zważywszy jednak na fakt, że nie ma porównywalnych przedsiębiorstw użyteczności publicznej, które w 100 % zajmują się wytwarzaniem energii jądrowej, Belgia wzięła pod uwagę próbę pięciu notowanych na giełdzie europejskich przedsiębiorstw użyteczności publicznej, które w największym stopniu zajmują się działalnością jądrową, tj. porównywalnych projektów, w których 15–65 % energii wytwarza się w elektrowniach jądrowych, w ramach zróżnicowanego portfela (zob. tabela 5).

⁽⁴⁸⁾ Model CAPM jest powszechnie uznawany i akceptowany w literaturze naukowej i przez praktyków z branży jako solidne podejście do szacowania kosztu kapitału własnego.

Tabela 5

Wartości wskaźnika beta aktywów dla porównywalnych przedsiębiorstw użyteczności publicznej o różnym zaangażowaniu w energetykę jądrową

Przedsiębiorstwo	Udział koszyka jądrowego 2022/23	Wartości wskaźnika beta aktywów (nielewarowane)
Grupa ČEZ	[60–70] %	[0,40–1,00]
Fortum Oyj	[50–60] %	[0,40–1,00]
UPM-Kymmene Oyj	[40–50] %	[0,40–1,00]
Endesa, S.A.	[40–50] %	[0,40–1,00]
Iberdrola, S.A.	[10–20] %	[0,40–1,00]
Średnia arytmetyczna	-	[0,40–1,00]
Mediana	-	[0,40–1,00]

Źródło: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, 29 listopada 2024 r.

- (82) Belgia wyjaśniła, że każde z przedsiębiorstw użyteczności publicznej jest zdywersyfikowaną, notowaną na giełdzie spółką z sektora użyteczności publicznej, posiadającą znaczny udział w aktywach sieciowych regulowanych w modelu RAB lub wspieranych aktywach z zakresu odnawialnych źródeł energii, w przeciwieństwie do spółki JV, która jest podmiotem prywatnym zaangażowanym w 100 % w energetykę jądrową i podlegającym umowie w sprawie wynagrodzenia. W związku z tym ryzyko systemowe oszacowane na podstawie tych porównywalnych przedsiębiorstw prawdopodobnie zaniżyłoby ryzyko systemowe BE-NUC.
- (83) Belgia zastosowała do wzoru na WACC parametry z tabeli 6 i na podstawie tych oraz dodatkowych danych odnotowanych w całym 2023 r. obliczyła teoretyczny WACC mieszczący się w przedziale od 6,2 % do 7,4 %, co obejmuje premię w wysokości 3,1–4,3 % powyżej stopy wolnej od ryzyka.

Tabela 6

Oszacowanie WACC BE-NUC i kluczowe parametry bazowe

Parametr	Założenie/podejście	Szacunki (*)
Stopa wolna od ryzyka	Zakres rentowności 10-letnich belgijskich obligacji skarbowych (OLO) w 2023 r.	2,5–3,6 %
Premia z tytułu ryzyka kapitałowego	Szacunki ekspertów dotyczące dojrzałych rynków	4,6–6,0 %
Współczynnik beta (nielewarowany)	Mediana i średnia dla porównywalnych podmiotów	[0,40–1,00]-[0,40–1,00]
Założona dźwignia finansowa	Mediana i średnia dla porównywalnych podmiotów	53,0–54,4 %
Współczynnik beta (lewarowany)	Wzór Hamada z założoną dźwignią finansową	[0,40–1,00]-[1,00–1,60]
Koszt kapitału własnego (lewarowany)	CAPM	7,4 – 9,3 %
Koszty obsługi długu przed opodatkowaniem	Stopa wolna od ryzyka + premia z tytułu ryzyka korporacyjnego w sektorze energetycznym	5,3–5,5 %
Udział zadłużenia w łącznym kapitale	W oparciu o założoną dźwignię finansową	34,6–35,2 %

Parametr	Założenie/podejście	Szacunki (*)
Stawka podatkowa	Stawka podatku od osób prawnych w Belgii	25 %
WACC przed opodatkowaniem	Wykorzystanie lewarowanego kosztu kapitału własnego i kosztu obsługi długu przed opodatkowaniem	6,7–7,9 %
WACC po opodatkowaniu	Wykorzystanie lewarowanego kosztu kapitału własnego i kosztu obsługi długu po opodatkowaniu	6,2–7,4 %

Źródło: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, 29 listopada 2024 r.

(*) Przedział ten odpowiada zmianom w czasie między początkiem a końcem 2023 r.

3.3.1.3.1.2.2. Oszacowanie kosztu kapitału własnego projektu LTO

- (84) Druga metodyka opiera się na koszcie kapitału własnego (CoE), który jest miarą wymaganego zwrotu z projektu dla udziałowców, zakładając brak finansowania dłużnego, tak jak ma to miejsce w przypadku projektu LTO. Chociaż w podejściu opartym na koszcie kapitału własnego również wykorzystuje się model CAPM, opiera się ono na nielewarowanym koszcie kapitału własnego (tj. bez dźwigni finansowej)⁽⁴⁹⁾. Nielewarowany koszt kapitału własnego oblicza się w następujący sposób:

$$\text{CoE (nielewarowany)} = \text{stopa wolna od ryzyka} + \beta_A \times \text{premia z tytułu ryzyka kapitałowego}$$

β_A : nielewarowany współczynnik beta
lub „współczynnik beta aktywów”

- (85) Do oszacowania każdego parametru w równaniu CoE (zob. tabela 7) zastosowano następujące podejście:
- stopę wolną od ryzyka oblicza się w przybliżeniu na podstawie rentowności 10-letnich belgijskich obligacji skarbowych („OLO”⁽⁵⁰⁾), która wahała się przez cały 2023 r. w przedziale od 2,5 % do 3,6 %. W celu oszacowania premii z tytułu (rynkowego) ryzyka kapitałowego uwzględniono różne źródła zewnętrzne, na podstawie których ustalono przedział od 4,6 % do 6 %:
 - szacunki Damodarana: 5,9 % w styczniu 2023 r. i 4,6 % w styczniu 2024 r.
 - szacunki Kroll wahały się od 5,5 % do 6 % w ciągu 2023 r.;
 - oszacowanie (nielewarowanego) współczynnika beta aktywów oparto na tych samych założeniach co obliczenia WACC przedstawione powyżej, co dało medianę i średnią wartość [0,40–1,00] oraz [0,40–1,00] dla pięciu notowanych na giełdzie przedsiębiorstw użyteczności publicznej, które w pewnym stopniu są zaangażowane w energetykę jądrową (zob. tabela 5).
- (86) Zastosowanie powyższych szacunków w równaniu CoE daje szacunkową wartość nielewarowanego kosztu kapitału własnego w przedziale 6,2–7,5 % (zob. tabela 7), obejmującą premię w wysokości 3,1–4,3 % powyżej stopy wolnej od ryzyka, co jest zgodne z wynikami uzyskanymi dla WACC.

⁽⁴⁹⁾ W przeciwieństwie do „lewarowanego wskaźnika beta”, zwanego również „wskaźnikiem beta”, który umożliwia porównanie zmienności stóp zwrotu z długu i kapitału własnego przedsiębiorstwa ze zmiennością stóp zwrotu całego rynku (na przykład przedsiębiorstwo o współczynniku beta wynoszącym 1,4 ma stopy zwrotu o zmienności wynoszącej 140 % zmienności rynku, do którego jest porównywane), „nielewarowany wskaźnik beta”, określane również jako „wskaźnik beta aktywów”, jest miarą ryzyka rynkowego przedsiębiorstwa bez wpływu zadłużenia, wyodrębniając ryzyko wynikające wyłącznie z posiadanych aktywów. Nielewarowany koszt kapitału własnego zazwyczaj wykorzystuje się do oceny projektów lub inwestycji, które są finansowane wyłącznie z kapitału własnego. W związku z tym porównanie WACC i nielewarowanego kosztu kapitału dostarcza informacji na temat wpływu zadłużenia na koszt kapitału przedsiębiorstwa.

⁽⁵⁰⁾ OLO oznacza „Obligation Linéaire/Lineaire Obligation”.

Tabela 7

Nielewarowany koszt kapitału własnego i parametry bazowe BE-NUC (pełen zakres)

Parametr	Założenie/podejście	Szacunki
Stopa wolna od ryzyka	Zakres rentowności 10-letnich OLO w 2023 r.	2,5–3,6 %
Premia z tytułu ryzyka kapitałowego	Szacunki ekspertów dotyczące dojrzałych rynków	4,6–6,0 %
Współczynnik beta (nielewarowany)	Mediana i średnia dla porównywalnych podmiotów	[0,40–1,00]-[0,40–1,00]
Koszt kapitału własnego (nielewarowany)	CAPM	6,2–7,5 %

Źródło: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, 29 listopada 2024 r.

- (87) Biorąc pod uwagę powyżej oszacowane parametry (w odniesieniu do możliwych przedziałów w 2023 r.), Belgia szacuje trzy wiarygodne scenariusze dotyczące nielewarowanego kosztu kapitału własnego w momencie zawarcia umowy między stronami w 2023 r., odpowiadające zakresowi 6,8–7,3 % (zob. tabela 8).

Tabela 8

Trzy scenariusze dotyczące nielewarowanego kosztu kapitału własnego BE-NUC (ograniczony zakres)

	Niższa granica	Scenariusz podstawowy	Wyższa granica
Stopa wolna od ryzyka (średnia z 2023 r.)	3,11 %		
Premia z tytułu ryzyka kapitałowego (średnia z 2023 r.)	5,27 % (średnia Damodarana z 2023 r.)	5,51 % (średnia Damodarana i Kroll)	5,75 % (średnia Kroll z 2023 r.)
Nielewarowany wskaźnik beta (średnia porównywalna)	[0,40–1,00] (średnia arytmetyczna, bez Iberdroli)	[0,40–1,00] (mediana 5 przedsiębiorstw)	[0,40–1,00] (średnia arytmetyczna Fortum i CEZ)
Wskaźnik dźwigni finansowej	0 %		
Koszt kapitału własnego (nielewarowany)	6,8 %	7,1 %	7,3 %

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

3.3.1.3.1.2.3. Ograniczenia szacunków kosztu kapitału BE-NUC opartych na CAPM

- (88) Belgia dostrzega ograniczenia oparte na CPAM podejścia do szacowania kosztu kapitału BE-NUC wynikające z braku bezpośrednio porównywalnych przedsiębiorstw notowanych na giełdzie oraz specyfiki profilu ryzyka i podejścia do finansowania projektu⁽⁵¹⁾. W szczególności Belgia wskazuje na specyfikę sektora jądowego i ograniczoną porównywalność z innymi grupami aktywów.

⁽⁵¹⁾ Wyrażenie wszystkich możliwych rodzajów ryzyka rynkowego za pomocą jednego parametru nie zawsze jest możliwe, zwłaszcza w przypadku inwestycji prywatnych, których współczynnik beta można oszacować jedynie na podstawie grupy aktywów o ograniczonej porównywalności.

- (89) Ponadto Belgia odnosi się do różnych premii, ponad wartość WACC oszacowaną przy zastosowaniu modelu CAPM, których inwestorzy zazwyczaj wymagają w praktyce, aby zainwestować w porównywalne, długoterminowe projekty inwestycyjne. Jednym z możliwych uzasadnień konieczności uwzględnienia tej premii ponad szacunkową wartość WACC przedstawioną przez Belgię jest ryzyko zamrożenia kapitału w przypadku długoterminowych projektów inwestycyjnych, którego to ryzyka nie można zdywersyfikować i które nie jest wynagradzane w ramach modelu CAPM⁽⁷²⁾. Innym argumentem przemawiającym za koniecznością uwzględnienia premii jest niedobór kapitału niezbędnego do realizacji celów polityki energetycznej w Europie, ponieważ dostępne projekty konkurują ze sobą o inwestycje, co powoduje wzrost wymaganej stopy zwrotu niezbędnej do przyciągnięcia kapitału. Belgia twierdzi, że powszechną praktyką wśród przedsiębiorstw użyteczności publicznej jest dodawanie premii w przedziale od 1,5 % do 4 %, i podaje kilka przykładów na potwierdzenie tego faktu⁽⁷³⁾. Wreszcie Belgia twierdzi również, że kolejnym uzasadnieniem uwzględnienia premii finansowej powyżej szacunkowej wartości WACC jest premia za ryzyko płynności⁽⁷⁴⁾ wynikająca z charakteru tej inwestycji, co potwierdzają zarówno badania naukowe (wskazujące na odpowiedni przedział od 0,7 % do 7,3 %) ⁽⁷⁵⁾, jak i praktycy branżowi⁽⁷⁶⁾. Premie te można dodać do szacunków WACC lub kosztów kapitału własnego uzyskanych z zastosowaniem podejścia opartego na CAPM, jak wyjaśniono w poprzednich sekcjach, i uzasadnić argument Belgii, że docelowa wewnętrzna stopa zwrotu jest stopą zachowawczą, biorąc pod uwagę ekspozycję projektu na ryzyko.

3.3.1.3.1.3. Oczekiwana wewnętrzna stopa zwrotu skorygowana o MPRA w oparciu o bieżące prognozy cenowe na rynku

- (90) Belgia wyjaśnia, że MPRA powoduje, iż docelowa wewnętrzna stopa zwrotu po korekcie MPRA zmienia się dynamicznie w przedziale od 6 % do 8 %. Belgia twierdzi, że nawet jeśli docelowa wewnętrzna stopa zwrotu zostanie ustalona na poziomie 7 % przed korektą MPRA, w obecnej sytuacji rynkowej (przy niższych oczekiwanych cenach rynkowych niż w momencie opracowywania modelu finansowego stanowiącego podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania) można oczekiwać niższej wewnętrznej stopy zwrotu niż stopa szacowana w czasie negocjacji dotyczących tej umowy.
- (91) Na poparcie swojego twierdzenia Belgia przedstawiła opartą na różnych źródłach analizę tego, jak prognozy rynkowe na lata 2025–2035 zmieniały się od czasu negocjacji dotyczących umowy w sprawie wynagradzania oraz jak te zmienione prognozy wpływają na oczekiwaną wewnętrzną stopę zwrotu z projektu LTO (poprzez zastosowanie MPRA).
- (92) Rys. 1 przedstawia początkowe krzywe cen na koniec 2023 r. (tj. w momencie podpisania umów). W różnych prognozach ceny rynkowe zaczynają się – w scenariuszu bazowym przedstawionym za pomocą linii ciągłych – na poziomie 120 EUR/MWh w 2025 r., a następnie spadają do średniej wartości 87 EUR/MWh w okresie do 2033 r.

⁽⁷²⁾ Według Belgii oszacowana stopa zwrotu wynikająca z analizy opartej na modelu CAPM, wykonanej dla określonego zestawu porównywalnych przedsiębiorstw, nie wynagrodzi: (i) ryzyka związanego z prywatnym charakterem inwestycji w spółkę JV; (ii) ryzyka specyficznego dla energetyki jądrowej oraz (iii) profilu ryzyka określonego w umowie w sprawie wynagradzania.

⁽⁷³⁾ Zob. np. CEER, 2017: s. 115–119: „Premia z tytułu kosztu kapitału dla sieci energetycznych wynosiła 0,6–3,5 % w zależności od wieku inwestycji (tj. nowej inwestycji) i jakości dostaw”. Elia, badanie dotyczące wystarczalności i elastyczności zasobów w Belgii w latach 2024–2034, s. 382: W badaniu dotyczącym wystarczalności i elastyczności zasobów w Belgii zachowania inwestorów modelowano z zastosowaniem podejścia opartego na niechęci do ryzyka, dodając do WACC premię z tytułu ryzyka w wysokości 3,0–8,0 % w celu zrekompensovania dodatkowego ryzyka. W przypadku projektów jądrowych Oxera oszacowała dodatkową premię w wysokości 2,0–4,0 %, z czego połowę można przypisać kosztom kapitału własnego każdego wytwórcy „z uwagi na liberalizację rynków energii elektrycznej”, a drugą połowę „ryzyku związanemu z technologią i budową” (Oxera, 2005:4). Engie wymaga średniej zrealizowanej nielewarowanej IRR w wysokości [0–5] % powyżej WACC. Fortum wymaga premii w wysokości [0–5]–[0–5] % w zależności od technologii. Docelową premię ponad WACC Iberdrola ustalono na poziomie [0–5] %.

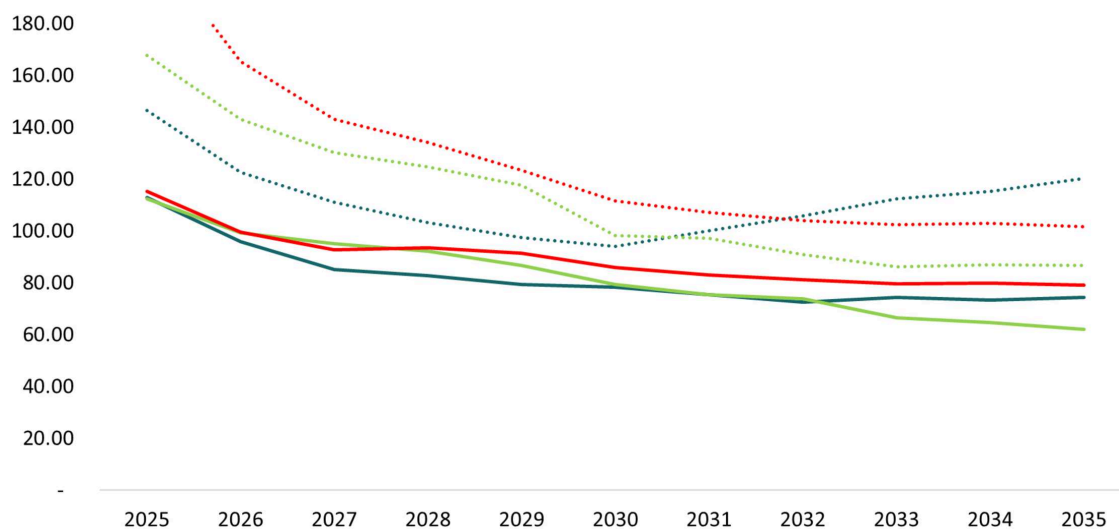
⁽⁷⁴⁾ Zbywalność lub płynność składnika aktywów odnosi się do stopnia, w jakim można go szybko wymienić na środki pieniężne bez ponoszenia dużych kosztów transakcyjnych lub ustępstw cenowych. Według Belgii brak płynności ma znaczenie dla inwestorów, ponieważ wymagają oni wyższych zwrotów z mniej płynnych aktywów niż z podobnych aktywów o większej płynności. Innymi słowy wymaga się wyższych zwrotów jako rekompensaty za koszt alternatywny nieinwestowania w aktywa zbywalne oraz za ponoszenie ryzyka straty z tytułu inwestycji niepłynnych.

⁽⁷⁵⁾ Dowody z badań naukowych wskazują, że inwestorzy wymagają zwrotu odzwierciedlającego poziom braku płynności inwestycji. Państwo belgijskie przytoczyło wiele publikacji naukowych dotyczących tej kwestii, sygnowanych przez autorów takich jak Nair i Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio i Surata (2014), Ilmanen, Chandra i McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

⁽⁷⁶⁾ Przy przyznawaniu zwrotu z regulowanych aktywów gazowych belgijskie organy regulacyjne dodały premię za ryzyko płynności. Niedawno CREG zastosował współczynnik 1,2 do stopy wolnej od ryzyka i premii z tytułu ryzyka w okresie regulacyjnym 2020–2023 z uwagi na brak płynności i brak notowania operatora instalacji LNG.

Rys. 1

Początkowe krzywe cen obciążenia podstawowego w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania (EUR/MWh) (wartości z 2022 r.)



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

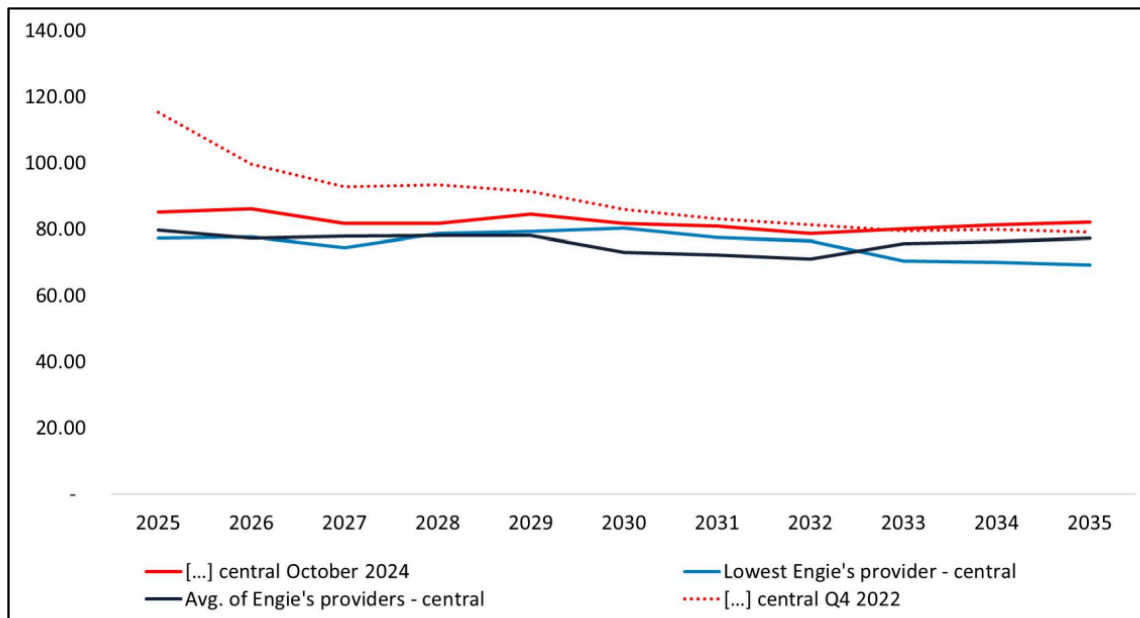
Uwaga: Ze względu na poufność nie można podać nazw poszczególnych usługodawców. Linie ciągłe przedstawiają prognozy cen różnych dostawców w scenariuszu bazowym, a linie przerywane odpowiadają scenariuszowi optymistycznemu. Szary obszar [usunięty ze względu na poufność] przedstawia przedział cenowy dla korekt MPRA kursu wykonania, tj. przedział cen rynkowych, w ramach którego kurs wykonania podlega korekcie, zgodnie z pierwotnymi założeniami umowy w sprawie wynagradzania, nie uwzględniając aktualizacji, o której mowa w sekcji 3.3.1.3.2. Powyżej (poniżej) tego przedziału kurs wykonania dostosowuje się do górnej (dolnej) granicy.

- (93) Rys. 2 pokazuje, że obecne prognozy cen energii elektrycznej w scenariuszu bazowym⁽⁹⁷⁾, przedstawione za pomocą linii ciągłych, uległy obniżeniu w porównaniu z prognozami zastosowanymi w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania. Na przykład na wykresie czerwoną linią przerywaną przedstawiono prognozę cenową w scenariuszu bazowym dla [...] pochodzącą z IV kwartału 2022 r., wykorzystaną między innymi jako krzywą odniesienia w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania. Chociaż pod koniec 2022 r. prognozowano, że ceny w 2025 r. będą wynosić 120 EUR za MWh, obecnie prognozuje się, że w 2025 r. będą one wynosić 85 EUR za MWh lub nawet mniej. Rozwój sytuacji rynkowej od 2022 r. spowodował obniżenie prognozowanych cen hurtowych energii elektrycznej w następnej dekadzie, między innymi ze względu na spadek prognozowanych cen towarów (gazu i CO₂). Rys. 2 pokazuje również, że obecne prognozy w scenariuszu bazowym przewidują stosunkowo stabilne ceny w latach 2025–2035, wynoszące od 69 EUR/MWh do 86 EUR/MWh.

⁽⁹⁷⁾ Pochodzące z III i IV kwartału 2022 r., w zależności od dostawcy.

Rys. 2

Krzywe cen obciążenia podstawowego zaktualizowane jesienią 2024 r. (EUR/MWh) (wartości z 2022 r.)



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

Uwaga: Linie ciągłe przedstawiają prognozy cenowe w scenariuszu bazowym pochodzące z jesieni 2024 r. Dla porównania linia przerywana odpowiada prognozie cen dla [...] z IV kwartału 2022 r., wykorzystanej w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia. Szary obszar [usunięty ze względu na poufność] przedstawia przedział cenowy dla korekt MPRA kursu wykonania, tj. przedział cen rynkowych, w ramach którego kurs wykonania podlega korekcie, zgodnie z pierwotnymi założeniami umowy w sprawie wynagrodzenia, nie uwzględniając aktualizacji, o której mowa w sekcji 3.3.1.3.2. Powyżej (poniżej) tego przedziału kurs wykonania dostosowuje się do górnej (dolnej) granicy.

- (94) Na podstawie powyższych wykresów Belgia stwierdza, że oczekiwania dotyczące cen rynkowych spadły.
- (95) Belgia twierdzi, że szary obszar przedstawiony na powyższych wykresach przedstawia przedział cenowy (zgodnie z pierwotnymi założeniami umowy w sprawie wynagrodzenia) dla korekt MPRA docelowej wewnętrznej stopy zwrotu, tj. przedział cen rynkowych, w ramach którego dokonuje się korekty docelowej wewnętrznej stopy zwrotu⁽⁵⁸⁾. Niższe oczekiwania dotyczące cen rynkowych sugerują zatem spadek oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu skorygowanej o MPRA. Przy zastosowaniu parametrów MPRA przewidzianych początkowo w umowie oczekiwana wewnętrzna stopa zwrotu z projektu LTO wynosiłaby w III kwartale 2024 r. 6,7 % (jeżeli zostałyby spełnione wszystkie założenia modelu finansowego stanowiącego podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia). Przy zastosowaniu zaktualizowanych parametrów MPRA (zob. sekcja 3.3.1.3.2), które sprawiają, że przychody BE-NUC i IRR są bardziej wrażliwe na warunki cenowe na rynku, oczekiwana wewnętrzna stopa zwrotu spadłaby do 6,5 % (jeżeli zostałyby spełnione wszystkie założenia modelu finansowego stanowiącego podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia) przy tych samych prognozach cenowych (zob. tabela 9).

⁽⁵⁸⁾ Ceny poza przedziałem podlegają takiej samej korekcie jak najbliższa zewnętrzna granica przedziału. Korekta ta jest dostosowana do docelowej IRR, przy czym górna granica przedziału wynosi 8 %, a dolna 6 %.

Tabela 9

Oczekiwana IRR (skorygowana o pierwotną i zaktualizowaną MPRA) w porównaniu z docelową IRR (III kw. 2024 r.)

Docelowa IRR przed korektą MPRA	Prognoza	Średnia cena rynkowa (EUR/MWh) (wartości z 2022 r.)	Wstępny kurs wykonania (EUR/MWh) (wartości z 2022 r.)	Oczekiwana IRR przy pierwotnych parametrach MPRA ($\pm 30\%$)	Oczekiwana IRR przy zaktualizowanych parametrach MPRA ($\pm 20\%$)
7 %	Średnia dostawców; scenariusz bazowy; III kw. 2024 r.	[70–80]	[80–90]	6,7 %	6,5 %

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

3.3.1.3.2. Dwukierunkowy kontrakt różnicowy

- (96) Kontrakt na transakcje różnicowe będzie obowiązywać między państwem belgijskim a BE-NUC, a także między państwem belgijskim a Luminus, drugim współwłaścicielem dwóch reaktorów jądrowych. Oznacza to, że państwo belgijskie będzie gwarantować dla łącznej opomiarowanej produkcji energii elektrycznej przez jednostki LTO z góry określoną cenę docelową („kurs wykonania”), która będzie indeksowana przez cały okres obowiązywania umowy w sprawie wynagradzania. Jeśli rynkowa cena referencyjna („cena MRP”) będzie wyższa od kursu wykonania, BE-NUC i Luminus zapłacą państwu belgijskiemu dodatnią różnicę pomnożoną przez rzeczywistą opomiarowaną produkcję. Jeśli rynkowa cena referencyjna będzie niższa, państwo belgijskie wypłaci BE-NUC i Luminus ujemną różnicę pomnożoną przez rzeczywistą opomiarowaną produkcję. Płatności różnicowe stają się wymagalne w pierwszym dniu dostawy energii (dzień, w którym dana jednostka LTO po raz pierwszy po upływie pierwotnego ustawowego terminu zakończenia eksploatacji wprowadza energię elektryczną do sieci wysokiego napięcia) i będą dokonywane proporcjonalnie do udziału BE-NUC i Luminus w energii wytworzonej przez jednostki LTO.
- (97) Głównymi parametrami kontraktu na transakcje różnicowe są:
- rynkowa cena referencyjna, odnosząca się do ceny kasowej na rynku dnia następnego na belgijskim obszarze rynkowym;
 - kurs wykonania, określony przez BE-NUC na podstawie modelu finansowego, który ma zostać zatwierdzony przez kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania, tak aby odzwierciedlać rzeczywiste koszty operacyjne, kapitałowe i finansowe BE-NUC w związku z przedłużeniem LTO od dnia 21 lipca 2022 r. (a zatem szacowany jako łączne uśrednione koszty wytworzenia energii, „LCOE”). Kurs wykonania będzie początkowo ustalany tak, aby osiągnąć średnią docelową wewnętrzną stopę zwrotu („IRR”) (nominalną i po opodatkowaniu) na poziomie 7 % (zob. sekcja 3.3.1.3.1).
- (98) Według Belgii, która powołuje się na niezależną analizę przeprowadzoną przez Compass Lexecon⁽⁵⁹⁾, początkowy wybór w kontrakcie na transakcje różnicowe ceny na rynku dla następnego jako rynkowej ceny referencyjnej jest odpowiedni dla projektu LTO, zwłaszcza w okresie realizacji prac związanych z LTO (etap rozruchu do 31 grudnia 2028 r.). Ponadto Belgia twierdzi, że wbudowana w umowę w sprawie wynagradzania elastyczność daje możliwość wyboru alternatywnych rynkowych cen referencyjnych w okresie obowiązywania umowy, w zależności od zmian sytuacji na rynku belgijskim i potrzeb, przy zachowaniu równowagi między ryzykiem a zwrotem z inwestycji przewidzianej w pierwotnym projekcie kontraktu na transakcje różnicowe. Belgia uzasadnia ponadto stosowanie rynku dnia następnego następującymi argumentami:
- rynek dnia następnego jest odpowiednim punktem odniesienia w Belgii, ponieważ jest przejrzysty, solidny i stosunkowo płynny w porównaniu z innymi rynkami w Belgii. Belgia zauważa ponadto, że rynek dnia następnego nie daje możliwości swobodnego wyboru nabywców, ponieważ wolumen jest oferowany w ramach anonimowej aukcji. Ponadto aukcja na rynku dnia następnego koncentruje podaż i popyt w jednym okresie, co maksymalizuje głębokość rynku;

⁽⁵⁹⁾ Compass Lexecon, memo z 28 maja 2024 r., „Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG’s advice”.

- b) wybrana rynkowa cena referencyjna w połączeniu z niektórymi szczególnymi rozwiązaniami w zakresie kontraktów różnicowych, takimi jak MPRA i zachęty do modulacji, pozwala zachować motywację do skutecznego działania i uczestnictwa w rynku energii elektrycznej poprzez wspieranie – w miarę możliwości – produkcji w okresach wysokich cen rynkowych i modulacji w okresach niskich cen;
 - c) początkowy wybór ceny na rynku dnia następnego jako rynkowej ceny referencyjnej, wraz z ustaleniami dotyczącymi wprowadzania do obrotu zawartymi w strategii BIS (zob. sekcja 3.3.1.5), umożliwia BE-NUC odpowiednie zarządzanie ryzykiem rynkowym, ponieważ ze względu na szczegółowy sposób ustalania rynkowej ceny referencyjnej można ją lepiej dopasować do faktycznie uzyskanych cen na rynku dnia następnego. W związku z tym cena na rynku dnia następnego jest szczególnie odpowiednia jako rynkowa cena referencyjna w początkowym okresie prac związanych z LTO, zwłaszcza w porównaniu z produktami długoterminowymi. Według Belgii sprzedaż na rynku dnia następnego zmniejsza ryzyko rynkowe dla BE-NUC w porównaniu z wykorzystaniem kontraktów terminowych typu future, ponieważ umożliwia lepsze dopasowanie konkretnego wzorca dostępności w początkowym okresie prac związanych z LTO. Ze względu na wyższe ryzyko nieplanowanych wyłączeń w początkowym okresie prac związanych z LTO wykorzystanie kontraktów terminowych typu future mogłoby spowodować dodatkowe ryzyko rynkowe dla BE-NUC (tj. ryzyko, że sprzedana z wyprzedzeniem energia nie będzie mogła zostać dostarczona i będzie musiała zostać odkupiona, być może po wyższej cenie rynkowej, np. na rynku dnia następnego).
- (99) Federalna służba publiczna ds. gospodarki (SPF Economie) zleciła przeprowadzenie badania dotyczącego strategii zarządzania ryzykiem rynkowym BE-WATT (kontrahenta kontraktu na transakcje różnicowe). Celem prowadzonego obecnie badania jest podjęcie działań przygotowawczych zmierzających do rozpoczęcia działalności przez BE-WATT, a dokładniej rzecz biorąc w odniesieniu do zadań tej jednostki w zakresie zarządzania ryzykiem. W szczególności:
- a) badanie pozwoli zidentyfikować i poddać analizie kluczowe ryzyka rynkowe, na jakie BE-WATT będzie narażone w kontekście planowanych kontraktów na transakcje różnicowe dotyczących energii jądrowej i morskiej energii wiatrowej, ze szczególnym uwzględnieniem ryzyka związanego z wielkością dostaw i cenami;
 - b) badanie pozwoli zidentyfikować i poddać analizie szereg potencjalnych strategii zarządzania ryzykiem przez BE-WATT (portfel instrumentów/produktów zabezpieczających, udział, czas trwania, termin zabezpieczenia, warianty projektowe), w szczególności biorąc pod uwagę (i) ich potencjalną rolę w zarządzaniu ryzykiem rynkowym wynikającym z otwartej pozycji BE-WATT w związku z kontraktami na transakcje różnicowe oraz (ii) ich potencjalny wkład w płynność rynku i rozwój rynku. W badaniu rozpatrywane są przede wszystkim dwa rodzaje produktów zabezpieczających: (i) umowy typu PPA oraz (ii) kontrakty terminowe typu forward, przy czym te ostatnie mają głównie formę standardowych instrumentów będących przedmiotem obrotu w zorganizowanych systemach obrotu nazywanych zazwyczaj „futures”. W obu przypadkach rozważa się umowy finansowe;
 - c) strategię zabezpieczającą opartą na kontraktach terminowych futures przyczynią się do zwiększenia płynności rynku terminowego w różnych horyzontach zapadalności kontraktów (tygodnie, miesiące, lata) z uwagi na znaczące wolumeny, których kontrakty te dotyczą (kontrakt na transakcje różnicowe obejmuje wiele GW mocy z elektrowni jądrowych i morskich farm wiatrowych). Dokładny wpływ na płynność rynku terminowego będzie zależał od wielkości umów sprzedanych przez BE-WATT dla różnych terminów zapadalności.
- (100) Rząd belgijski, jako kontrahent umowy w sprawie wynagrodzenia, może zmienić pierwotny wybór rynkowej ceny referencyjnej maksymalnie trzy razy w okresie obowiązywania umowy, za zgodą BE-NUC i Luminus, począwszy od końca początkowego okresu prac związanych z LTO, np. ze względu na zmiany sytuacji na rynku belgijskim i potrzeb, przy zachowaniu równowagi między ryzykiem a zwrotem z inwestycji przewidzianej w pierwotnym projekcie kontraktu na transakcje różnicowe.
- (101) Kurs wykonania będzie indeksowany corocznie w oparciu o ważoną kalkulację indeksacji i może być zmieniany w określonych momentach:
- a) „Wstępny kurs wykonania”: W scenariuszu bazowym Belgia zakłada, że koszty modernizacji jednostek LTO wynoszą około [2–2,5] mld EUR, co wraz z innymi kosztami związanymi z projektem LTO (np. kosztami eksploatacji i konserwacji w okresie LTO) skutkuje wstępnym kursem wykonania wynoszącym [80–90] EUR za MWh.
 - b) „Początkowy kurs wykonania”: Rzeczywista wartość kursu wykonania zostanie ustalona przez BE-NUC na podstawie modelu finansowego zatwierdzonego przez kontrahenta umowy w sprawie wynagrodzenia w 2025 r., przed datą ponownego uruchomienia LTO, na podstawie kosztów przedłużenia eksploatacji zgodnie z wymogami bezpieczeństwa jądrowego (zakres tych wymogów jest określony przez belgijską agencję bezpieczeństwa jądrowego), a także na podstawie kosztów niezwiązanych z bezpieczeństwem, oszacowanych na podstawie kosztorysów przedstawionych przez wykonawców lub oszacowanych przez zespoły techniczne operatora elektrowni jądrowych.

- c) „Zmieniony kurs wykonania”: Początkowy kurs wykonania zostanie ponownie obliczony jak najszybciej po dniu 31 grudnia 2028 r. („data weryfikacji”) w celu odzwierciedlenia faktycznego terminu ponownego uruchomienia, wyłączeń LTO, kosztów operacyjnych, kapitałowych i finansowych do tego dnia (na podstawie rzeczywistych faktur) oraz skorygowanych prognoz tych kosztów na pozostałą część 10-letniego okresu przedłużenia, w drodze pisemnej umowy między BE-NUC a kontrahentem umowy w sprawie wynagradzania.
- d) „Zdarzenia otwierające możliwość zmiany”: Po dacie weryfikacji kurs wykonania będzie zasadniczo stały i nie będzie ponownie obliczany, z wyjątkiem określonych kwalifikujących się zdarzeń – zdarzeń otwierających możliwość zmiany.
- (102) Kurs wykonania będzie obliczany na podstawie informacji ze szczegółowego modelu finansowego, który zostanie opracowany i będzie aktualizowany przez BE-NUC w ramach parametrów zgłoszonych przez Belgię. Model finansowy (i wszelkie jego aktualizacje) podlega zatwierdzeniu przez kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania. W przypadku braku zatwierdzenia modelu finansowego BE-NUC i kontrahent umowy w sprawie wynagradzania mogą przekazać rozstrzygnięcie kwestii spornej dotyczącej tego modelu niezależnemu ekspertowi zgodnie z określoną procedurą rozstrzygania przez eksperta.
- (103) Belgia twierdzi, że kontrakt na transakcje różnicowe zmniejsza ekspozycję BE-NUC na ryzyko rynkowe i wahania cen rynkowych.
- a) Płatności kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania na rzecz BE-NUC dokonywane są w przypadku, gdy rynkowa cena referencyjna jest niższa od kursu wykonania, a spółka BE-NUC będzie zobowiązana do dokonania płatności na rzecz kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania, gdy rynkowa cena referencyjna będzie wyższa niż kurs wykonania.
- b) Model zawarty w umowie w sprawie wynagradzania przewiduje rozsądną docelową stopę zwrotu dla projektu LTO: kurs wykonania jest obliczany tak, aby osiągnąć docelową wewnętrzną stopę zwrotu w przedziale 6–8 %, co jest zgodne z branżowymi poziomami odniesienia (zob. tabela 3), a także z szacunkami dotyczącymi WACC (zob. tabela 6) i kosztu kapitału własnego (zob. tabela 7) projektu LTO.
- (104) Belgia twierdzi, że chociaż kontrakt na transakcje różnicowe zmniejsza ekspozycję BE-NUC na ryzyko rynkowe i wahania cen rynkowych, zawiera ona mechanizmy podziału ryzyka, które powinny zapewnić, że spółka BE-NUC będzie nadal narażona na pewne ryzyko rynkowe i podatna na zachęty rynkowe. W szczególności w umowie w sprawie wynagradzania przewidziano mechanizm podziału ryzyka i korzyści (MPRA), gdy ceny rynkowe okażą się niższe lub wyższe od kursu wykonania.
- a) Jeżeli rynkowa cena referencyjna kształtuje się między kursem wykonania a określonym dolnym progiem, docelowa stopa zwrotu (w postaci niższego kursu wykonania) spada z 7 % do minimalnej wewnętrznej stopy zwrotu wynoszącej 6 %.
- b) Jeżeli rynkowa cena referencyjna kształtuje się między kursem wykonania a określonym pułapem, docelowa stopa zwrotu (w postaci wyższego kursu wykonania) wzrasta do maksymalnej wewnętrznej stopy zwrotu wynoszącej 8 %.
- (105) Celem MPRA jest zachęcenie BE-NUC do optymalizacji struktury kosztów przed ustaleniem i zmianą kursu wykonania (2025/2029), zmaksymalizowanie wydajności reaktorów w sytuacji, gdy spodziewane są wysokie ceny, a system elektroenergetyczny zbliża się do stanu niedoboru, oraz ograniczenie nieoczekiwanych zysków.
- (106) MPRA oblicza się w następujący sposób:
- a) najpierw oblicza się kurs wykonania przy zastosowaniu docelowej nominalnej wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) po opodatkowaniu wynoszącej 7 %, hipotetyczny niższy kurs wykonania przy docelowej IRR wynoszącej 6 % (dolny próg) i hipotetyczny wyższy kurs wykonania przy docelowej IRR wynoszącej 8 % (górny próg);
- b) następnie przedział między kursem wykonania a górnym (lub odpowiednio dolnym) progiem dzieli się na 20 wartości dodatnich (lub odpowiednio ujemnych) („wartości MPRA”). Wartości te wykorzystuje się do korekty kursu wykonania w celu rozliczenia płatności różnicowej na podstawie kontraktu na transakcje różnicowe;
- c) korekta kursu wykonania zależy od stosunku rynkowej ceny referencyjnej do kursu wykonania (współczynnik MRP):
- jeżeli współczynnik ten wynosi 1,20 lub więcej, kurs wykonania podwyższa się do górnego progu poprzez dodanie do kursu wykonania 20 dodatnich wartości MPRA,
 - jeżeli współczynnik ten wynosi 0,80 lub mniej, kurs wykonania obniża się do dolnego progu,
 - pomiędzy tymi progami kurs wykonania skorygowany o MPRA koryguje się w ramach obliczonego przedziału. Na przykład współczynnik 1,19 powoduje korektę w górę o 19 wartości MPRA, natomiast stosunek 1,10 powoduje korektę o 10 wartości MPRA;

- d) w rezultacie gdy rynkowa cena referencyjna jest wyższa niż kurs wykonania, kurs wykonania skorygowany o MPRA prowadzi do podwyższenia wewnętrznej stopy zwrotu z projektu do 8 % przy tych samych założeniach scenariusza podstawowego;
 - e) w odwrotnej sytuacji, jeżeli rynkowa cena referencyjna jest niższa niż kurs wykonania, kurs wykonania skorygowany o MPRA prowadzi do obniżenia wewnętrznej stopy zwrotu z projektu do 6 %.
- (107) W początkowym projekcie MPRA („pierwotna MPRA”) przedział między kursem wykonania a górnym (lub odpowiednio dolnym) progiem podzielono na 30 dodatnich (lub odpowiednio ujemnych) „wartości MPRA”. W porównaniu z „pierwotną MPRA” „zaktualizowana MPRA” uruchamiana jest szybciej, tj. mechanizm podziału ryzyka i korzyści odpowiada przedziałowi cen rynkowych wynoszącemu $\pm 20\%$ zamiast $\pm 30\%$.
- (108) W związku z tym Belgia twierdzi, że (zaktualizowana) MPRA zapewnia BE-NUC silne (silniejsze) zachęty do:
- a) zoptymalizowania struktury kosztów przed ustaleniem kursu wykonania i jego zmianą. Zmiana kursu wykonania została dokonana odpowiednio przed datą ponownego uruchomienia LTO (2025 r.) i po dacie weryfikacji (2028 r.). Belgia twierdzi, że niższy koszt prowadzi do niższego kursu wykonania i większego prawdopodobieństwa, że cena rynkowa będzie wyższa niż kurs wykonania, a tym samym zapewnia wyższą wewnętrzną stopę zwrotu (i zmniejsza kwotę potencjalnie płaconą przez państwo belgijskie w ramach płatności różnicowych);
 - b) planowania konserwacji w okresach, w których spodziewane są najniższe ceny;
 - c) ograniczenia potencjalnych nieoczekiwanych zysków. Jak wyjaśniła Belgia, MPRA ma zastosowanie w określonym z góry przedziale (współczynnik MRP wynoszący między 0,80 a 1,20). Rynkowa cena referencyjna poza tym przedziałem nie prowadzi do dalszej korekty kursu wykonania, a zatem staje się w pełni częścią płatności różnicowej. W związku z tym wysokie ceny rynkowe nie mogą przynosić nieoczekiwanych zysków.
- (109) Ponadto Belgia twierdzi, że w zmodyfikowanym projekcie kontraktu na transakcje różnicowe uprawnienia decyzyjne dotyczące terminu podjęcia decyzji o modulacji ekonomicznej zostały przekazane partnerowi umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią (zob. sekcja 3.3.1.5). Wynagrodzenie za świadczenie usług w zakresie zarządzania energią nie będzie miało wyłącznie charakteru stałego, jak pierwotnie planowano, ale oprócz części stałej będzie obejmowało część zmienną, co zapewni zachęty do jak najlepszego wykorzystania ograniczonej puli 30 modulacji na cykl paliwowy (zob. motyw 13). W porównaniu z pierwotnym projektem kontraktu na transakcje różnicowe, w którym decyzje dotyczące modulacji miały być podejmowane na podstawie ustalonego progu modulacji, zmodyfikowany projekt nie opiera się już na ustalonym progu modulacji, ale zachęca do przeprowadzania modulacji w czasie, gdy są one najbardziej opłacalne (tj. gdy oczekuje się, że ceny będą znacząco ujemne przez wystarczająco długi okres). Wynagrodzenie za świadczenie usług w zakresie zarządzania energią opisano szczegółowo w sekcji 3.3.1.5.2.
- (110) Ponadto Belgia twierdzi, że z powodów przedstawionych w motywie 80 decyzji o wszczęciu postępowania kontrakt na transakcje różnicowe jest odpowiednim i proporcjonalnym instrumentem na potrzeby zaradzenia stwierdzonym niedoskonałościom rynku i ryzyku specyficznemu dla sektora jądrowego, a tym samym osiągnięcia celów środka przy jednoczesnym zachowaniu skutecznych sygnałów rynkowych. Belgia wyjaśnia, że wszelkie przychody z kontraktu na transakcje różnicowe wpłyną do ogólnego budżetu państwa, ale będą podlegać odrębnej rachunkowości. Będą one wykorzystywane przede wszystkim do finansowania płatności na rzecz kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania na podstawie kontraktu na transakcje różnicowe. Gdyby przychody z kontraktu na transakcje różnicowe przekroczyły kwoty niezbędne do sfinansowania kosztów tego kontraktu, mogłyby zostać wykorzystane do sfinansowania kosztów innego kontraktu na transakcje różnicowe. Belgia zobowiązuje się, że wszelkie pozostałe przychody z kontraktu na transakcje różnicowe zostaną podzielone między przedsiębiorstwa. Belgia zobowiązuje się ponadto, że w przypadku gdy przychody z kontraktu na transakcje różnicowe zostaną przekazane przedsiębiorstwom, poinformuje o tym Komisję oraz, w razie potrzeby, dokona zgłoszenia takiego środka. Belgia potwierdza również, że uwzględniła klauzule dotyczące kar w przypadku nieuzasadnionego jednostronnego wcześniejszego wypowiedzenia kontraktu na transakcje różnicowe.

3.3.1.3.3. Płatności MOCP i instrument WCF

- (111) Jeśli przychody BE-NUC nie będą wystarczające do pokrycia kosztów należnych w danym miesiącu zgodnie z umową o eksploatacji i konserwacji, a także wszelkich innych kosztów operacyjnych, kosztów paliwa i utrzymania oraz nakładów inwestycyjnych niezbędnych do eksploatacji jednostek LTO, kontrahent umowy w sprawie wynagradzania będzie zobowiązany do dokonania płatności na rzecz BE-NUC pokrywającej niedobór w celu zapewnienia wystarczającego przepływu środków pieniężnych na pokrycie tych kosztów, aby zapewnić długoterminową rentowność spółki JV⁽⁶⁰⁾.

⁽⁶⁰⁾ BE-NUC przedłoży w tym zakresie roczne sprawozdanie na potrzeby uzgodnienia kont. Jeżeli kwota podana w tym sprawozdaniu będzie niższa od łącznej kwoty minimalnych kosztów operacyjnych, kontrahent umowy w sprawie wynagradzania zapłaci BE-NUC kwotę równą wartości bezwzględnej odpowiedniej różnicy. Równoważna płatność zostanie dokonana na rzecz Luminus.

- (112) W skład płatności MOCP wchodzi dwa elementy: Minimalne wydatki operacyjne: (i) płatność z tytułu niedoboru dochodów w celu zapewnienia przepływów pieniężnych wystarczających do pokrycia kosztów wymaganych do funkcjonowania jednostek LTO i zabezpieczenia długoterminowej rentowności spółki JV oraz (ii) ochrona 50 % kosztów zainwestowanego kapitału w odniesieniu do zamortyzowanych kosztów kapitałowych związanych z przedłużeniem okresu eksploatacji LTO (co trzy lata).
- (113) Belgia twierdzi, że każde pojedyncze zdarzenie, które zmniejszyłoby dostępność jednostek LTO przez znaczny okres w ciągu roku, lub powtarzające się wyłączenia w ciągu kilku lat, mogą spowodować znaczne straty dla BE-NUC.
- (114) Belgia zwróciła się do Electrabel o ocenę ryzyka wystąpienia poważnych nieoczekiwanych zdarzeń w całym okresie eksploatacji jednostek LTO w oparciu o dane historyczne. Electrabel twierdzi, że istnieje duże prawdopodobieństwo wystąpienia znaczącego nieplanowanego zdarzenia ⁽⁶¹⁾ w 10-letnim okresie przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO. Aby to udowodnić, Electrabel zidentyfikował historyczne przypadki niedostępności każdego z siedmiu reaktorów jądrowych w 11-letnim okresie obejmującym lata 2012–2022 (zob. tabela 10). Electrabel twierdzi, że to historyczne podejście dostarcza użytecznych informacji z następujących powodów:
- nie istnieje ujednolicona definicja/metoda szacowania lub obliczania prawdopodobieństwa zdarzeń związanych z nieplanowaną niedostępnością ani szacowania czasu trwania okresu niedostępności związanego z takimi zdarzeniami;
 - jednorodne dane są dostępne tylko za lata 2012–2022; od rozpoczęcia eksploatacji belgijska flota jądrowa zawsze borykała się jednak ze zdarzeniami związanymi za znaczącą nieplanowaną niedostępnością/okresami niedostępności;
 - prawo belgijskie stanowi, że ocenę bezpieczeństwa należy przeprowadzać co dziesięć lat, licząc od momentu otrzymania przez elektrownię jądrową zezwolenia na pełną eksploatację. Ocena ta znana jest jako „okresowy przegląd bezpieczeństwa” lub „przegląd dziesięcioletni” ⁽⁶²⁾. Ostatni okresowy przegląd bezpieczeństwa przeprowadzono w Tihange 3 i Doel 4 w 2015 r. w okresie badanym (2012–2022) na potrzeby analizy ryzyka. Ponieważ 11-letni okres 2012–2022, w którym przeprowadzono okresowy przegląd bezpieczeństwa dla każdego reaktora, odpowiada mniej więcej okresowi wydłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO, okres ten uznaje się za właściwy punkt odniesienia.

Tabela 10

Zdarzenia związane ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością w siedmiu belgijskich blokach jądrowych (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] %

Źródło: SA.106107 – Spotkanie techniczne z Komisją Europejską w sprawie konieczności, adekwatności i proporcjonalności pożyczki SDC i płatności MOCP, 8 października 2024 r.

⁽⁶¹⁾ „Zdarzenie związane ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością” definiuje się jako każde nieplanowane zdarzenie skutkujące niedostępnością elektrowni wynoszącą ponad 30 % rocznie, co odpowiada 3,6 miesiąca.

⁽⁶²⁾ Szczegółowe informacje na temat kompleksowego okresowego przeglądu bezpieczeństwa, który jest przeprowadzany co 10 lat, są dostępne na stronie internetowej FANC/AFCN: <https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales>.

- (115) Z danych przedstawionych w tabeli 10 wynika, że we wszystkich siedmiu jednostkach jądrowych w latach 2012–2022 miały miejsce zdarzenia związane ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością, pozostające poza kontrolą operatora elektrowni jądrowych, które to zdarzenia spowodowały średnią niedostępność na poziomie 59 % na jednostkę (oprócz planowanych wyłączeń), co odpowiada średniej niedostępności wynoszącej 7 miesięcy na zdarzenie. W siedmiu belgijskich jednostkach jądrowych w latach 2012–2022 odnotowano w sumie 11 zdarzeń związanych ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością. Przyczynami niespodziewanej niedostępności były m.in. pęknięcia w zbiorniku ciśnieniowym reaktora, degradacja betonu (wymagająca istotnych napraw), awarie urządzeń, wycieki i sabotaż. W związku z tym Belgia twierdzi, że w ciągu dziesięciu lat na każdy reaktor przypada średnio około 1,6 (11/7) zdarzenia związanego ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością.
- (116) Belgia twierdzi, że w przypadku eksploatacji wielu jednostek jądrowych (lub floty jądrowej) utratę przychodów w okresie awarii jednej lub kilku jednostek można częściowo skompensować przychodami generowanymi przez inne jednostki. W przypadku projektu LTO oczekuje się jednak, że to ryzyko systemowe (dotyczące zdarzeń związanych z niedostępnością większości jednostek jednocześnie) wzrośnie wraz z kurczeniem się floty jądrowej Belgii od 2025 r. i zmniejszeniem jej zróżnicowania, tym bardziej że obie jednostki LTO są oparte na tej samej technologii. W związku z tym nie można wykluczyć wystąpienia poważnego zdarzenia mającego wpływ na obie jednostki LTO przez znaczną część roku.
- (117) Prawdopodobieństwo niedostępności jednostki na poziomie 59 %, czyli przez około 7 miesięcy, odpowiada średniemu czasowi trwania jednego wydarzenia związanego z nieplanowaną niedostępnością. Na podstawie własnych doświadczeń związanych z eksploatacją jednostek LTO w Belgii Electrabel uważa, że czas ten został oszacowany realistycznie, ponieważ poważne zdarzenia wymagają przeprowadzenia istotnych prac inżynierskich, zakupu części zamiennych, analizy wpływu na bezpieczeństwo oraz szeroko zakrojonych rozmów z organem ds. bezpieczeństwa jądrowego przed ponownym uruchomieniem reaktorów jądrowych.
- (118) Belgia wyjaśnia ponadto, że przeprowadzane regularnie co 10 lat od rozpoczęcia eksploatacji okresowe przeglądy bezpieczeństwa, oparte na wytycznych MAEA SSG-25⁽⁶³⁾, doprowadziły do znacznych modernizacji projektowych i inwestycji mających na celu sprostanie starzeniu się i przestarzałości jednostek jądrowych oraz pomogły w utrzymaniu ich bezpieczeństwa i niezawodności. Pomimo tych okresowych przeglądów operator obiektów jądrowych nie może jednak wykluczyć, że pojawią się nowe problemy, które spowodują okresy znaczącej niedostępności jednostek jądrowych.
- (119) Aby oszacować wpływ na BE-NUC wystąpienia zdarzenia związanego ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością w okresie przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO oraz skutki płatności MOCP, Belgia rozważyła wiarygodne scenariusze zdarzeń związanych ze znaczącą niedostępnością (zob. tabela 11) na podstawie danych z tabeli 10. Podobnie jak w przypadku innych ocen do celów obliczeń ilustracyjnych Belgia oparła się na modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania przyjętym w dniu 13 grudnia 2023 r.
- a) Scenariusz 1 zakłada średnią niedostępność na poziomie 59 %, oprócz planowanych wyłączeń, oddzielnie i w różnych latach (2030 i 2033) dla Doel 4 i Tihange 3. W takim przypadku nie uruchamia się płatności MOCP. Projekt LTO nadal generowałby nadwyżkę przychodów (powyżej kosztów) w wysokości [0–200] mln EUR rocznie dla Doel 4 i [0–200] mln EUR rocznie dla Tihange 3, ale wewnętrzna stopa zwrotu z projektu nie przekroczyłaby [0–5] %.
- b) W scenariuszu 2 obie jednostki LTO są jednocześnie niedostępne przez cały rok w okresie 2029–2035 (tj. okresie produkcji energii na maksymalnym poziomie po zakończeniu prac związanych z LTO). W takim przypadku uruchamia się płatności MOCP, co przekłada się na płatności na rzecz BE-NUC w wysokości od [700–1 000] mln EUR do [1 000–1 300] mln EUR rocznie, w zależności od roku niedostępności. Belgia przedstawiła dwa konkretne przykłady (scenariusz mniej lub bardziej negatywny), aby dokonać symulacji wpływu na projekt LTO:
- W 2029 r. (bardziej negatywny scenariusz) projekt LTO wygenerowałby ujemną wartość bieżącą netto w wysokości [0–200] mln EUR, co przełożyłoby się na wewnętrzną stopę zwrotu w wysokości [0–5] %.
 - W 2034 r. (scenariusz mniej negatywny) wpływ znaczącej nieplanowanej niedostępności na udziałowców spółki JV i na BE-NUC byłby stosunkowo mniejszy, ponieważ 10-letni okres projektu LTO dobiegłby końca. Projekt LTO wygenerowałby ujemną wartość bieżącą netto w wysokości [0–200] mln EUR, co przełożyłoby się na wewnętrzną stopę zwrotu w wysokości [5–10] %.

⁽⁶³⁾ Normy bezpieczeństwa MAEA, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants*, STI/PUB/1588.

- c) W scenariuszu 3 obie jednostki LTO są jednocześnie niedostępne przez cały rok podczas etapu rozruchu, tj. w latach 2026–2028, charakteryzującego się ograniczonym wytwarzaniem energii w trakcie prac związanych z LTO. W tym okresie jednostki LTO mają być eksploatowane na poziomie poniżej 50 % ich mocy i jest bardziej prawdopodobne (w porównaniu z okresem pełnej eksploatacji), że jakkolwiek dalsza nieplanowana niedostępność spowoduje, że jednostki LTO będą niedostępne przez cały rok, przy czym wszelkie straty zostaną w pierwszej kolejności pokryte z pożyczki SDC. W takim przypadku uruchamia się płatności MOCP, ale oczekuje się, że w fazie rozruchu ani BE-NUC, ani Luminus nie będą generować zysków; żadne nieplanowane zdarzenia nie będą miały zatem dodatkowego wpływu na ich rentowność.

Tabela 11

Ilustracyjny wpływ trzech możliwych scenariuszy dotyczących zdarzeń związanych ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością na BE-NUC i kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania w oparciu o model finansowy stanowiący podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania

	Wpływ na BE-NUC		Wpływ na dokonanie płatności MOCP przez kontrahenta RA
	Wyniki LTO	IRR	
Scenariusz 1 59 % niedostępność dla T3 w 2030 r. i D4 w 2033 r.	2030 r.: nadwyżka przychodów powyżej kosztów w wysokości [0–200] mln EUR 2033 r.: nadwyżka przychodów powyżej kosztów w wysokości [0–200] mln EUR (wartość bieżąca netto na poziomie minus [100–300] mln EUR)	[0–5] %	Nie uruchamia się
Scenariusz 2 Efekt domina dotyczący obie jednostki jednocześnie przez cały rok na etapie eksploatacji	2029		
	Brak przychodów rynkowych w 2029 r. (wartość bieżąca netto minus [0–200] mln EUR)	[0–5] %	Uruchamia się: [700–1 000] mln EUR Brak płatności MOCP: upadłość BE-NUC
Scenariusz 3 Efekt domina mający wpływ na obie jednostki jednocześnie przez cały rok (2028 r.) w okresie rozruchu	2034		
	Brak przychodów rynkowych w 2034 r. (wartość bieżąca netto minus [0–200] mln EUR)	[5–10] %	Uruchamia się: [1 000–1 300] mln EUR Brak płatności MOCP: upadłość BE-NUC
	Przychody rynkowe uzyskane w 2028 r. (wartość bieżąca netto 0 mln EUR)	[5–10] %	Uruchamia się: [600–800] mln EUR Brak płatności MOCP: upadłość BE-NUC

Źródło: SA.106107 – Spotkanie techniczne z Komisją Europejską w sprawie konieczności, adekwatności i proporcjonalności pożyczki SDC i płatności MOCP, 8 października 2024 r.; SA.106107 – Odpowiedź Belgii na wniosek o udzielenie informacji z dnia 1 października 2024 r., 1 listopada 2024 r. (wersja zaktualizowana).

- (120) Zdaniem Belgii z powyższej analizy wynika, że płatności MOCP mają na celu pokrycie skutków potencjalnych poważnych zdarzeń zagrażających rentowności spółki JV i nie chronią spółki JV przed ponoszeniem wielu rodzajów ryzyka związanego z niedostępnością: w scenariuszu 1 w przypadku średnio poważnego wydarzenia płatności MOCP nie są uruchamiane i nie gwarantują zwrotów udziałowcom, którzy nadal ponoszą ryzyko nieodzyskania swoich inwestycji.

- (121) Płatności MOCP mogą w niektórych scenariuszach potencjalnie prowadzić do stosunkowo znacznych kosztów dla państwa belgijskiego, ponieważ będą uruchamiane w celu zaradzenia zdarzeniom związanym z niedostępnością o dużym wpływie, jak pokazano powyżej. Aby rozwiązać ten problem, Belgia wprowadziła górne ograniczenie płatności MOCP. Oznacza to, że w przypadku gdy wypłacone płatności MOCP osiągną kwotę 2 mld EUR („pułap płatności MOCP”), kontrahent umowy w sprawie wynagradzania (państwo belgijskie) skorzysta z przysługującego mu na mocy tej umowy prawa do wypowiedzenia umowy ⁽⁶⁴⁾, pod warunkiem że będzie to właściwe w świetle między innymi:
- przyczyny osiągnięcia pułapu płatności MOCP;
 - potencjalnego wpływ tego zdarzenia w perspektywie krótko- i długoterminowej,
 - prognozy dotyczącej płatności MOCP zgodnie z umową w sprawie wynagradzania (w przypadku braku wypowiedzenia),
 - (przewidywanej) kwoty należnych opłat z tytułu wypowiedzenia umowy oraz
 - konsekwencji dla bezpieczeństwa dostaw.
- (122) Belgia twierdzi, że w następujących okolicznościach wypowiedzenie umowy nie byłoby właściwe:
- jeżeli – w zależności od tego, które prawo do wypowiedzenia umowy miałyby zastosowanie – odnośna opłata z tytułu wypowiedzenia umowy (jeżeli dotyczy) przekracza oczekiwane przyszłe płatności MOCP;
 - jeżeli obciążenie i koszty, między innymi dla państwa belgijskiego, związane ze zdolnością zastępczą przewyższają oczekiwane płatności MOCP oraz
 - jeżeli zdolność zastępcza nie jest dostępna.
- (123) W przypadku gdy kontrahent umowy w sprawie wynagradzania zdecyduje się nie skorzystać z przysługującego mu prawa do wypowiedzenia umowy, Belgia przedłoży Komisji swoje uzasadnienie do oceny.
- (124) Kwota pułapu płatności MOCP odpowiada górnej granicy płatności MOCP w scenariuszu, w którym obie jednostki LTO są jednocześnie niedostępne przez dwa kolejne lata. Oczekiwane płatności MOCP w związku z dwuletnim wyłączeniem będą zależały od roku, w którym ma miejsce wspomniane wyłączenie. Belgia przedstawiła obliczenia rocznych płatności MOCP i łącznych kwot w ciągu dwóch kolejnych lat (zob. tabela 12) na podstawie wstępnych prognoz z modelu finansowego stanowiącego podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania przyjętego w dniu 13 grudnia 2023 r.

Tabela 12
Symulacja płatności MOCP

Okres 100 % niedostępności	Koszt MOCP w roku 1 (w mln EUR)	Koszt MOCP w roku 2 (w mln EUR)	Całkowity koszt MOCP (w mln EUR)
2026–2027	[600–800]	[600–800]	[1 100–1 300]
2027–2028	[600–800]	[600–800]	[1 200–1 400]
2028–2029	[600–800]	[800–1 000]	[1 400–1 600]
2029–2030	[800–1 000]	[800–1 000]	[1 600–1 800]
2030–2031	[800–1 000]	[1 000–1 100]	[1 800–2 000]
2031–2032	[900–1 100]	[800–1 000]	[1 800–2 000]
2032–2033	[800–1 000]	[800–1 000]	[1 800–2 000]
2033–2034	[800–1 000]	[1 000–1 200]	[1 900–2 100]
2034–2035	[1 000–1 200]	[600–800]	[1 700–1 900]

Źródło: Władze belgijskie.

⁽⁶⁴⁾ Belgia przedstawiła szczegółowy przegląd praw do wypowiedzenia umowy na mocy w sprawie wynagradzania i stwierdziła, że oprócz praw do wypowiedzenia umowy umowa ta zawiera również „jednolity protokół jednostki LTO”, który na wiele sposobów odzwierciedla system praw do wypowiedzenia umowy, ale ma zastosowanie wyłącznie do usunięcia jednej jednostki LTO z zakresu umowy w sprawie wynagradzania przed datą ponownego uruchomienia LTO.

- (125) Aby uzasadnić wykorzystanie dwuletniego okresu odniesienia do obliczenia proponowanego limitu płatności MOCP w wysokości 2 mld EUR, Belgia podaje kilka przykładów reaktorów jądrowych, które zostały trwale wyłączone z eksploatacji z przyczyn technicznych w Stanach Zjednoczonych (ponieważ dotychczas podobna sytuacja nie miała miejsca w Europie)⁽⁶⁵⁾. Według Belgii przykłady te pokazują, że dwuletni okres odniesienia jest zgodny z rzeczywistością przemysłową, ponieważ upływ dwóch lat od wykrycia problemu wymagającego wyłączenia obu jednostek LTO można zazwyczaj uznać za rozsądny punkt odcięcia dla podjęcia decyzji o kontynuacji napraw lub rozważenia ostatecznego wyłączenia.
- (126) Aby uruchomić płatności MOCP, BE-NUC pozyska, albo od swoich udziałowców, albo od podmiotu zewnętrznego, instrument finansowania kapitału obrotowego (instrument WCF) najpóźniej w pierwszym dniu ponownego uruchomienia LTO. Instrument WCF służy finansowaniu zapotrzebowania na kapitał obrotowy wynikającego z eksploatacji jednostek LTO. BE-NUC będzie mogło skorzystać z instrumentu WCF, jeśli różnica między wpływami a wypływami środków pieniężnych spółki będzie mniejsza niż szacowane wydatki operacyjne w nadchodzącym okresie wydatkowania określonym w umowie w sprawie wynagradzania. Kwota udostępniania w ramach instrumentu WCF ma odpowiadać co najmniej średnim łącznym szacunkowym wydatkom operacyjnym przez okres trzech miesięcy. W rezultacie instrument WCF stanowi śródroczny pomost do rocznych płatności MOCP, działając jako odnawialny instrument kredytowy, który w przypadku wykorzystania będzie spłacany corocznie z płatności MOCP zapewnianych przez Belgię.
- (127) Warunki instrumentu WCF, który musi zostać pozyskany na warunkach rynkowych najpóźniej w pierwszym dniu ponownego uruchomienia LTO, nie są jeszcze znane. Belgia doprecyzowała jednak, że oprocentowanie instrumentu WCF zostanie ustalone przy użyciu tej samej metody, którą uzgodniono w odniesieniu do pożyczek udziałowców (zob. motyw 63).

3.3.1.3.4. Pożyczki SDC

- (128) Oprócz płatności MOCP, który zapewniają stabilność finansową przez cały 10-letni okres przedłużenia okresu eksploatacji, w ciągu pierwszych trzech lat realizacji projektu LTO (etap rozruchu) rząd belgijski udzieli BE-NUC i Luminus pożyczki na identycznych warunkach. Wysokość pożyczek zostanie ustalona w odniesieniu do proporcjonalnego udziału tych spółek w jednostkach LTO, a w konsekwencji ich udziału w kosztach wyłączenia i kosztach operacyjnych od dnia 1 lipca 2025 r. Jak wspomniała Belgia, pożyczek SDC udziela się na potrzeby zapewnienia płynności do końca 2028 r., ponieważ koszty operacyjne nie będą mogły być finansowane z przepływów pieniężnych z uwagi na prace związane z LTO.
- (129) Pożyczki SDC, które są udzielane z zastosowaniem ograniczonej stopy procentowej i podlegają spłacie zgodnie z określonym harmonogramem, składają się z dwóch różnych instrumentów (tj. jednego na jednostkę LTO), z których każdy obejmuje dwie transze:
- a) transzę dotyczącą kosztów w okresie wyłączenia odpowiedniej jednostki poniesionych przez BE-NUC i Luminus od ustawowej daty wyłączenia do daty ponownego uruchomienia odpowiedniej jednostki: w ramach tej transzy finansuje się i pokrywa koszty niezbędne do utrzymania jednostek LTO do dnia ponownego uruchomienia. Jeżeli koszty okresu wyłączenia będą wyższe niż przewidywano, kontrahent umowy w sprawie wynagradzania ma zapewnić redystrybucję transzy;
 - b) transzę związaną z pokryciem kosztów operacyjnych oraz części wydatków kapitałowych poniesionych w odniesieniu do odpowiedniej jednostki do dnia 31 grudnia 2028 r.: transza ta jest wykorzystywana do pokrycia niedoborów przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, które wystąpiły przed dniem 31 grudnia 2028 r. Wszelkie dalsze straty spowodowane nieplanowanymi wyłączeniami mają być jednak pokryte z płatności MOCP.
- (130) Warunki pożyczek SDC określono w motywie 96 decyzji o wszczęciu postępowania i nie zostały one zmienione. Pożyczki SDC podlegają spłacie z odsetkami w wysokości do 6 % i na równorzędnych warunkach ze zwrotami udziałowców. Jeżeli chodzi o metodykę zastosowaną do określenia stopy procentowej, Belgia wyjaśnia, że odbyło się to w wyniku negocjacji między stronami umowy w sprawie wynagradzania oraz że maksymalna stopa procentowa w wysokości 6 % odpowiada dolnej granicy docelowej wewnętrznej stopy zwrotu wynoszącej 6–8 % (z uwzględnieniem korekty MPRA).

⁽⁶⁵⁾ Na przykład Crystal River 3 został trwale wyłączony z eksploatacji w 2013 r., 3,5 roku po wykryciu poważnego problemu. Podobnie San Onofre 2 & 3 został wyłączony w 2013 r., 1,5 roku po wykryciu poważnego problemu.

- (131) Jak stwierdzono w motywie 97 decyzji o wszczęciu postępowania, oczekuje się, że pożyczki SDC zostaną wypłacone w [...] transzach w łącznej kwocie [500–700] mln EUR od dnia [...] r. do dnia [...] r., i spłacone w trzech ratach od dnia [...] r. do dnia [...] r., z uwzględnieniem skapitalizowanych odsetek. Te obliczenia i kwoty zostaną zaktualizowane w modelu finansowym, który zostanie zatwierdzony przez kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania w 2025 r., przed datą ponownego uruchomienia LTO, na podstawie kosztów przedłużenia eksploatacji zgodnie z wymogami bezpieczeństwa jądrowego określonymi przez belgijską agencję bezpieczeństwa jądrowego, oszacowanych na podstawie kosztorysów przedstawionych przez wykonawców.
- (132) Belgia twierdzi, że pożyczki SDC nie przynoszą nieproporcjonalnych korzyści udziałowcom: ryzyko nieosiągnięcia oczekiwanych zysków rozkłada się proporcjonalnie na udziałowców spółki JV i kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania, jako że przy niższych zyskach zmniejszą się zarówno wewnętrzna stopa zwrotu z projektu LTO, jak i pożyczki SDC. W rzeczywistości pożyczki SDC nie zostaną (w ogóle) spłacone tylko wtedy, gdy projekt LTO nie będzie generować wystarczających zysków, aby wypłacić udziałowcom jakiegokolwiek zwrotu z ich inwestycji⁽⁶⁶⁾. W związku z tym Belgia twierdzi, że pożyczki SDC nie wiążą się z żadnym dodatkowym ryzykiem dla kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania wykraczającym poza ryzyko związane z wynikami i rentownością projektu LTO, ponieważ instrument ten nie jest wykorzystywany do finansowania wydatków kapitałowych (jedynie zamortyzowanych kosztów kapitałowych związanych z przedłużeniem LTO na etapie rozruchu).

3.3.1.4. Umowa o eksploatacji i konserwacji („umowa O&M”)

- (133) Zgodnie z umową o eksploatacji i konserwacji Electrabel ma świadczyć na rzecz BE-NUC:
- „usługi związane z LTO”: od daty sfinalizowania transakcji – prace i usługi wymagane do przedłużenia okresu eksploatacji każdej jednostki LTO o 10 lat oraz
 - „usługi O&M”: od końca pierwotnego okresu eksploatacji każdej jednostki LTO – usługi związane z eksploatacją i konserwacją jednostek LTO, wspólnych systemów i wspólnych aktywów w zakresie, w jakim są one wykorzystywane w związku z jednostkami LTO (w tym usługi w zakresie postępowania z odpadami).
- (134) Niektóre usługi są wyraźnie wyłączone z zakresu umowy o eksploatacji i konserwacji, w tym usługi, prace lub działania związane z likwidacją i demontażem jednostek LTO, za które to usługi odpowiedzialność ponosi Electrabel (zob. sekcja 3.3.2.4).
- (135) Zgodnie z art. 12.1 umowy w sprawie eksploatacji i konserwacji oraz z zastrzeżeniem pewnych dostosowań i wyjątków BE-NUC zapłaci Electrabel 89,807 % (która to wartość odzwierciedla udział spółki Luminus w jednostkach LTO w wysokości 10,193 %) wszystkich kosztów poniesionych w związku ze świadczeniem usług związanych z LTO oraz usług O&M oraz odpowiednią marżę, tj.:
- [0–5] % w przypadku kosztów ubezpieczenia i podatków;
 - [0–5] % w przypadku towarów i usług dostarczanych przez członków grupy Engie oraz
 - [10–20] % w przypadku wszystkich pozostałych kosztów.
- (136) Belgia twierdzi, że poziomy marż są dostosowane do poziomów stosowanych w na podstawie umowy partnerstwa LTO z Luminus (która sama w sobie obejmuje szeroki zakres usług, w tym m.in. usługi O&M). Pierwotna umowa dotycząca świadczenia podobnych usług na rzecz strony trzeciej, Luminus, zawarta w dniu 26 czerwca 2003 r. i potwierdzona 13 grudnia 2023 r., stanowi istotne odniesienie na poparcie stanowiska, że umowa o eksploatacji i konserwacji odzwierciedla rynkowe koszty operacji jądrowych. Ponadto Belgia twierdzi, że ryzyko finansowe ponoszone przez Electrabel jest większe niż ryzyko wynikające z umowy partnerstwa z Luminus, ponieważ zgodnie z umową o eksploatacji i konserwacji marża spółki Electrabel zostanie zmniejszona w przypadku (nieuzasadnionego) przekroczenia kosztów (tj. kosztów nieuwzględnionych w budżecie zaproponowanym przez Electrabel i zatwierdzonych przez strony) oraz w przypadku niedostępności elektrowni powyżej wartości docelowej.
- (137) Ponadto Belgia wskazuje, że umowa o eksploatacji i konserwacji zawiera pewne mechanizmy kontroli kosztów, w tym prawo BE-NUC do skontrolowania obliczeń opłat i wykonania usług przez Electrabel oraz do żądania przeglądu porównawczego cen stosowanych przez Electrabel za usługi techniczne świadczone przez podmioty powiązane.

⁽⁶⁶⁾ Mogłoby to miejsce jedynie w przypadku kilku lat znacznej niedostępności, np. dostępności poniżej 60 % rocznie w latach 2029–2035.

- (138) Ponadto, jako (wyłączny) operator jednostek LTO i dostawca usług na rzecz BE-NUC w ramach umowy o konserwacji i eksploatacji, Electrabel otrzyma zachęty do osiągnięcia wydajności technicznej i ekonomicznej jednostek LTO. W szczególności na mocy umowy o eksploatacji i konserwacji:
- przedsiębiorstwo Electrabel będzie zobowiązane do zapłaty ryczałtowego odszkodowania, jeżeli dostępność jednostek LTO w ciągu roku objętego umową będzie mniejsza niż [90–100] % (nie licząc wyłączeń związanych z LTO, normalnych wyłączeń i usprawiedliwionych zdarzeń). Skutkiem płatności tego ryczałtowego odszkodowania jest zmniejszenie marży uzyskanej przez Electrabel za ten rok umowy progresywnie z [10–20] % do [0–5] %;
 - w przypadku przekroczenia kosztów przedsiębiorstwo Electrabel nie będzie uprawnione do otrzymania żadnej odpowiedniej marży w odniesieniu do i w zakresie przekroczenia kosztów, z wyjątkiem uzasadnionego przekroczenia kosztów oraz
 - w przypadku przekroczenia kosztów na etapie rozruchu do marży Electrabel będą miały zastosowanie kary (do [50–60] % marży dla usług O&M i do [70–80] % marży dla usług związanych z LTO).
- (139) W związku z tym Belgia stwierdza, że umowa o eksploatacji i konserwacji ogranicza się do pokrycia poniesionych kosztów oraz że warunki finansowe tej umowy odzwierciedlają warunki rynkowe.

3.3.1.5. Umowa na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią („umowa EMSA”)

- (140) Chociaż BE-NUC będzie właścicielem technicznym 89,807 % energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO (pozostałe 10,193 % będzie należało do Luminus), przenosi ona własność tej energii elektrycznej na podmiot zarządzający energią, który będzie ją sprzedawać⁽⁶⁷⁾. W tym celu BE-NUC zawrze umowę na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią z partnerem, który będzie kupował energię elektryczną od BE-NUC i sprzedawał ją dalej.
- (141) W umowie EMSA zostaną określone najważniejsze warunki i zasady podziału ryzyka, a tym samym szczegółowo określona zostanie strategia składania ofert i zarządzania niezbilansowaniem („strategia BIS”) oraz rola podmiotu zarządzającego sprzedażą energii („partner umowy EMSA”) w odniesieniu do tej strategii, w ramach ustalonych parametrów. Partner umowy EMSA wyznaczony na mocy tej umowy będzie nabywcą i właścicielem udziału BE-NUC w energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO i musi stosować uprzednio określoną strategię BIS. Strategia BIS może być poddawana okresowemu przeglądowi i zmieniana zgodnie z procedurą określoną w umowie w sprawie wynagrodzenia. Rząd belgijski (BE-WATT), jako kontrahent umowy w sprawie wynagrodzenia, może narzucić strategię BIS w zakresie, w jakim spełnia ona warunki strategii BIS określone w umowie w sprawie wynagrodzenia. Partner umowy EMSA pełni w tej kwestii rolę doradczą.
- (142) Aby wprowadzać wytworzoną energię elektryczną na hurtowy rynek energii elektrycznej w konkurencyjny i przejrzysty sposób, Electrabel i państwo belgijskie uzgodniły przeprowadzenie przetargu publicznego na te usługi, zapewniając przejrzystość i zgodność z zasadami konkurencji (zob. sekcja 3.3.1.5.1). Do postępowania przetargowego ma zastosowanie prawo zamówień publicznych i wszelkie związane z nimi niezbędne zabezpieczenia.

3.3.1.5.1. Procedura przetargowa

- (143) Belgia twierdzi, że procedura przetargowa jest celowo prowadzona zgodnie z belgijską ustawą o zamówieniach publicznych z dnia 17 czerwca 2016 r. oraz dekretem królewskim z dnia 18 czerwca 2017 r. w sprawie zamówień publicznych w sektorach użyteczności publicznej⁽⁶⁸⁾.

⁽⁶⁷⁾ Luminus jest właścicielem (10,193 %) energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO. Luminus zarządza sprzedażą energii elektrycznej niezależnie i nie jest powiązany z umową EMSA, której celem jest sprzedaż części energii wytworzonej przez jednostki LTO należącej do BE-NUC.

⁽⁶⁸⁾ Loi relative aux marches publics. Dostęp pod adresem: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. Ustawa o zamówieniach publicznych z dnia 17 czerwca 2016 r. stanowi transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/25/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych, uchylającej dyrektywę 2004/17/WE.

- (144) Umowa na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią zostanie przyznana w drodze procedury negocjacyjnej z uprzednim zaproszeniem do składania ofert⁽⁶⁹⁾, co jest standardową procedurą w sektorze usług użyteczności publicznej. Zaproszenie do składania ofert opublikowano na odpowiednich platformach belgijskich⁽⁷⁰⁾ i unijnych⁽⁷¹⁾, co umożliwiło wszystkim potencjalnym kandydatom udział w procedurze.
- (145) Biorąc pod uwagę znaczenie usługi będącej przedmiotem przetargu i wrażliwość z punktu widzenia konkurencji, Belgia wprowadziła dodatkowe postanowienia i zabezpieczenia, aby zapewnić osiągnięcie celów umowy EMSA oraz odpowiednie świadczenie oczekiwanych usług.
- a) Przed sporządzeniem dokumentów przetargowych, w dniu 3 września 2024 r., opublikowano zaproszenie do przekazywania informacji na potrzeby umowy EMSA (do 2 października 2024 r.) w celu zebrania opinii rynku na temat kilku kwestii związanych z przedmiotową umową⁽⁷²⁾. Zaproszenie do przekazywania informacji służyło realizacji dwóch głównych celów: (i) powiadomieniu z wyprzedzeniem rynku o zbliżającym się postępowaniu przetargowym, zapewniając tym samym zainteresowanym kandydatom wystarczająco dużo czasu na przygotowanie się do udziału⁽⁷³⁾ i zwiększając przejrzystość; (ii) uzyskane w ten sposób informacje są w stosownych przypadkach brane pod uwagę przy sporządzaniu dokumentacji przetargowej, co pomaga BE-NUC w przygotowaniu dopracowanej, sprawdzonej na rynku oferty przetargowej, a także poprawia przejrzystość kryteriów i zapewnia, by wszelkie nałożone warunki lub kryteria były niedyskryminacyjne. Z udzielonych na zaproszenie informacji wynikało na przykład, że nie należy organizować odrębnych przetargów dla każdej jednostki LTO, ale że mogą one być przedmiotem przetargu w formie pakietu.
- b) 11 grudnia 2024 r. wystosowano zaproszenie do składania kandydatur, w którym wezwano zainteresowane strony do wyrażenia zainteresowania udziałem w przetargu do dnia 13 stycznia 2025 r. Na wniosek kilku stron termin składania kandydatur przesunięto do dnia 3 lutego 2025 r., aby zapewnić wystarczającą konkurencyjność postępowania przetargowego. Następnie zainteresowane strony zostaną zaproszone do składania ofert w oparciu o przyszłe dokumenty umowne (w tym zmienioną strukturę wynagradzania, jak wyjaśniono na Rys. 3). Belgia twierdzi, że dzięki szczegółowemu opisowi usług objętych przetargiem może zastosować pojedyncze kryterium udzielenia zamówienia oparte na cenie. Ponieważ zamówienie zostanie udzielone w drodze procedury negocjacyjnej, po złożeniu przez kandydatów ofert w odpowiedzi na zaproszenie do składania wniosków (obejmujące projekt umowy EMSA i wszelkie dokumenty dodatkowe) instytucja zamawiająca może zaprosić kandydatów do złożenia lepszej oferty, co zapewnia najbardziej konkurencyjny wynik.
- (146) Ponadto Belgia twierdzi, że przetarg uwzględni zestaw kryteriów wyboru mających na celu zapewnienie, aby wszyscy kandydaci spełniali warunki dotyczące profesjonalizmu i wymaganej infrastruktury niezbędnej do prawidłowej realizacji umowy EMSA. Te kryteria kwalifikacji zostały jednak ograniczone do niezbędnego minimum i każde z nich odnosi się do wymogu niezbędnego do świadczenia planowych usług, aby zapewnić maksymalną konkurencję podczas przetargu.
- (147) W porównaniu z informacjami, którymi Komisja dysponowała w momencie wydawania decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia przedstawiła więcej szczegółowych informacji na temat kryteriów kwalifikacji. Oferent (lub, w przypadku pierwszych czterech kryteriów opisanych poniżej, inny podmiot, na którego zdolnościach oferent polega) musi:
- a) przedłożyć co najmniej dwie referencje potwierdzające doświadczenie (obejmujące co najmniej jeden rok eksploatacji) w zakresie zarządzania energią w ramach portfela aktywów wytwórczych energii cieplnej lub jądrowej o mocy co najmniej 1 000 MW łącznie (tj. biorąc pod uwagę wszystkie referencje) zlokalizowanych w państwach Unii Europejskiej, Zjednoczonym Królestwie lub państwach EFTA⁽⁷⁴⁾;

⁽⁶⁹⁾ Zgodnie z art. 120 belgijskiej ustawy o zamówieniach publicznych z dnia 17 czerwca 2016 r.

⁽⁷⁰⁾ Bulletin der Aanbestedingen / Bulletin des Adjudications.

⁽⁷¹⁾ Dodatek do Dziennika Urzędowego Unii Europejskiej.

⁽⁷²⁾ Kwestie te obejmują między innymi profil ryzyka, gwarancje w odniesieniu do kontrahenta i ryzyka kontrahenta, mechanizm cenowy, warunki płatności, częstotliwość fakturowania i odsetki za zwłokę, strategię BIS, wewnętrzne rezerwy bilansujące portfel, podział oferty na dwie części (po jednej na każdy składnik aktywów energetycznych), strukturę kredytową i powiązaną strukturę gwarancyjną oraz łączenie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie („POB”).

⁽⁷³⁾ Państwo belgijskie aktywnie zidentyfikowało odpowiednich uczestników rynku, z którymi chce się skontaktować i zachęcić do udzielenia informacji w odpowiedzi na zaproszenie, a także do udziału w późniejszym postępowaniu przetargowym.

⁽⁷⁴⁾ Kryterium 1 000 MW gwarantuje, że zakwalifikowani/wybrani uczestnicy będą mieli zdolność finansową do obsługi przydzielonych im zapotrzebowań mocy, mieszczących się w przedziale od 1 000 do 2 000 MW.

- b) przedłożyć co najmniej dwie referencje potwierdzające doświadczenie (obejmujące co najmniej jeden rok eksploatacji) w zakresie zarządzania energią aktywów wytwórczych energii cieplnej lub jądrowej. Każda z referencji ma odnosić się do jednego składnika aktywów o mocy co najmniej 350 MW, zlokalizowanego w państwach Unii Europejskiej, Zjednoczonym Królestwie lub państwach EFTA ⁽⁷⁵⁾;
- c) przedłożyć co najmniej jedną referencję potwierdzającą doświadczenie (obejmujące co najmniej jeden rok eksploatacji) w zakresie zarządzania energią dla strony trzeciej w odniesieniu do mocy wytwórczej wynoszącej co najmniej 350 MW dla jednego składnika aktywów produkcyjnych zlokalizowanego w krajach Unii Europejskiej, Zjednoczonym Królestwie lub krajach EFTA ⁽⁷⁶⁾;
- d) posiadać rating kredytowy na poziomie „inwestycyjnym”, co oznacza następujący rating kredytowy przyznany przez jedną z poniższych agencji ratingowych (lub równoważną): (i) Fitch: co najmniej BBB-, (ii) S&P: co najmniej BBB-, (iii) Moody's: co najmniej Baa3 ⁽⁷⁷⁾ oraz
- e) posiadać aktywne członkostwo u co najmniej jednego wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej („NEMO”) działającego w Belgii w zakresie handlu energią elektryczną ⁽⁷⁸⁾.

(148) W okresie obowiązywania umowy EMSA do partnera umowy EMSA mają zastosowanie m.in. następujące warunki:

- a) posiadanie w Belgii umowy zawartej z Elia w charakterze podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie („POB”);
- b) posiadanie ratingu kredytowego na poziomie „inwestycyjnym”, co oznacza następujący rating kredytowy przyznany przez jedną z poniższych agencji ratingowych (lub równoważną): (i) Fitch: co najmniej BBB-, (ii) S&P: co najmniej BBB-, (iii) Moody's: co najmniej Baa3;
- c) posiadanie aktywnego członkostwa w co najmniej jednym NEMO działającym w Belgii w zakresie handlu energią elektryczną.

(149) W odniesieniu do harmonogramu przetargu Belgia twierdzi, że zamierza zakończyć przetarg w odpowiednim czasie, najpóźniej do dnia 15 maja 2025 r., tak aby partner umowy EMSA miał wystarczająco dużo czasu na przeprowadzenie niezbędnych przygotowań przed ponownym uruchomieniem jednostek LTO.

(150) Usługi objęte przetargiem obejmują, w odniesieniu do aktywów energetycznych, między innymi (i) „usługi reprezentowania aktywów energetycznych w zakresie transakcji terminowych i transakcji dotyczących zrealizowanej produkcji”, (ii) „usługi optymalizacji i obsługi operacyjnej na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego”, (iii) usługi w zakresie wypełniania obowiązków regulacyjnych na rynku energii, (iv) usługi w zakresie zawierania umów z belgijskim OSP oraz (v) handel, dostęp do rynku i analizę rynku. Ze względu na współzależność między różnymi wymienionymi zadaniami oraz częstą praktykę rynkową polegającą na łączeniu tych usług w jednej umowie handlowej w celu zapewnienia efektywności operacyjnej usługi te zostaną objęte jedną definicją usług EMSA.

3.3.1.5.2. Sprzedaż energii elektrycznej LTO i wynagrodzenie partnera umowy EMSA

(151) Belgia doprecyzowała, że partner umowy EMSA nie prowadzi działalności jako agent lub w imieniu BE-NUC, ale sprzedaje zakupioną energię elektryczną, ponieważ jest jej właścicielem. Ponadto w zmienionym projekcie kontraktu na transakcje różnicowe partner umowy EMSA uzyskuje uprawnienia decyzyjne w zakresie modulacji ekonomicznych, aby zachęcić do efektywnego wykorzystania ograniczonej puli modulacji oraz lepiej reagować na sygnały rynkowe (zob. motywy 153 i nast.).

⁽⁷⁵⁾ Zarządzanie istotnymi pojedynczymi punktami awarii na rynku wymaga specjalnego modelu operacyjnego i specjalnego szkolenia personelu. Podczas gdy w standardowym podejściu stosowanym w przypadku mniejszych, zdecentralizowanych aktywów dyspozytor w razie problemu otrzymuje polecenie jak najszybszego zakupu brakującej mocy na rynku dnia bieżącego, takie podejście nie jest odpowiednie w przypadku większych aktywów.

⁽⁷⁶⁾ Kryterium to gwarantuje, że kontrahent jest w stanie prowadzić operacje na rzecz strony trzeciej i posiada solidne ramy umowne.

⁽⁷⁷⁾ Kryterium to wprowadzono w celu zapewnienia odpowiednio solidnej zdolności partnera umowy EMSA do spłaty jego zobowiązań finansowych.

⁽⁷⁸⁾ Członkostwo w NEMO (Epexspot i Nord Pool w Belgii), tj. organizacji upoważnionej do zarządzania zintegrowanymi rynkami energii elektrycznej dnia następnego i dnia bieżącego, zapewnia dostęp do rynków energii elektrycznej. Kryterium to gwarantuje, że kandydat jest w stanie uzyskać dostęp do rynków handlowych w odpowiednim czasie oraz posiada wystarczające i aktualne doświadczenie w zakresie funkcjonowania rynku europejskiego.

- (152) Belgia twierdzi, że rozliczenie między partnerem umowy EMSA a BE-NUC opiera się na rynku dnia następnego, aby ograniczyć ryzyko bazowe dla BE-NUC, ponieważ oznacza to, że w połączeniu z płatnością różnicową dokonywaną przez BE-NUC na podstawie kontraktu na transakcje różnicowe, gdzie rynkowa cena referencyjna jest ceną na rynku dnia następnego, BE-NUC otrzymuje kurs wykonania (zob. sekcja 3.3.1.3.2) ⁽⁷⁹⁾. Belgia potwierdza, że partner umowy EMSA będzie miał swobodę dokonywania transakcji na wybranym przez siebie rynku i nie jest zobowiązany do składania ofert na rynku dnia następnego.
- (153) Jak wyjaśniono w sekcji 2.1 i motywie 109, ponieważ jednostki LTO nie mogą wykonywać więcej niż 30 modulacji na cykl, a zatem nie mają technicznej i regulacyjnej możliwości modyfikowania swojej mocy wyjściowej w dowolnym momencie, wynagrodzenie partnera umowy EMSA zmodyfikowano w celu zapewnienia zachęt do jak najlepszego wykorzystania ograniczonej liczby dozwolonych modulacji. Zamiast jedynie stałego wynagrodzenia (ustalonego w drodze przetargu), zmodyfikowana formuła wynagradzania obejmuje również część zmienną (opartą na z góry ustalonej formule i zależną od modulacji oraz rozliczenia korygującego). Takie wynagrodzenie daje partnerowi umowy EMSA udział w potencjalnych dodatkowych przychodach z modulacji w okresach ujemnych cen (a także udział w ewentualnych stratach z modulacji w okresach dodatnich cen, jeśli takie wystąpią), jednocześnie narażając go bezpośrednio na koszty niezbilansowania i rynku dnia bieżącego, zgodnie z poniższym opisem. W związku z tym zmienna część wynagrodzenia będzie obejmować stały procentowy udział („alfa”) w dodatkowych przychodach z modulacji na rynku dnia następnego oraz zróżnicowany procentowy udział („beta”) w kosztach i przychodach na rynku dnia bieżącego i niezbilansowania, tj. w rozliczeniach korygujących (które mogą obejmować dodatkowe przychody z modulacji na rynku dnia bieżącego), przy czym:
- alfa określa się *ex ante* na poziomie 20 %. Współczynnik alfa jest ustalony na tyle wysoko, aby zapewnić wystarczające zachęty do podejmowania optymalnych decyzji dotyczących modulacji, ale nie na tyle wysoko, aby zniechęcić uczestników przetargu niechętnych do podejmowania ryzyka;
 - dodatkowe przychody z modulacji oblicza się *ex post* jako iloczyn wolumenu zakupionego na rynku dnia następnego na potrzeby modulacji oraz różnicy między zerem a ceną rynku dnia następnego.
 - Współczynnik beta jest zróżnicowany, ale również określany *ex ante* i odzwierciedla odpowiedzialność finansową partnera umowy EMSA jako BOP w przypadku niezbilansowania. W tym względzie Belgia podnosi, że reaktory są stosunkowo stare, a prace niezbędne do realizacji projektu LTO i modulacje mogą zwiększyć ryzyko nieplanowanych wyłączeń, które powodują niezbilansowanie. Ponadto elektrownie te podlegają szczególnie wysokim wymogom w zakresie bezpieczeństwa, które jeszcze bardziej zwiększają ryzyko wyłączenia. Jednocześnie, chociaż belgijskie rynki dnia bieżącego i rynki bilansujące są coraz bardziej zintegrowane z rynkami sąsiadującymi, pozostają one stosunkowo niewielkie w porównaniu z wielkością dwóch reaktorów. W rezultacie każde wyłączenie zmniejsza szanse POB na znalezienie kontrahentów w celu złagodzenia skutków zamknięcia i nieproporcjonalnie zwiększa ryzyko skoków cen wynikających z zamknięcia. W związku z tym Belgia twierdzi, że współczynnik beta powinien mieć różne wartości w zależności od charakteru i wpływu zdarzenia, które prowadzi do niezbilansowania, a jednocześnie zapewniać odpowiednie zachęty dla partnera umowy EMSA (jako POB) do ograniczania niezbilansowania ⁽⁸⁰⁾. Partner umowy EMSA pozostaje jednak w pełni narażony finansowo na wszelkie niezbilansowanie wynikające głównie z rozbieżności między produkcją rzeczywistą a prognozowaną lub błędów handlowych.
 - Rozliczenie korygujące stanowi sumę płatności z rynku dnia bieżącego i z tytułu niezbilansowania, a współczynnik „beta” ma zastosowanie do obu tych elementów. O określonej godzinie wartość ta może być dodatnia lub ujemna.

⁽⁷⁹⁾ Podmioty zarządzające energią wykorzystują systemy rejestracji transakcji i zarządzania pozycjami w celu usprawnienia procesów, w tym prognozowania, optymalizacji, licytacji, sterowania ruchem sieciowym w czasie rzeczywistym i rozliczania transakcji. Dokładniej rzecz biorąc, systemy te rejestrują wszystkie transakcje między BE-NUC a partnerem umowy EMSA, a także związane z rynkiem transakcje sprzedaży i wymiany z OSP. Zarejestrowane dane są przetwarzane za pośrednictwem modułu rozrachunkowego, który przelicza wolumeny transakcji na rozliczenia finansowe przy użyciu wcześniej określonych wzorów umownych. Oświadczenia wygenerowane przez system są przesyłane drogą elektroniczną do BE-NUC do weryfikacji. BE-NUC może je zweryfikować i w razie potrzeby zwrócić się o wprowadzenie korekt.

⁽⁸⁰⁾ W szczególności współczynnik beta będzie wynosić 100 % w sytuacjach „wytwarzania energii przy obciążeniu podstawowym”, 20 % w sytuacjach modulacji ekonomicznej, tj. do 30 razy w roku, oraz 8 % w przypadku nieplanowanego wyłączenia, tj. w przypadku wyjątkowych zdarzeń o dużym wpływie, które zazwyczaj mają miejsce rzadziej niż raz w roku na jednostkę.

Rys. 3

Zmieniona formuła wynagradzania partnera umowy EMSA

Wynagrodzenie partnera umowy EMSA = część stała + część zmienna

Część zmienna = alfa*dodatkowe przychody + beta*rozliczenie korygujące
Dodatkowe przychody = wolumen wykupu * (0 – cena na rynku dnia następnego)
Rozliczenie korygujące = koszty lub przychody dnia bieżącego i niezbilansowania

- (154) Formuła przedstawiona na rys. 3 ma zastosowanie do całego wolumenu podczas modulacji, w tym jeżeli modulacja ma miejsce, gdy ceny są dodatnie (np. w okresach rampowania, w których moc będzie się zwiększać lub zmniejszać), a nie tylko w okresach cen ujemnych⁽⁸¹⁾. Zmienna część wynagrodzenia jest wypłacana przez BE-NUC na podstawie umowy EMSA, ale te koszty lub przychody zostaną przeniesione na BE-WATT na podstawie umowy w sprawie wynagradzania.
- (155) Według Belgii dzięki zmianie formuły wynagradzania partner umowy EMSA jest zachęcany m.in. do optymalnego stosowania modulacji ekonomicznych w całym przedziale czasowym dnia następnego i dnia bieżącego oraz do zmniejszenia kosztów dnia bieżącego i kosztów niezbilansowania. Belgia twierdzi, że parametry alfa i beta zostały tak dobrane, aby zapewnić sprawne funkcjonowanie rynku, unikając jednocześnie zniechęcania uczestników przetargu niechętnych do podejmowania ryzyka.
- (156) Zmieniona formuła wynagradzania będzie miała wpływ na zachowanie uczestników przetargu w odniesieniu do stałej części wynagrodzenia. Oferenci uwzględnią w swoich ofertach oczekiwane dodatkowe przychody wynikające z modulacji (wartość opcjonalna), a także koszty i potencjalne przychody związane z płatnościami na rynku dnia bieżącego i płatnościami z tytułu niezbilansowania. Belgia twierdzi, że dokumenty przetargowe będą zawierały wyjaśnienie struktury wynagrodzenia (struktury zachęt), tak aby potencjalne korzyści i straty wynikające ze zmienionej formuły wynagradzania były przejrzyste dla oferentów. Belgia dokona oceny adekwatności (zmodyfikowanej) formuły wynagradzania partnera umowy EMSA oraz zgodności z rynkiem i skuteczności zachęt, jakie zapewnia on na różnych rynkach. Ocena zostanie przeprowadzona najpóźniej dwa lata po rozpoczęciu eksploatacji, tak aby umożliwić terminową zmianę umowy lub zorganizowanie nowego przetargu, co będzie możliwe po 3,5 roku⁽⁸²⁾. Aby jednak utrzymać odpowiednie zachęty dla partnera umowy EMSA, korekta parametrów alfa i beta możliwa jest jedynie w górę⁽⁸³⁾.
- (157) Belgia twierdzi, że modyfikacja wynagrodzenia za świadczenie usług w zakresie zarządzania energią dostosowuje zachęty partnera EMSA – który ma uprawnienia do podejmowania decyzji w sprawie modulacji ekonomicznej (z zastrzeżeniem ostatecznej decyzji operatora, np. w przypadku obaw dotyczących bezpieczeństwa lub kwestii regulacyjnych) – do sygnałów rynkowych, a tym samym odnosi się do uwag Komisji w tym zakresie. Jednocześnie partner umowy EMSA ma odpowiednie zachęty do należytego wykonywania obowiązków POB, przy czym nie ponosi on pełnej odpowiedzialności za niezbilansowanie pozostające poza zakresem jego kontroli. Ponadto Belgia twierdzi, że między BE-NUC, operatorem elektrowni jądrowych a partnerem umowy EMSA będzie prowadzona stała i rzetelna wymiana informacji (w tym regularne aktualizacje dotyczące dostępności, zdolności technicznych itp. jednostek LTO), aby umożliwić partnerowi umowy EMSA podejmowanie świadomych decyzji dotyczących modulacji ekonomicznej i wyposażyć go w narzędzia zapewniające efektywne podejmowanie takich decyzji.

⁽⁸¹⁾ Wiąże się to z ograniczeniami technicznymi w odniesieniu do modulacji (zob. motyw 13).

⁽⁸²⁾ BE-NUC może jednostronnie wypowiedzieć umowę EMSA po upływie 3,5 roku (42 miesiące) od daty ponownego uruchomienia pierwszej jednostki jądrowej. BE-NUC może następnie zawrzeć nową umowę w następstwie nowego przetargu na odmiennych warunkach.

⁽⁸³⁾ Ocena parametrów alfa i beta będzie opierać się na: (i) ocenie udziału w przetargu i jego wyniku (wskaźnikami mogą być: liczba i rodzaj oferentów, wynik przetargu pod względem ceny/kosztów itp.), ocenie decyzji dotyczących (nie)przeprowadzania modulacji, w tym konsekwencje (finansowe) tych decyzji dla zaangażowanych stron, biorąc pod uwagę (oczekiwane i zrealizowane) warunki rynkowe i ograniczenia operacyjne/modulacyjne, oraz (iii) ocenie decyzji handlowych na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego, a także wynikającego z nich niezbilansowania w obrębie POB. Informacje leżące u podstaw tej oceny będą opierać się na danych zebranych od partnera umowy EMSA podczas jej trwania, a także na danych od operatora Electrabel za pośrednictwem BE-NUC i umowy O&M oraz wszelkie istotne informacje publiczne/rynkowe związane z powyższym.

(158) Belgia potwierdza również, że kontrahent kontraktu na transakcje różnicowe (BE-WATT) opracuje strategię zarządzania ryzykiem w odniesieniu do swojej otwartej pozycji, jak przewidziano w prawie, oraz że jej wdrożenie przyczyni się do zapewnienia płynności na rynkach terminowych energii elektrycznej (zob. motyw 99). Przyjęcie strategii jest uzależnione od opinii organu regulacyjnego, która będzie zawierać ocenę wpływu strategii na właściwe rynki energii elektrycznej.

3.3.1.5.3. Dodatkowe zabezpieczenia dotyczące podmiotu zarządzającego energią

(159) Partner umowy EMSA zostanie co do zasady wybrany w drodze przejrzystej, otwartej i konkurencyjnej procedury przetargowej (zob. sekcja 3.3.1.5.1). W przetargu może również uczestniczyć jednostka handlowa Engie, GEMS (Global Energy Management & Sales), która jest jednostką organizacyjną grupy Engie niezależną pod względem zarządczym od jednostki Nuclear. W celu zapewnienia sprawiedliwego procesu na wypadek udziału GEMS w procedurze przetargowej przewidziano szczegółowe przepisy i środki.

(160) Belgia twierdzi, że są i będą wprowadzane i stosowane wystarczające środki, aby skutecznie identyfikować potencjalne konflikty interesów i zapobiegać im. Wspomniane środki można podsumować następująco:

- a) zaproszenie do udzielenia informacji umożliwiło zbadanie rynku, a każda zainteresowana strona mogłaby zaproponować w tym kontekście różne warunki i propozycje, zapewniając, aby przetarg nie zawierał barier niekorzystnych dla żadnego zainteresowanego uczestnika w porównaniu z GEMS (lub jakimkolwiek przedsiębiorstwem należącym do grupy Engie). W wyniku uwzględnienia informacji udzielonych na zaproszenie Electrabel (ani żadne przedsiębiorstwo należące do grupy Engie) nie uczestniczy i nie będzie uczestniczyć w procesie opracowywania dokumentów przetargowych („dokumenty przetargowe w postaci długiego formularza”);
- b) w trakcie postępowania przetargowego – jeżeli GEMS miałoby w nim uczestniczyć, nawet jako podwykonawca lub w jakimkolwiek innym charakterze – Electrabel (lub jakiekolwiek przedsiębiorstwo należące do grupy Engie) oraz jego dyrektorzy lub przedstawiciele nie mogą uczestniczyć w jakiegokolwiek decyzji BE-NUC lub w obradach dotyczących przetargu (np. decyzji o wyborze i decyzji o udzieleniu zamówienia);
- c) ogólnie rzecz biorąc, w ramach organizacji Electrabel wprowadzono i nadal będą wprowadzane ściśle ograniczenia dotyczące przepływu informacji oraz bariery etyczne pomiędzy osobami odpowiedzialnymi w GEMS za składanie ofert a osobami zaangażowanymi w zarządzanie BE-NUC. Te same zabezpieczenia zostaną wprowadzone, jeżeli GEMS zostanie ostatecznie wybrane na partnera umowy EMSA w wyniku pomyślnego zakończenia procedury przetargowej;
- d) jeśli GEMS zostanie wybrane na partnera umowy EMSA, będzie podlegało tym samym obowiązkom – jako POB i partner umowy EMSA – co każdy inny kandydat, a także będzie objęte tym samym zestawem zachęt rynkowych. W szczególności, jako partner umowy EMSA, będzie otrzymywać zarówno stałe, jak i zmienne wynagrodzenie, które będzie je zachęcać do optymalnego wykorzystania puli modulacji i optymalizacji przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej zgodnie z zasadami rynkowymi. Ponadto GEMS będzie działać jako strona na podstawie precyzyjnego mandatu określonego w strategii BIS, od którego nie może odstąpić. Zabezpieczenia te gwarantują, że w przypadku wygrania przetargu na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią GEMS będzie działać tak samo jak każdy inny uczestnik tego przetargu i, dzięki strukturze umowy EMSA oraz zmodyfikowanej formule wynagradzania, będzie zachęcany do działania zgodnie z sygnałami rynkowymi.

(161) Jeżeli w ramach procedury przetargowej nie zostanie wyłoniony odpowiedni kandydat, w drodze ostatecznego rozwiązania awaryjnego – jeżeli umowa EMSA nie zostanie zawarta w odpowiednim czasie, najpóźniej do dnia 15 maja 2025 r. – GEMS będzie tymczasowo świadczyć usługi w zakresie zarządzania energią. Usługi te będą świadczone na warunkach uzgodnionych między stronami w ograniczonym okresie, tak aby BE-NUC mógł udzielić zamówienia na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią w drodze innej procedury przetargowej. W przypadku pomyślnego wyniku procedury przetargowej wybrany kandydat przejmie świadczenie usług w zakresie zarządzania energią od GEMS po upływie odpowiedniego okresu, w którym GEMS świadczyło te usługi. Liczba oferentów w ponownym przetargu nie jest ograniczona.

(162) Belgia twierdzi, że takie rozwiązanie jest konieczne i odpowiednie, aby zapewnić ciągłość świadczenia usług publicznych (tj. sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki jądrowe), ale jest ono ściśle ograniczone czasowo i sprowadza się do niezbędnego minimum.

(163) Podsumowując, Belgia twierdzi, że zapewni, aby BE-NUC rygorystycznie przestrzegała przepisów i zasad dotyczących udzielania zamówień publicznych. Szeroko zakrojony proces konsultacji zapewnia dodatkowe zabezpieczenia gwarantujące, że zakup usług będzie odbywał się w drodze konkurencyjnej, przejrzystej, niedyskryminacyjnej i bezwarunkowej procedury przetargowej. W związku z tym Belgia uważa, że wyeliminowano wszelkie ryzyko zamknięcia dostępu do rynku i innych potencjalnych niekonkurencyjnych praktyk ze strony Engie oraz że przyjęto wszelkie środki i zabezpieczenia w celu wyznaczenia niezależnego partnera umowy EMSA. Jedynie w sytuacji awaryjnej usługi w zakresie zarządzania energią byłyby tymczasowo świadczone przez GEMS, co jest konieczne i odpowiednie, aby zapewnić ciągłość świadczenia usług publicznych.

3.3.1.6. Inne środki cząstkowe

(164) Dwoma innymi środkami cząstkowymi stanowiącymi część transakcji są umowa na świadczenie usług administracyjnych („umowa ASA”) zawarta między Electrabel a BE-NUC oraz porozumienie dotyczące odszkodowań na pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania umowy. Środki te wyjaśniono w sekcjach 3.3.10 i 3.3.11 decyzji o wszczęciu postępowania.

3.3.2. *Komponent 2: ograniczenie odpowiedzialności operatora elektrowni jądrowych za długoterminowe przechowywanie i trwałe składowanie odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego*

3.3.2.1. Ogólne zasady gospodarowania odpadami jądrowymi

(165) Jak wyjaśniono w motywie 121 decyzji o wszczęciu postępowania, ramy prawne mające zastosowanie do odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego w UE opierają się na następujących dwóch podstawowych zasadach: (i) zasadzie „zanieczyszczający płaci”⁽⁸⁴⁾ oraz (ii) ostatecznej odpowiedzialności państw członkowskich (w tym odpowiedzialności finansowej) za odpowiedzialne i bezpieczne gospodarowanie wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi (w tym ich składowanie)⁽⁸⁵⁾.

(166) Jak wyjaśniono w sekcji 3.4.2 decyzji o wszczęciu postępowania, zgodnie z obowiązującymi w Belgii przepisami operator elektrowni jądrowych ponosi odpowiedzialność finansową (za pośrednictwem spółki Synatom zajmującej się rezerwami jądrowymi oraz wspólnie z EDF Belgium i Luminus („przedsiębiorstwa uczestniczące”) oraz odpowiedzialność operacyjną za likwidację siedmiu elektrowni jądrowych, a także za kondycjonowanie odpadów radioaktywnych i wypalonego paliwa jądrowego, gospodarowanie nimi oraz ich długoterminowe przechowywanie po ich przyjęciu przez ONDRAF/NIRAS do czasu ich trwałego składowania. Rezerwy na zobowiązania związane z energetyką jądrową dotyczące wypalonego paliwa jądrowego i odpadów z likwidacji są finansowane przez Electrabel i przedsiębiorstwa uczestniczące, zarządzane przez Synatom i podlegają kontroli ostrożnościowej niezależnego organu publicznego, Komisji ds. Rezerw Jądrowych („CPN/CNV”). Jak zauważono w motywach 123–125 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia twierdzi, że Electrabel zachowa pewne obowiązki jako jedyny operator jednostek LTO, wynikające z (i) prawodawstwa europejskiego i belgijskiego oraz (ii) zobowiązań umownych wynikających z porozumienia wykonawczego, tym samym przestrzegając zasady „zanieczyszczający płaci”.

(167) Organami nadzoru w Belgii są CPN/CNV i ONDRAF/NIRAS:

- a) ONDRAF/NIRAS sporządza (co 5 lat) kompleksowe sprawozdanie dotyczące wykazu wszystkich producentów odpadów radioaktywnych w Belgii oraz ocenia środki finansowe przeznaczone na zarządzanie odpowiednimi zobowiązaniami związanymi z energetyką jądrową;
- b) CPN/CNV dokonuje (co 3 lata) przeglądu metod stosowanych do obliczania rezerw na zobowiązania związane z energetyką jądrową oraz ich adekwatności, a także wartości bieżącej netto przyszłych zobowiązań w sprawozdaniach finansowych Synatom (weryfikacja metodyki, scenariusza odniesienia itp.).

⁽⁸⁴⁾ Art. 4 ust. 3 lit. e) dyrektywy Rady 2011/70/Euratom z dnia 19 lipca 2011 r. ustanawiającej ramy wspólnotowe w zakresie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi (Dz.U. L 199 z 2.8.2011, s. 48), który stanowi, że „koszty gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi są ponoszone przez te podmioty, które wygenerowały te materiały”.

⁽⁸⁵⁾ Art. 4 ust. 1 oraz art. 9 dyrektywy 2011/70/Euratom.

(168) Jak wspomniano w motywie 129 i tabeli 4 decyzji o wszczęciu postępowania, z ostatniego trzyletniego przeglądu CPN/CNV z lipca 2023 r. wynika, że obecna łączna kwota rezerw związanych z zobowiązaniami z tytułu energii jądrowej wynosi 18 225 mln EUR i obejmuje rezerwy na działania związane z demontażem (8 122 mln EUR), gospodarowanie wypalonym paliwem jądrowym (9 070 mln EUR) i odpady operacyjne (1 033 mln EUR) ⁽⁸⁶⁾.

3.3.2.2. Porozumienie w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady

(169) W ramach negocjacji w sprawie projektu LTO Engie i państwo belgijskie uzgodniły limit długoterminowej odpowiedzialności producentów odpadów promieniotwórczych powstałych w wyniku produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem energii jądrowej („porozumienie w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady”) w celu zmniejszenia niepewności w tym zakresie (zob. sekcja 3.4.3 decyzji o wszczęciu postępowania). Porozumienie w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady przewiduje przeniesienie zobowiązań finansowych związanych z produkcją, przechowywaniem lub posiadaniem unieszkodliwionych odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego we wszystkich siedmiu belgijskich jednostkach jądrowych – z zastrzeżeniem i po spełnieniu odpowiednich umownych kryteriów przeniesienia – z operatora elektrowni jądrowych (Electrabel) na państwo belgijskie w zamian za wypłatę kwoty ryczałtowej ⁽⁸⁷⁾.

(170) Wspomnianą kwotę ryczałtową ustalono dla każdej kategorii odpadów jądrowych. Jak wyjaśniono w motywie 131 decyzji o wszczęciu postępowania, promieniotwórcze odpady jądrowe można podzielić na trzy kategorie, zgodnie z historyczną klasyfikacją promieniotwórczości autorstwa ONDRAF/NIRAS i zgodnie z klasyfikacją Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej („MAEA”): odpady kategorii A (odpady krótkożyciowe o niskim lub średnim poziomie promieniotwórczości); odpady kategorii B (odpady długożyciowe o niskim lub średnim poziomie promieniotwórczości) oraz odpady kategorii C (odpady krótko- i długożyciowe o wysokim poziomie promieniotwórczości oraz wypalone paliwo jądrowe).

(171) W tabeli 13 poniżej przedstawiono podział istniejących rezerw w wysokości 18 225 mln EUR między Electrabel (8 410 mln EUR) i rząd belgijski (9 815 mln EUR), zgodnie z porozumieniem w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady, z uwzględnieniem kategorii odpadów.

Tabela 13

Podział odpowiedzialności w ramach porozumienia w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady

Kwota (w milionach EUR)	Odpowiedzialność państwa belgijskiego (po przeniesieniu)				Odpowiedzialność Engie	Rezerwy (2022 r.)
	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Ogółem		
Szacunkowy koszt podstawowy (bez nieprzewidzianych wydatków)	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Nieprzewidziane wydatki	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Kwota bazowa	1 611	675	7 528	9 815	8 410	18 225
Premia z tytułu ryzyka	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Kwota maksymalna	3 500	1 000	10 500	15 000	8 410	23 411

Źródło: Odpowiedź władz belgijskich na wniosek Komisji o udzielenie informacji z dnia 1 października 2024 r.

⁽⁸⁶⁾ Rezerwy na odpady operacyjne są kontrolowane przez zewnętrznych audytorów Engie (Deloitte) w ramach corocznego przeglądu audytowego.

⁽⁸⁷⁾ W tej decyzji sformułowanie „waste cap agreement” („porozumienie w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady”) odnosi się do ograniczenia długoterminowej odpowiedzialności producentów odpadów promieniotwórczych powstałych w wyniku wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem energii jądrowej, natomiast „waste deal” („porozumienie w sprawie odpadów”) odnosi się do połączenia wszystkich środków częściowych w ramach komponentu 2, tj. również porozumienia w sprawie demontażu i likwidacji itp.

(172) Zasady porozumienia w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady nie zostały zmienione i opisano je w motywie 133 decyzji o wszczęciu postępowania. Można je podsumować w następujący sposób:

- a) „kwoty maksymalne”: dla każdej kategorii odpadów promieniotwórczych spełniających umowne kryteria przeniesienia ustalono płatność ryczałtową, obejmującą premię z tytułu ryzyka i indeksowaną na poziomie 3 % rocznie od dnia 31 grudnia 2022 r., w łącznej kwocie 15 mld EUR (3,5 mld EUR dla kategorii A, 1 mld EUR dla kategorii B i 10,5 mld EUR dla kategorii C – zob. tabela 13). Jak wspomniano w motywach 134 i 135 decyzji o wszczęciu postępowania i jak wskazano w tabeli 13, Belgia twierdzi, że:
 - ilości stanowiące podstawę ustalenia kwot maksymalnych opierają się na wykazie odpadów wykorzystanym do przeglądu rezerw na zobowiązania związane z energetyką jądrową CPN/CNV w 2022 r. oraz na branżowym scenariuszu referencyjnym ONDRAF/NIRAS i scenariuszu operatora elektrowni jądrowych (które to scenariusze stanowią obecnie najlepsze oszacowanie wolumenu unieszkodliwionych odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego wytworzonych (w przeszłości i w przyszłości) przez siedem elektrowni jądrowych w scenariuszu bez LTO), oraz
 - wartość kwot maksymalnych jest wynikiem zastosowania premii z tytułu ryzyka do istniejących rezerw na zobowiązania związane z energetyką jądrową;
- b) „kredyty ilościowe”: (ryczałtowa) kwota maksymalna dla każdej kategorii odpadów odpowiada kredytowi ilościowemu dla określonych z góry ilości i stanowi zachętę dla operatora elektrowni jądrowej do minimalizowania produkcji odpadów jądrowych;
- c) „opłaty za dostosowanie ilości”: jeżeli kredyt ilościowy dla danej kategorii odpadów został w pełni wykorzystany, za każdy dodatkowy kredyt ilościowy należy zapłacić dodatkową kwotę. Kwoty te ustala się jako średnią arytmetyczną między (i) „kwotą maksymalną” dla danej kategorii odpadów podzieloną przez liczbę „kredytów ilościowych” tej kategorii a (ii) kosztem krańcowym jednego dodatkowego kredytu ilościowego;
- d) „umowne kryteria przeniesienia”: W odniesieniu do każdego rodzaju pakietu odpadów jądrowych ustanowiono umowne kryteria przeniesienia, czyli kryteria, które każdy pakiet odpadów i wypalone paliwo jądrowe muszą spełniać, aby przeniesienie odpowiedzialności finansowej na podmiot publiczny Hedera było możliwe (zob. motyw 178 poniżej). Odpowiedzialność za dostosowanie odpadów promieniotwórczych do umownych kryteriów przeniesienia – jak również związane z tym koszty – spoczywa na operatorze elektrowni jądrowych.

(173) Jak wspomniano w motywie 107 lit. a) i szczegółowo wyjaśniono w sekcjach 3.4.5.1 i 3.4.5.2 decyzji o wszczęciu postępowania, ustalenie kwot maksymalnych w wysokości 15 mld EUR opiera się na aktualnej kwocie rezerw na zobowiązania związane z energetyką jądrową operatora elektrowni jądrowych (kwota bazowa) i premii z tytułu ryzyka. Belgia doprecyzowała, że kwota bazowa obejmuje już dodatkowe rezerwy na nieprzewidziane wydatki, niepewności i inne rodzaje ryzyka, które mogą pojawić się w związku z likwidacją, gospodarowaniem odpadami promieniotwórczymi i gospodarowaniem wypalonym paliwem jądrowym. Postanowienia dotyczące płatności kwot maksymalnych wyjaśniono w sekcji 3.4.5.3 decyzji o wszczęciu postępowania i nie zostały one zmienione.

(174) Belgia uściśliła, że kwoty maksymalne, które mają zostać przekazane państwu belgijskiemu, obejmują już wszystkie przeszłe i szacowane przyszłe zobowiązania z tytułu odpadów jądrowych (do pierwotnej ustawowej daty zakończenia eksploatacji wszystkich belgijskich elektrowni jądrowych w 2025 r.). W związku z tym wszystkie odpady jądrowe i wypalone paliwo jądrowe wyprodukowane w przeszłości lub przyszłości przez belgijskie elektrownie podczas ich ustawowego okresu eksploatacji są już uwzględnione w kwotach maksymalnych.

(175) Belgia wyjaśnia również, że rzeczywista ilość odpadów będzie znana dopiero po ich unieszkodliwieniu i fizycznym przekazaniu państwu belgijskiemu. Kwota ryczałtowa w wysokości 15 mld EUR obejmuje zatem jedynie z góry określone ilości danych odpadów (kredyty ilościowe) uzgodnione w porozumieniu wykonawczym. Jeżeli rzeczywista ilość wytworzonych odpadów będzie większa niż kredyty ilościowe, za każdy dodatkowy kredyt ilościowy Engie uiszcza opłatę za dostosowanie ilości (zob. motyw 133 decyzji o wszczęciu postępowania).

- (176) Podobnie wszystkie odpady operacyjne („odpady LTO”) i wypalone paliwo jądrowe („wypalone paliwo jądrowe LTO”) powstałe w wyniku wydłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO będą finansowane przez BE-NUC i Luminus w odniesieniu do każdej dodatkowej ilości odpadów. W odniesieniu do każdej dodatkowej ilości odpadów LTO i zużytego paliwa LTO wymagane będą dwa zestawy płatności:
- a) odpady LTO: koszty operacyjnych odpadów LTO określone w umowie o eksploatacji i konserwacji obejmują dwa rodzaje kosztów:
 - płatność na rzecz Electrabel z tytułu kosztów związanych z obsługą odpadów LTO, obejmujących obsługę, przetwarzanie i kondycjonowanie odpadów operacyjnych („usługi związane z obsługą odpadów LTO”) w celu przygotowania pakietu odpadów LTO oraz
 - opłaty za dostosowanie ilości odpadów LTO, które obejmują pokrycie kosztów poniesionych po przeniesieniu zobowiązań związanych z odpadami jądrowymi na Hederę ⁽⁸⁸⁾;
 - b) usługi w zakresie gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym LTO: koszty utylizacji wypalonego paliwa jądrowego będą pokrywane na podstawie indeksowanej opłaty za każdą dodatkową ilość wypalonego paliwa powstałą w wyniku realizacji projektu LTO ⁽⁸⁹⁾.
- (177) Belgia doprecyzowuje ponadto, że model finansowy stanowiący podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia uwzględnia koszty związane z gospodarowaniem odpadami LTO i zużytym paliwem jądrowym LTO, szacowane na około 0,9 mln EUR na zestaw paliwowy (w wartościach z 2022 r.), z czego około 0,3 mln EUR na zestaw przypada na przechowywanie na miejscu, a około 0,6 mln EUR na zestaw na opłatę za dostosowanie ilości wypalonego paliwa jądrowego LTO.
- (178) Jak wyjaśniono w sekcji 3.4.4 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia utworzyła nową instytucję publiczną *sui generis*, Hederę, która pełni podwójną rolę:
- a) zarządzanie aktywami przeznaczonymi na finansowanie długoterminowych zobowiązań państwa belgijskiego dotyczących odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego oraz zabezpieczanie tych aktywów oraz
 - b) monitorowanie i kontrolowanie kosztów związanych z zarządzaniem przeniesionymi zobowiązaniami dotyczącymi odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego, pod nadzorem niezależnego organu publicznego (CPN/CNV).
- (179) Kwoty otrzymane przez Hederę odpowiadające limitowi odpowiedzialności za odpady muszą zostać zabezpieczone i zainwestowane w celu uzyskania zwrotu niezbędnego do pokrycia kosztów gospodarowania przekazanymi odpadami w terminie ich wymagalności. Hedera jest wyodrębnionym funduszem podlegającym kontroli nadzorczej CPN/CNV, specjalnego organu krajowego odgrywającego kluczową rolę w zapewnianiu właściwego zarządzania funduszami, ich kontroli i wykorzystaniu ⁽⁹⁰⁾. Znajduje to odzwierciedlenie w podwójnej roli Hedery, która zapewnia, aby: (i) otrzymane kwoty zostały zabezpieczone i generowały niezbędne zwroty ⁽⁹¹⁾, oraz (ii)

⁽⁸⁸⁾ Takie indeksowane opłaty za dostosowanie ilości odpadów LTO są płatne na rzecz Electrabel niezwłocznie po wyprodukowaniu pakietu odpadów LTO lub po uzyskaniu pewności co do jego produkcji. Opłata ta obejmuje przechowywanie odpadów LTO. Opłata za dostosowanie odpadów LTO dla każdej kategorii odpadów jest już przewidziana w art. 16–18 ustawy Phoenix.

⁽⁸⁹⁾ Opłata ta obejmuje: (i) wszystkie koszty przechowywania na miejscu ponoszone przez Electrabel do 2050 r., zanim obiekt zostanie przekazany państwu belgijskiemu, oraz (ii) wszystkie koszty związane z ONDRAF/NIRAS po przekazaniu obiektu, płatne na rzecz Hedery. Oszacowano już koszty przechowywania na miejscu w przeliczeniu na jeden zestaw paliwowy, a także ustalono wysokość opłaty za dostosowanie ilości wypalonego paliwa jądrowego; oba te elementy zostały określone w art. 16–18 ustawy Phoenix.

⁽⁹⁰⁾ Jest to zgodne z zaleceniem Komisji 2006/851/Euratom z dnia 24 października 2006 r. w sprawie zarządzania zasobami finansowymi przeznaczonymi na likwidację instalacji jądrowych, zużytego paliwa i odpadów radioaktywnych oraz Wspólną konwencją bezpieczeństwa w postępowaniu z wypalonym paliwem jądrowym i bezpieczeństwa w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi.

⁽⁹¹⁾ Aby zapewnić odpowiedni wzrost kwoty ryczałtowej z upływem czasu, w ramach Hedery ustanowiono komitet inwestycyjny (z udziałem trzech niezależnych ekspertów finansowych, przewodniczącego komitetu zarządzającego SPF Economie, urzędnika ds. inwestycji Hedery, przedstawiciela belgijskiej agencji ds. zadłużenia oraz przedstawiciela SPFIM), który doradza komitetowi zarządzającemu Hedery m.in. w zakresie strategii inwestycyjnej i zarządzania ryzykiem.

koszty gospodarowania odpadami i wypalonym paliwem jądrowym oraz przenoszonymi zobowiązaniami podlegały odpowiedniej kontroli⁽⁹²⁾. Ponadto środki finansowe będą musiały zostać w wystarczającym stopniu wyodrębnione z budżetu ogólnego państwa belgijskiego (zgodnie z ustawą o Hederze), tak aby były wykorzystywane wyłącznie na pokrycie kosztów długoterminowego przechowywania i ostatecznego składowania i nie mogły być wykorzystywane do innych celów ani do pokrycia przyszłych deficytów budżetowych.

- (180) Belgia wskazuje, że porozumienie dotyczące limitu odpowiedzialności za odpady obejmuje inne środki ograniczające ryzyko i że towarzyszą mu takie środki, w tym:
- a) uwzględnienie rygorystycznych umownych kryteriów przeniesienia: Przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych jest uzależnione od zgodności z umownymi kryteriami przeniesienia. Płatność ryczałtowa odpowiadająca limitowi odpowiedzialności za odpady następuje przed skutecznym przekazaniem przyszłych pakietów odpadów jądrowych państwu belgijskiemu i jest uzależniona od spełnienia umownych kryteriów przeniesienia przez operatora elektrowni jądrowych. Oznacza to, że operator elektrowni jądrowych pozostaje odpowiedzialny za wszystkie koszty odpadów jądrowych wynikające z braku spełnienia umownych kryteriów przeniesienia;
 - b) umowne kryteria przeniesienia określa się na poziomie strumienia odpadów kategorii A, kategorii B i kategorii C: Chociaż kredyty ilościowe określa się w podziale na kategorie odpadów, zgodność z umownymi kryteriami przeniesienia zapewnia się na poziomie strumienia odpadów. Ogranicza to ryzyko, że państwo belgijskie będzie musiało w przyszłości zarządzać nieprzewidywanymi strumieniami odpadów, a jednocześnie zapewni pewność operatorowi elektrowni jądrowych w kolejnych dziesięcioleciach;
 - c) odpady kategorii X: jak wspomniano w przypisie 69 decyzji o wszczęciu postępowania, w celu dalszej ochrony państwa belgijskiego przed nieprzewidywanymi strumieniami odpadów, które mogą powstać podczas likwidacji reaktorów jądrowych, w porozumieniu w sprawie odpadów przewidziano również mechanizm postępowania ze wszystkimi odpadami jądrowymi, które nie zostały zidentyfikowane na dzień 31 grudnia 2022 r. Odpady te zwane są „odpadami kategorii X”. Przewidziano mechanizm umożliwiający przekazanie odpadów kategorii X po uzgodnieniu jego warunków finansowych i technicznych;
 - d) ochrona wiedzy i budowanie zdolności podmiotów krajowych: Ważną kwestią w porozumieniu w sprawie odpadów było przekazanie wiedzy przez operatora elektrowni jądrowych do belgijskiej agencji gospodarowania odpadami jądrowymi (ONDRAF/NIRAS). Pozyskanie i ochrona wiedzy operatora elektrowni jądrowych przed ostatecznym zakończeniem wytwarzania przez niego energii elektrycznej w 2035 r. i eksploatacji SF2 w 2050 r. było dla państwa belgijskiego priorytetem⁽⁹³⁾. Przekazanie powstałych w przeszłości odpadów wiąże się z przekazaniem wszystkich dostępnych informacji na temat już wyprodukowanych pakietów odpadów oraz wszystkich informacji związanych z ich produkcją, w tym m.in. sprawozdań technicznych, rysunków technicznych i modeli stosowanych na potrzeby obliczeń komputerowych. Uzgodniono, że ramy takiego przekazania będą musiały zostać uzgodnione między ONDRAF/NIRAS a operatorem przed sfinalizowaniem transakcji. Wymianę wiedzy fachowej i szkolenia pracowników ONDRAF/NIRAS postrzega się jako wspólny cel bezpiecznego długoterminowego gospodarowania odpadami jądrowymi i wypalonym paliwem jądrowym przez operatora elektrowni jądrowych i państwo belgijskie. Długoterminowa ochrona wiedzy na temat energetyki jądrowej i budowanie zdolności podmiotów krajowych będą miały zasadnicze znaczenie dla utrzymania kosztów długoterminowego gospodarowania odpadami jądrowymi i wypalonym paliwem jądrowym zgodnie z założeniami przyjętymi w ramach porozumienia w sprawie odpadów;

⁽⁹²⁾ Co pięć lat ONDRAF/NIRAS musi przedkładać Hederze do zatwierdzenia plan określający usługi, za które Hedera przejęła odpowiedzialność finansową, oraz zasoby i inwestycje niezbędne do realizacji tego planu, wraz z towarzyszącymi mu kalkulacjami kosztów. Hedera analizuje plan, zasięga opinii CPN/CNV i zatwierdza plan pięcioletni (lub odrzuca go). Każdego roku (w trakcie realizacji takiego planu pięcioletniego) ONDRAF/NIRAS przedkłada Hederze do zatwierdzenia szczegółowy plan roczny na następny rok kalendarzowy. Hedera zatwierdza plan, również po otrzymaniu opinii od CPN/CNV. Ponadto Hedera zapłaci faktury wystawione jej przez ONDRAF/NIRAS wyłącznie pod następującymi warunkami: (i) żądane kwoty muszą być zgodne z obowiązującym planem pięcioletnim i szczegółowym planem rocznym, (ii) żądane kwoty muszą być uzasadnione rzeczywistymi wynikami oraz (iii) żądane kwoty muszą odnosić się do rzeczywistych kosztów przeprowadzonych działań.

⁽⁹³⁾ Zgodnie z wymogami dyrektywy 2011/70/Euratom. Dyrektywa ta zobowiązuje państwa członkowskie do planowania kształcenia i szkolenia, a także działań badawczo-rozwojowych, aby zaspokoić potrzeby krajowego programu gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi w celu uzyskania, utrzymania i dalszego rozwijania niezbędnej wiedzy fachowej i umiejętności, a tym samym umożliwienia bezpiecznego i pewnego długoterminowego gospodarowania odpadami jądrowymi i wypalonym paliwem jądrowym.

- e) kontrola ostrożnościowa przekazywanych funduszy. Płatność kwot maksymalnych jest jednorazową płatnością, która ma pokryć wszystkie przeniesione zobowiązania z tytułu działalności związanej z energetyką jądrową do czasu zamknięcia ostatecznego składowiska odpadów jądrowych w Belgii po 2100 r. Kontrola wydatków i zwrotów z inwestycji związanych z przekazaną kwotą jest zatem istotna dla zagwarantowania istnienia, dostępności i wystarczalności zasobów finansowych niezbędnych do pokrycia wszystkich odnośnych zobowiązań finansowych. Państwo belgijskie zastosowało się w tym względzie do opinii CPN/CNV opartej na zaleceniu Komisji 2006/851/Euratom (zob. przypis 93):
- fundusz publiczny zarządzający rezerwami na zobowiązania dotyczące odpadów jądrowych, Hedera, jest niezależnym organem publicznym podlegającym bezpośrednio parlamentowi belgijskiemu, co zapewnia przejrzystość i niezależność,
 - środki finansowe Hedery są wydzielone: mogą być wykorzystywane wyłącznie do celów, do których zostały utworzone i do których się nimi zarządza (zob. motyw 179),
 - planowanie budżetowe Hedery podlega kontroli i nadzorowi CPN/CNV,
 - Hedera prowadzi zróżnicowaną i ostrożną politykę inwestycyjną, która zapewnia dodatni zwrot w długim okresie, oraz
 - Hedera przedkłada swoje kalkulacje kosztów CPN/CNV, aby zapewnić terminowe udostępnienie ONDRAF/NIRAS odpowiednich środków finansowych;
- f) pakiet zabezpieczeń dotyczący nieograniczonych zobowiązań z tytułu działalności związanej z energetyką jądrową: zob. sekcja 3.3.2.4.

(181) Jak zauważono w motywie 172 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia przyznaje, że umowa dotycząca odpadów jądrowych ma pozytywny wpływ na profil ryzyka operatora elektrowni jądrowych, ponieważ znaczna część jego zobowiązań z tytułu działalności związanej z energetyką jądrową zostanie pokryta z kwot maksymalnych, oraz że ten odmienny profil ryzyka uzasadnia zmianę pakietu środków zapewniających bezpieczeństwo i nadzór nad sytuacją finansową operatora elektrowni jądrowych: płatność ryczałtowa w wysokości 15 mld EUR na rzecz Hedery uzasadnia wyłączenie aktywów pozaeuropejskich z portfela Electrabel (a tym samym zakończenie towarzyszącego im nadzoru CPN/CNV). Engie, jako francuska spółka dominująca Electrabel, dopilnuje, aby w momencie zawarcia umowy między państwem belgijskim a Electrabel w Electrabel pozostały aktywa o wartości co najmniej 4 mld EUR (wartość kapitałowa na dzień 30 czerwca 2023 r.). Ponadto Engie udziela nieograniczonej i niedowolnywanej gwarancji spółki dominującej płatności na pierwsze żądanie w odniesieniu do (i) zobowiązań Electrabel dotyczących likwidacji (co obejmuje również ryzyko, że wartość rezerw jest niewystarczająca), (ii) ryzyka wolumenu w ramach limitu oraz (iii) spłaty (bieżących lub przyszłych) pożyczek udzielonych Synatom.

(182) Belgia uważa, że przeniesione zobowiązania dotyczące odpadów jądrowych i dodatkowe zobowiązania z tytułu likwidacji wynikające z projektu LTO nie przynoszą korzyści gospodarczej Electrabel ani przedsiębiorstwom uczestniczącym ze względu na fakt, że odpowiednio odzwierciedlają one ryzyko późniejszych wahań kosztów przejęte przez państwo oraz że struktura przenoszonego ryzyka jest taka, że zgodziłby się je ponieść inwestor prywatny.

3.3.2.3. Dodatkowe uzasadnienia dotyczące czynnika dyskontującego i premii z tytułu ryzyka

3.3.2.3.1. Czynniki dyskontujący

(183) Belgia twierdzi, że rezerwy na zobowiązania związane z energetyką jądrową zebrane przez operatora obiektów jądrowych/Synatom przed zawarciem porozumienia w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady zostały obliczone przy zastosowaniu czynnika dyskontującego w wysokości 2,5 % w odniesieniu do działań związanych z demontażem (w tym odpadów z demontażu) oraz czynnika dyskontującego w wysokości 3 % w odniesieniu do wszystkich działań dotyczących wypalonego paliwa jądrowego (zgodnie z decyzją CPN/CNV podjętą podczas trzyletniego przeglądu przeprowadzonego pod koniec 2022 r.).

(184) Belgia wyjaśnia, że stosowanie dwóch różnych stóp dyskontowych do obliczania rezerw (na zobowiązania związane z demontażem i zobowiązania związane z wypalonym paliwem jądrowym) jest uzasadnione różnicą czasu trwania zobowiązań i odzwierciedla wartość pieniądza w czasie ⁽⁹⁴⁾.

⁽⁹⁴⁾ Rezerwy na zobowiązania związane z demontażem są dyskontowane według stopy dyskontowej wynoszącej 2,5 % ze względu na krótszy horyzont czasowy (czas trwania wynoszący 11,4 roku). Z kolei rezerwy na zobowiązania związane z wypalonym paliwem jądrowym podlegają wyższej stopie dyskontowej wynoszącej 3 %, tak aby uwzględnić dłuższy horyzont czasowy (czas trwania wynoszący 30 lat).

- (185) Jak zauważono w motywie 198, porozumienie w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady wiąże się wyłącznie z przeniesieniem na państwo belgijskie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego, natomiast zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu pozostają po stronie operatora elektrowni jądrowych (z wyjątkiem dyssynergii spowodowanych projektem LTO, zob. motyw 199). W związku z tym Belgia wskazuje, że do celów obliczenia wartości bieżącej przeniesionych zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego zachowano jeden czynnik dyskontujący w wysokości 3 % (1 % stopa rzeczywista + 2 % inflacja), aby uwzględnić fakt, że zobowiązania z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego mają dłuższy czas trwania niż zobowiązania z tytułu likwidacji (zob. motyw 148 decyzji o wszczęciu postępowania).
- (186) Belgia zasięgnęła opinii CPN/CNV odnośnie do najważniejszego czynnika dyskontującego, który należy zastosować do obliczenia limitu odpowiedzialności za odpady⁽⁹⁵⁾. Jak wspomniano w motywie 149 decyzji o wszczęciu postępowania, CPN/CNV zaproponowało dostosowanie czynnika dyskontującego dla zobowiązań z tytułu odpadów/likwidacji i wypalonego paliwa jądrowego, stosując podejście dwuetapowe polegające na zastosowaniu przez pierwsze 30 lat czynnika dyskontującego opartego na rzeczywistej 30-letniej stopie OLO wynoszącej 3,17 % oraz zastosowaniu w kolejnych 30 latach czynnika dyskontującego w wysokości 2,17 % opartego na szacunkach opartych na stopie OLO dla stopy wolnej od ryzyka.
- (187) Belgia przypomina, że okres negocjacji był długi (1,5 roku) oraz że wybór jednego czynnika dyskontującego w wysokości 3 % był uzasadniony potrzebą zapewnienia pewnego stopnia przewidywalności w odniesieniu do czynnika dyskontującego stosowanego w negocjacjach z Engie. Wynika to z faktu, że czynnik dyskontujący ma bezpośredni wpływ na obliczenie kwoty ryczałtowej, która ma zostać przekazana. Belgia wyjaśnia, że metoda zastosowana przez CPN/CNV w opinii z 2023 r. została później zastosowana wraz z ostateczną stopą forward Europejskiego Urzędu Nadzoru Ubezpieczeń i Pracowniczych Programów Emerytalnych („EIOPA”)⁽⁹⁶⁾ jako potwierdzenie *ex post*, że czynnik dyskontujący w wysokości 3 % był ostrożną stopą długoterminową.
- (188) Po pierwsze, Belgia zwróciła się do niezależnego konsultanta o obliczenie „pojedynczego” czynnika dyskontującego odpowiadającego dwuetapowemu podejściu CPN/CNV, wykorzystując stopy wolne od ryzyka sugerowane przez CPN/CNV, a także inne dane dotyczące stóp OLO⁽⁹⁷⁾. Z analizy wynika, że podejście zaproponowane przez CPN/CNV jest szczególnie wrażliwe na okres przyjęty na potrzeby obliczeń. Na przykład podejście dwuetapowe daje równoważny czynnik dyskontujący wynoszący 2,8 % przy zastosowaniu stóp wolnych od ryzyka sugerowanych przez CPN/CNV, stopę równoważną wynoszącą 3,1 % przy zastosowaniu metodologii CPN/CNV z danymi dotyczącymi stóp OLO dostępnymi w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania oraz stopę równoważną wynoszącą 3,2 % w momencie podpisania porozumienia wykonawczego. Jak pokazano w tabeli 14, dwuetapowe podejście sugerowane przez CPN/CNV daje dwie równoważne stopy dyskontowe z różnicą wynoszącą 40 punktów bazowych przy uwzględnieniu dwóch różnych okresów, które dzieli zaledwie 9 miesięcy.
- (189) Po drugie, w tabeli 14 przedstawiono również porównanie z ostateczną stopą forward EIOPA, jako że odniesienie do EIOPA zostało również wykorzystane w niemieckiej sprawie precedensowej (SA.45296)⁽⁹⁸⁾, w której czynnik dyskontujący w wysokości 4,58 % uznano za proporcjonalny.

⁽⁹⁵⁾ Opinia CPN/CNV dla ministra energii z dnia 7 marca 2023 r., 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 publikuje co miesiąc strukturę czasową stopy procentowej wolnej od ryzyka. Jest ona wykorzystywana przez zakłady ubezpieczeń w EOG do wyceny ich zobowiązań zgodnie z ramami regulacyjnymi Wyłącalność II. Krzywa EIOPA to krzywa rentowności stopy procentowej wolnej od ryzyka dla terminów zapadalności do 150 lat dla państw EOG. Stopy dla terminów zapadalności do 20 lat oblicza się na podstawie stóp swapowych (tj. stałych stóp, po których uczestnicy rynku są skłonni do wymiany zobowiązań o zmiennej stopie procentowej). Stopy dla dłuższego okresu zapadalności są ekstrapolowane i w bardzo długim okresie zbliżają się do ostatecznej stopy forward.

⁽⁹⁷⁾ Zob. przygotowana przez Compass Lexecon nota z 28 listopada 2024 r. – „Response to the EC concerns on discount rate – 281124”.

⁽⁹⁸⁾ Decyzja Komisji z dnia 16 czerwca 2017 r., SA.45296 (2017/N), Niemcy, przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego w Niemczech (Dz.U. C 254 z 4.8.2017, s. 1).

Tabela 14

Zmiany stopy równoważnej CPN i stopy EIOPA od czasu opinii CPN z marca 2023 r.

	Opinia CPN/CNV 7 marca 2023 r.	Podpisanie porozumienia wykonawczego 13 grudnia 2023 r.	Powiadomienie 21 czerwca 2024 r.	Decyzja o wszczęciu postępowania 22 lipca 2024 r.
Stopa równoważna CPN/CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
UFR	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Źródło: Analiza Compass Lexecon na podstawie danych z investment.com.

- (190) Jak wynika z tabeli 14, przyjęty czynnik dyskontujący w wysokości 3 % mieści się pomiędzy:
- propozycją CPN/CNV zawartą w opinii CPN dla ministra energii (z dnia 7 marca 2023 r.), uznawaną za dolną granicę oraz
 - ostateczną stopą forward, uznawaną za bardziej optymistyczny punkt odniesienia ⁽⁹⁹⁾.
- (191) Ponadto stopa na poziomie 3 % wydaje się bardziej zachowawcza niż propozycja CPN/CNV i ostateczna stopa forward w momencie podpisywania porozumienia i po tej dacie.
- (192) Belgia twierdzi ponadto, że czynnik dyskontujący wynoszący 1 % w ujęciu realnym wydaje się zachowawczy w porównaniu ze stopą zwrotu, jakiej może oczekiwać Hedera, stosując odpowiednie ostrożne podejście do zarządzania aktywami i pasywami. Tytułem porównania Belgia odwołuje się do specjalnego portfela aktywów EDF, który ma zapewnić bezpieczne finansowanie długoterminowych zobowiązań związanych z energetyką jądrową, opisanego w uniwersalnym dokumencie rejestracyjnym EDF z 2023 r. ⁽¹⁰⁰⁾ Portfel ten jest zarządzany w oparciu o podejście oparte na aktywach i pasywach i składa się z portfela zdywersyfikowanych aktywów porównywalnych z opisem hipotetycznego portfela zarządzanego przez Hedera, w związku z czym można racjonalnie założyć, że przyniesie on porównywalny zwrot.
- (193) Ponadto przy obliczaniu limitu odpowiedzialności za odpady Belgia przyjmuje stałą stopę inflacji w wysokości 2 %, która jest wyraźnym długoterminowym celem inflacyjnym Europejskiego Banku Centralnego („EBC”). EBC uważa, że właściwą miarą inflacji jest wskaźnik cen konsumpcyjnych („CPI”). Jak wspomniano w motywie 150 lit. b) decyzji o wszczęciu postępowania, CPN/CNV wyraziło obawy, że rzeczywista inflacja kosztów budowy obiektów jądrowych (na podstawie wskaźnika ABEX) może być wyższa niż inflacja CPI. Belgia twierdzi, że cel inflacyjny EBC na poziomie 2 % jest odpowiednim wskaźnikiem zastępczym inflacji na potrzeby obliczenia limitu odpowiedzialności za odpady z następujących powodów:
- po pierwsze, Belgia zauważa, że wskaźnik ABEX dotyczy kosztów budowy domów i budynków mieszkalnych w Belgii, a zatem jest jedynie niedoskonałym wskaźnikiem zastępczym kosztów budowy obiektów jądrowych, biorąc pod uwagę istotne różnice między budową elektrowni jądrowej a budową domów. Ponadto Belgia dodaje, że nieprzewidziane wydatki w scenariuszu przemysłowym ONDRAF/NIRAS obejmują ryzyko wzrostu kosztów przyszłych instalacji jądrowych służących do gospodarowania odpadami jądrowymi, a zatem ryzyko to zostało uwzględnione w kwocie bazowej;
 - po drugie: Belgia twierdzi, że ewolucja wskaźnika ABEX w czasie nie różni się istotnie od ewolucji inflacji mierzonej wskaźnikiem CPI oraz że różnice między tymi dwoma stopami wynikają z szeregu czynników, takich jak koszt energii i surowców, koszty pracy i popyt na roboty budowlane. Zdaniem Belgii różnice te mają charakter sytuacyjny, a nie strukturalny.
- (194) Z powodów wskazanych powyżej Belgia uważa, że czynnik dyskontujący na poziomie 3 % jest odpowiednią i zachowawczą stopą dyskontową dla długoterminowych zobowiązań.

⁽⁹⁹⁾ Podejście EIOPA uwzględnia warunki rynkowe wyłącznie dla krótkich terminów zapadalności (do 20 lat). Dla dłuższych terminów zapadalności metodyka nie opiera się na stopach swapowych, lecz na średnich historycznych, które niekoniecznie odzwierciedlają obecną rzeczywistość gospodarczą, co może prowadzić do znacznego zanizenia wartości zobowiązań długoterminowych. Ostateczna stopa forward stanowi zatem wskaźnik zastępczy bardzo długoterminowej stopy wolnej od ryzyka w ujęciu nominalnym odpowiedni dla funduszy emerytalnych. Biorąc jednak pod uwagę czas trwania zobowiązań z tytułu energetyki jądrowej oraz fakt, że zobowiązania te są pokrywane jedną początkową składką bez oczekiwania dalszych składek (inaczej niż w przypadku funduszy emerytalnych), zastosowanie ostatecznej stopy forward może nie być w przedmiotowej sprawie adekwatne.

⁽¹⁰⁰⁾ W uniwersalnym dokumencie rejestracyjnym z 2023 r. (s. 354) EDF zauważa, że oczekiwana stopa zwrotu z tego portfela na kolejne 20 lat jest wyższa niż stopa 4,5 % stosowana przez EDF do dyskonta jego zobowiązań z tytułu energetyki jądrowej, która to stopa jest o 1,5 punktu procentowego wyższa niż stopa dyskontowa przyjęta przez Belgię.

3.3.2.3.2. Premia z tytułu ryzyka

- (195) Jak zauważono w motywie 153 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia wskazuje, że do kwoty bazowej wynoszącej 9 815 mln EUR dodano znaczną dodatkową premię z tytułu ryzyka w wysokości 5 185 mln EUR w celu pokrycia pozostałych niepewności. Jak stwierdzono w motywie 154 decyzji o wszczęciu postępowania, premia z tytułu ryzyka opiera się na nocie technicznej ONDRAF/NIRAS⁽¹⁰¹⁾, w której przeanalizowano niepewność i ryzyko związane z przeniesieniem na państwo belgijskie odpowiedzialności finansowej za gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym z siedmiu belgijskich elektrowni jądrowych (zob. przypis 80 do decyzji o wszczęciu postępowania). Jak stwierdzono w motywie 156 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia twierdzi, że premia z tytułu ryzyka w wysokości 52,83 % jest odpowiednia i przekracza premię z tytułu ryzyka w wysokości 35,47 % zastosowaną w sprawie Niemiec (SA.45296 (zob. przypis 101)).
- (196) Oprócz wyjaśnień dotyczących premii z tytułu ryzyka przedstawionych w motywie 154 decyzji o wszczęciu postępowania podczas formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia przedstawiła bardziej szczegółowe informacje na temat sposobu obliczenia premii z tytułu ryzyka w oparciu o notę techniczną ONDRAF/NIRAS. Tabela 15 zawiera szczegółowe informacje dotyczące premii z tytułu ryzyka i jej struktury, które doprowadziły do ustalenia kwot 5 033 mln EUR i 5 133 mln EUR jako odpowiednio dolnej i górnej granicy. W ramach negocjacji dotyczących porozumienia w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady premię z tytułu ryzyka ustalono na nieco wyższym poziomie 5 185 mln EUR, tak aby płatność ryczałtowa wynosiła 15 mld EUR (zob. tabela 13).

Tabela 15

Elementy składowe i obliczenia premii z tytułu ryzyka

Składniki premii z tytułu ryzyka (kwoty w mln EUR)	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Opis
Spełnienie wymogów dla odpadów kat. A	900			Wszystkie odpady spełniające umowne kryteria przeniesienia dla kat. A mogą zostać przekazane państwu belgijskiemu jako odpady kat. A i prawdopodobnie będą przechowywane w obiekcie magazynowym kat. A. Aby jednak zabezpieczyć się przed ryzykiem, że części tych odpadów nie będzie można dostosować do wymogów kat. A, państwo belgijskie zastosowało się do zalecenia ONDRAF/NIRAS, aby odpowiednio uwzględnić to ryzyko, początkowo nieujęte w rezerwach na zobowiązania związane z energetyką jądrową z 2022 r., co wiąże się z szeregiem działań, takich jak unieszkodliwianie odpadów, dodatkowe działania badawczo-rozwojowe, modyfikacja barier konstrukcyjnych na potrzeby przechowywania naziemnego w celu dostosowania obiektu do specyficznych cech odpadów problematycznych oraz modyfikacja odpadów w celu ich dostosowania na potrzeby przechowywania. Ta część premii z tytułu ryzyka powiązana jest z kwotą w ramach składnika „Ryzyko regulacyjne – przeniesienie z kat. A do kat. B”.
Ryzyko dotyczące obiektów magazynowych	500			Różnica między scenariuszem referencyjnym a kwotą uwzględniającą ryzyko rezydualne i niepewność.
Ryzyko regulacyjne – przeniesienie z kat. A do kat. B	500	-500		Odpady spełniające umowne kryteria przeniesienia dla kat. A mogą zostać przekazane państwu belgijskiemu jako odpady kat. A w celu ich składowania w obiekcie kat. A. Aby jednak zabezpieczyć się przed ryzykiem, że części tych odpadów nie będzie spełniać wymogów kat. A i będzie musiała być składowana geologicznie, premia z tytułu ryzyka kat. A obejmuje składnik uwzględniający to ryzyko. Jest on powiązany z kwotą premii z tytułu ryzyka w ramach składnika „Spełnienie wymogów dla odpadów kat. A”.
Obiekt do przechowywania wypalonego paliwa jądrowego (scenariusz suchy zamiast budynku DE)			-367	Aby zmniejszyć ryzyko związane z przekazaniem państwu belgijskiemu wypalonego paliwa jądrowego w obiektach przeznaczonych do składowania odpadów po zakończeniu eksploatacji, Electrabel musi zastąpić „budynek DE” (tj. obiekt do przechowywania wypalonego paliwa jądrowego w Tihange) i przekazać odpady w stabilnej postaci. Odpowiednia rezerwa na zastąpienie budynku DE, w tym rezerwa na jego eksploatację do 2050 r. i późniejszą likwidację, może zatem zostać wyłączona z kwoty z tytułu przeniesienia odpowiedzialności na państwo belgijskie.
Budynek do przechowywania odpadów kat. B		-100		Budynek magazynowy TSC został wyłączony z limitu odpowiedzialności za odpady ze względu na niepewność co do wymagań projektowych. Koszty związane z tym budynkiem nie zostały jeszcze uwzględnione w rezerwach na zobowiązania związane z energetyką jądrową z 2022 r.
Łączne przekroczenia kosztów i scenariusz alternatywny zakładający głębokość 600 m (odpady kat. B i kat. C)				
Dolna granica			4100	Oszacowanie ryzyka związanego z alternatywnym scenariuszem zakładającym głębokość 600 m przeprowadzone przez ONDRAF/NIRAS opierało się na opinii ekspertów [x1,21], a nie na modelu probabilistycznym. W związku z tym państwo belgijskie wykorzystало opinię ekspertów, aby uwzględnić zarówno 70. percentyl prawdopodobieństwa („P70”), jak i przekroczenia kosztów związane z alternatywnym scenariuszem zakładającym głębokość 600 m, dla którego nie było dostępnych obliczeń P70, w celu określenia scenariusza kosztowego P70 i zdyskontowało go o 3 % (biorąc pod uwagę, że scenariusz zakładający głębokość 400 m został zatwierdzony przez ONDRAF/NIRAS i CPN/CNV oraz że rozkłady prawdopodobieństwa kosztów w alternatywnym scenariuszu zakładającym głębokość 600 m są nieznanymi i że scenariusz ten został uznany przez obie instytucje za „mniej prawdopodobny niż prawdopodobny”). Doprowadziło to do oszacowania górnej i dolnej granicy premii z tytułu ryzyka. Kwota ta uwzględnia 10-procentową rezerwę na badania i rozwój.
Górna granica			4200	
Premia z tytułu ryzyka łącznie				
dolna granica	5033			
górna granica	5133			

Źródło: Odpowiedź władz belgijskich na wniosek Komisji o udzielenie informacji z dnia 1 października 2024 r.

⁽¹⁰¹⁾NIRAS/ONDRAF, (poufna) notatka techniczna z marca 2023 r., „Note technique documentant une analyse des incertitudes et des risques associés au transfert de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des sept centrales nucléaires belges d’Engie à l’État belge”.

(197) Belgia zauważa, że zawarta w nocie technicznej opinia ONDRAF/NIRAS zawiera wykaz rodzajów ryzyka związanych z przeniesieniem zobowiązań z tytułu energetyki jądrowej na państwo belgijskie, które to rodzaje ryzyka dodano, przy pomocy ekspertów ONDRAF/NIRAS, do dokumentacji dotyczącej rezerwy na rok 2022 w celu oszacowania minimalnej premii z tytułu ryzyka niezbędnej do pokrycia wszystkich znanych rodzajów ryzyka. W związku z tym Belgia twierdzi, że premia z tytułu ryzyka zawarta w porozumieniu w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady ma obejmować wszystkie rodzaje ryzyka „mniej prawdopodobne niż prawdopodobne” wskazane w nocie ONDRAF/NIRAS oraz dodatkowe rodzaje ryzyka wskazane podczas negocjacji, które wynikały z rozmów z Electrabel i opinii ekspertów. Ponadto Belgia przypomina, że eksperci z ONDRAF/NIRAS byli zaangażowani w negocjacje dotyczące porozumienia w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady, aby pomóc rządowi belgijskiemu w uwzględnieniu ich zaleceń zawartych w nocie technicznej z marca 2023 r.

3.3.2.4. Zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu

(198) Jak wspomniano w motywie 163 decyzji o wszczęciu postępowania, w przeciwieństwie do przeniesionych zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego operator elektrowni jądrowych pozostaje wyłącznie odpowiedzialny za likwidację i demontaż całego parku jądrowego (w przypadku których przedsiębiorstwa uczestniczące wnoszą wkład finansowy w koszty likwidacji i demontażu). Zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu są zatem „nieograniczone”.

(199) W ramach transakcji państwo belgijskie wzięło jednak na siebie odpowiedzialność finansową za „dodatkowe zobowiązania z tytułu likwidacji wynikające z projektu LTO” lub „dyssynergie związane z likwidacją”. Dwie główne kategorie, które wzięto pod uwagę, to wzrost kosztów na etapie poeksploatacyjnym (koszty operacyjne i koszty projektu („koszty POP”)) oraz wzrost kosztów likwidacji i demontażu („koszty D&D”) związany z projektem LTO (koszty operacyjne, koszty projektu i koszty inwestycyjne). Przykłady tego, na czym konkretnie polegają te dyssynergie związane z likwidacją, przedstawiono w przypisach 85 i 86 decyzji o wszczęciu postępowania. Ostateczna kwota „dyssynergii związanych z likwidacją” jest wynikiem oceny wpływu projektu LTO i nie obejmuje żadnych kosztów operacyjnych związanych z bieżącym zarządzaniem lub zwykłą działalnością. Ostateczna kwota „dyssynergii związanych z likwidacją” jest wynikiem oceny wpływu projektu LTO na różne podkategorie kosztów, ponieważ zmiana terminu likwidacji dwóch reaktorów ma wpływ na planowanie, organizację, harmonogram i potrzebę realizacji określonych inwestycji w danym momencie⁽¹⁰²⁾. Ani BE-NUC, ani państwo belgijskie nie ponoszą żadnego innego zobowiązania z tytułu likwidacji.

(200) Jak wyjaśniono w motywie 168 decyzji o wszczęciu postępowania, ponieważ między Electrabel a państwem belgijskim nie było zgody co do wysokości kwoty dyssynergii związanych z likwidacją, zadanie podjęcia decyzji powierzono CPN/CNV, ale w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania ostateczna kwota nie była jeszcze znana. 24 czerwca 2024 r. CPN/CNV zatwierdziło kwotę [100–500] mln EUR (w ujęciu nominalnym), a 16 października 2024 r. CPN/CNV powiadomiło Belgię i Engie, że ostateczna kwota do zapłaty wynosi [100–500] mln EUR na koniec 2024 r.⁽¹⁰³⁾ Kwota dyssynergii związanych z likwidacją, którą to kwotę ma zapłacić rząd belgijski, jest stałą kwotą ryczałtową, której nie można zwiększyć, jeżeli dodatkowe koszty będą wyższe niż przewidywano; jeżeli jednak projekt LTO nie będzie przebiegał zgodnie z oczekiwaniami, państwo belgijskie otrzyma zwrot kosztów.

(201) Belgia twierdzi, że porozumienie w sprawie odpadów przewiduje również obszerny pakiet zabezpieczeń mających zagwarantować, że „nieograniczone zobowiązania związane z energetyką jądrową” będą ponoszone przez rentownego operatora elektrowni jądrowych.

- a) Wzrost zobowiązań związanych z likwidacją (zarówno w odniesieniu do jednostek LTO, jak i jednostek innych niż LTO) wynikający z projektu LTO, za który odpowiedzialność ponosi państwo belgijskie, zostanie pokryty ryczałtową płatnością końcową, co gwarantuje, że wszelkie ryzyko związane z likwidacją i demontażem pozostanie po stronie operatora obiektów jądrowych (zob. motyw 200).
- b) Nieograniczone zobowiązania z tytułu energetyki jądrowej pozostają przedmiotem kontroli ostrożnościowej ze strony CPN/CNV, podobnie jak przed zawarciem porozumienia w sprawie odpadów (tj. co trzy lata przeprowadzana jest weryfikacja kosztów likwidacji, inwestycji itp.).

⁽¹⁰²⁾ Belgia zauważa, że wpływ projektu LTO na istniejący program likwidacji może być negatywny (dyssynergia) lub pozytywny (synergia). Łączną kwotę obliczono jako ujemną (dyssynergia), chociaż uwzględniono również pozytywne skutki.

⁽¹⁰³⁾ Jeżeli sfinalizowanie transakcji nastąpi w terminie późniejszym niż 31 grudnia 2024 r., kwota zostanie zwiększona o [0–0,500] mln EUR miesięcznie, aby uwzględnić odpowiedni wzrost o [0–5] % w ujęciu rocznym.

- c) W celu zapewnienia rentowności operatora elektrowni jądrowych stosowane są między innymi następujące środki:
- zabezpieczenie zakresu aktywów pozostających w Electrabel (zob. motyw 181);
 - obniżenie progów decyzji kapitałowych podlegających zatwierdzeniu przez CPN/CNV (zob. motyw 175 decyzji o wszczęciu postępowania);
 - warunki udzielania pożyczek wewnątrzgrupowych;
 - gwarancja spółki dominującej (zob. motywy 57 i 174 decyzji o wszczęciu postępowania) oraz
 - rozszerzone obowiązki informacyjne.

3.3.2.5. Wpływ porozumienia w sprawie odpadów na środki finansowe komponentu 1

- (202) Zdaniem Belgii porozumienie w sprawie odpadów można ocenić oddzielnie od pozostałych elementów środka.
- (203) Po pierwsze, Belgia twierdzi, że porozumienie w sprawie odpadów dotyczy nie tylko jednostek LTO, ale wszystkich siedmiu reaktorów jądrowych w Belgii. Rezerwy na zobowiązania związane z energetyką jądrową, na których opierają się kwoty maksymalne, uwzględniają wszystkie rezerwy na zobowiązania związane z energetyką jądrową, które należało ustanowić do pierwotnego ustawowego terminu zakończenia eksploatacji siedmiu reaktorów jądrowych (zob. tabela 1).
- (204) Po drugie, jak wspomniano w motywie 170 decyzji o wszczęciu postępowania, koszty związane z odpadami operacyjnymi i wypalonym paliwem jądrowym wytwarzanymi przez jednostki LTO w okresie LTO będą pokrywane przez współwłaścicieli jednostek LTO (BE-NUC i Luminus); obejmuje to koszty zapewnienia zgodności odpadów operacyjnych z umownymi kryteriami przeniesienia oraz opłatę za dostosowanie ilości w odniesieniu do dodatkowych ilości. Electrabel i przedsiębiorstwa uczestniczące ustanowią rezerwy na zobowiązania związane z promieniotwórczymi odpadami operacyjnymi zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości. Te dodatkowe koszty odzwierciedlono w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia, na którym to modelu opierają się środki wsparcia finansowego w ramach komponentu 1 projektu LTO, i w związku z tym uwzględnia się je w odniesieniu do kalibracji środków cząstkowych w komponencie 1.
- (205) Po trzecie, operator elektrowni jądrowych pozostaje odpowiedzialny za likwidację i demontaż wszystkich siedmiu reaktorów jądrowych w Belgii. Koszty te nie zostały odzwierciedlone ani w porozumieniu dotyczącym odpadów, ani w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia. Istnieje jeden wyjątek związany ze wzrostem zobowiązań z tytułu likwidacji (zarówno dla jednostek LTO, jak i jednostek niebędących LTO) wynikającym z projektu LTO, dla którego ustalono stałą kwotę ryczałtową, zatwierdzoną przez CPN/CNV, która zostanie wypłacona jednorazowo przez władze belgijskie. Kwota tych dyssynergii została uwzględniona w modelu finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagrodzenia.

3.3.3. Komponent 3: Zabezpieczenia przed zmianami w prawie

- (206) Jak zauważono w sekcji 3.5 decyzji o wszczęciu postępowania, umowa między państwem belgijskim a Engie zawiera również postanowienia dotyczące zabezpieczeń przed zmianami w prawie, określające podział ryzyka w przypadku pewnych przyszłych zmian legislacyjnych. Podstawą prawną ochrony Engie przed pewnymi zmianami w prawie jest rozdział 4 ustawy Phoenix. W przypadku przedmiotowych zmian w prawie stosunki między stronami w odniesieniu do odszkodowań będą jednak regulowane wyłącznie postanowieniami porozumienia wykonawczego.
- (207) Postanowienia zawarte w umowie z Engie i Electrabel przewidują, że jeśli rząd federalny Belgii lub parlament federalny Belgii przyjmie nowe przepisy dotyczące operatorów elektrowni jądrowych w Belgii lub działalności Electrabel związanej z energetyką jądrową, a przepisy te będą miały negatywny wpływ na istotne warunki transakcji, państwo belgijskie wypłaci Engie (lub jednej z dotkniętych tymi przepisami spółek grupy Engie) odszkodowanie za bezpośrednie straty, które Engie faktycznie poniesie w wyniku wprowadzenia tych przepisów. Obejmuje to również płatności, których Engie musi dokonać na rzecz Luminus w kontekście tego odszkodowania. Zgodnie z prawem belgijskim powód musi udowodnić swoje roszczenie, a wysokość odszkodowania zostanie ustalona przez sąd lub w ramach postępowania arbitrażowego. Sądami właściwymi są sądy belgijskie, ale istnieje możliwość wzajemnego arbitrażu w ramach arbitrażu UNCITRAL.

- (208) Postanowienie to nie ma zastosowania, jeżeli zmiana przepisów wynika z transpozycji prawa europejskiego lub międzynarodowego, chyba że rząd federalny Belgii lub parlament federalny Belgii doprowadził do wprowadzenia bądź aktywnie promował wprowadzenie takich przepisów na innym szczeblu (międzynarodowym, ponadnarodowym, europejskim regionalnym, gminnym itp.) lub doprowadził do wydania bądź aktywnie promował wydanie orzeczenia sądowego.
- (209) Jak stwierdzono w motywie 180 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia twierdzi, że z praktyki decyzyjnej Komisji wynika, iż zabezpieczenia przed zmianami przepisów mogą stanowić pomoc państwa. Belgia powołuje się w tym względzie na decyzję Komisji dotyczącą przedłużenia okresu eksploatacji trzech innych reaktorów jądrowych w Belgii, w której Komisja zbadała klauzule odszkodowawcze zawarte w umowach zawartych między państwem belgijskim a właścicielami elektrowni jądrowych. W związku z tym Belgia stwierdza, że porozumienie w sprawie zabezpieczeń przed zmianami w prawie zawarte między państwem belgijskim a Engie może oznaczać przyznanie Engie selektywnej korzyści gospodarczej.

3.3.4. *Alternatywne możliwości finansowania*

- (210) Belgia twierdzi, że przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych wymaga specjalnego pakietu wsparcia ze względu na szczególną sytuację gospodarczą i szczególnie profil ryzyka związanego z energetyką jądrową.
- (211) Jak zauważono w motywie 22 decyzji o wszczęciu postępowania, przedsiębiorstwo Electrabel nie ustanowiło żadnych rezerw na LTO, ponieważ do marca 2022 r. obowiązywała ustawa o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej, zgodnie z którą wszystkie belgijskie aktywa jądrowe miały zostać zamknięte najpóźniej do 2025 r. W następstwie decyzji w sprawie przedłużenia okresu eksploatacji Doel 4 i Tihange 3 zaistniała pilna potrzeba dokonania modernizacji jednostek LTO. Biorąc pod uwagę napięty harmonogram oraz wzrost kosztów paliwa i innych niezbędnych części w ostatnich latach, niepewność co do kosztów inwestycyjnych projektu LTO jest znaczna.
- (212) Władze belgijskie przeanalizowały alternatywne mechanizmy wsparcia, takie jak udział technologii jądrowej w belgijskim mechanizmie zdolności wytwórczych, stała premia gwarantowana, jednokierunkowy kontrakt różnicowy czy model RAB.
- (213) Według władz belgijskich, biorąc pod uwagę niedoskonałości rynku, o których mowa w sekcji 3.1, te alternatywne rozwiązania uznano za mniej odpowiednie do wsparcia projektu LTO z następujących powodów:
- Udział w mechanizmie zdolności wytwórczych nie może odpowiednio wyeliminować potencjalnej luki w finansowaniu i specyficznego profilu ryzyka jednostek LTO, ponieważ: (i) mechanizm zdolności wytwórczych opiera się na konkurencyjnej procedurze obejmującej coroczne aukcje, których wynik jest z definicji niepewny dla uczestników, co jest niezgodne z decyzją Belgii o włączeniu energii jądrowej do koszyka energetycznego, (ii) wynagrodzenie pochodzące z aukcji w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych nie przystaje do harmonogramu przedłużenia okresu eksploatacji, gdzie inwestycje muszą rozpocząć się jak najszybciej, aby jednostki LTO były ponownie dostępne do listopada 2025 r., oraz (iii) mechanizm zdolności wytwórczych eliminuje jedynie lukę w finansowaniu projektu inwestycyjnego, ale nie rozwiązuje kwestii szczególnych rodzajów ryzyka, na które narażony jest operator elektrowni jądrowych.
 - Stać premią gwarantowaną oznaczałoby wypłacanie tej samej kwoty za każdą jednostkę energii elektrycznej (niezależnie od poziomu cen hurtowych), co mogłoby prowadzić do nadmiernej lub niedostatecznej rekompensaty i narazić operatora na nadmierne rezydualne ryzyko rynkowe.
 - Jednokierunkowy kontrakt różnicowy nie wymagałby od podmiotów wytwarzających energię zwrotu przychodów rynkowych powyżej kursu wykonania, co mogłoby prowadzić do nadmiernej rekompensaty.
 - W przypadku jednostek jądrowych model RAB lepiej nadaje się do nowych inwestycji w zdolności jądrowe, ponieważ pozwala ograniczyć ryzyko związane z okresem budowy i dużymi nakładami kapitałowymi.
- (214) Belgia twierdzi, że dwukierunkowy kontrakt różnicowy, w połączeniu z innymi środkami cząstkowymi w ramach pakietu wsparcia, zapewnia wymagane wsparcie po niższych kosztach dla konsumentów niż alternatywne mechanizmy wsparcia wynagrodzenia.

3.4. Beneficjenci

- (215) Jak wskazano w motywie 181 decyzji o wszczęciu postępowania, ostatecznymi beneficjentami zgłoszonego środka są: (i) Engie, jako spółka dominująca przedsiębiorstwa Electrabel, które jest jedynym operatorem i współwłaścicielem jednostek LTO (89,807 %), oraz jako bezpośrednia strona porozumienia wykonawczego zawartego z rządem belgijskim, a także (ii) EDF S.A. („EDF”), jako ostateczna spółka dominująca przedsiębiorstwa Luminus, które jest współwłaścicielem jednostek LTO (10,193 %) i jednym z przedsiębiorstw uczestniczących, oraz jako spółka dominująca przedsiębiorstwa EDF Belgium, będącego jednym z przedsiębiorstw uczestniczących. Podczas formalnego postępowania wyjaśniającego Komisja nie znalazła żadnych powodów, które wpłynęłyby na zmianę jej oceny najważniejszych beneficjentów.
- (216) Komisja zgadza się jednak z punktem widzenia Belgii w odniesieniu do wskazania beneficjentów komponentu 1 środka. W szczególności w swoich uwagach do decyzji o wszczęciu postępowania Belgia argumentowała, że to BE-NUC (spółka JV zawarta między państwem belgijskim a Electrabel) i Luminus, a nie Electrabel i Luminus, są bezpośrednimi beneficjentami kontraktów na transakcje różnicowe, pożyczek SDC, płatności MOCP i instrumentu WCF. Przedsiębiorstwo Electrabel, jako udziałowiec BE-NUC i obecnego współwłaściciela jednostek LTO, można jednak również uznać za istotnego beneficjenta środków cząstkowych w ramach komponentu 1. W odniesieniu do pozostałych środków cząstkowych w ramach komponentu 1, które zapewniają wsparcie na eksploatację i konserwację jednostek LTO, Electrabel jest beneficjentem bezpośrednim jako operator elektrowni jądrowych i udziałowiec BE-NUC wraz z państwem belgijskim, natomiast Luminus jest beneficjentem pośrednim jako współwłaściciel jednostek LTO. Zgodnie z pkt 115 i 116 ogłoszenia Komisji w sprawie pojęcia pomocy państwa korzyść może również zostać przyznana przedsiębiorstwom innym niż te, którym zasoby państwowe przekazują się bezpośrednio (korzyść pośrednia). Luminus czerpie korzyści z połączenia środków cząstkowych w ramach komponentu 1 dzięki zmniejszeniu za ich pomocą ryzyka operacyjnego i ryzyka niewypłacalności w odniesieniu do projektu LTO, nie będąc bezpośrednio zaangażowanym w te środki. Można zatem uznać, że przedsiębiorstwo Luminus uzyskuje pośrednią korzyść z tych środków cząstkowych. Ta pośrednia korzyść nie ma zastosowania do umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią – jako że Luminus jest właścicielem swojego udziału w energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO i będzie samodzielnie zarządzać sprzedażą energii elektrycznej – ani do umowy na świadczenie usług administracyjnych, która ma zostać zawarta między Electrabel a BE-NUC.
- (217) Jeżeli chodzi o komponent 2 zgłoszonego środka, przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego oraz porozumienie w sprawie zobowiązań z tytułu likwidacji przynoszą korzyści operatorowi elektrowni jądrowych, Electrabel, a także przedsiębiorstwom Luminus i EDF Belgium jako przedsiębiorstwom uczestniczącym, które wraz z operatorem elektrowni jądrowych ponoszą odpowiedzialność finansową za zobowiązania z tytułu odpadów jądrowych i likwidacji.
- (218) W odniesieniu do komponentu 3 zgłoszonego środka, zabezpieczenia przed zmianami w prawie przewidują, że przyjęcie przez państwo belgijskie jednostronnych środków mających szczególnie wpływ na operatorów elektrowni jądrowych w Belgii lub mających do nich zastosowanie i niekorzystnie zmieniających istotne warunki transakcji, dawałoby prawo do odszkodowania. Bezpośrednimi beneficjentami są zatem Engie jako spółka dominująca przedsiębiorstwa Electrabel, operatora (i współwłaściciela) reaktorów jądrowych w Belgii, oraz BE-NUC. Podobnie jak w przypadku niektórych środków cząstkowych w ramach komponentu 1, chociaż przedsiębiorstwo Luminus nie jest bezpośrednio objęte zabezpieczeniami przed zmianami w prawie w ramach komponentu 3, zyskuje ono pośrednią korzyść, gdyż w przypadku zmian prawnych mających wpływ na projekt LTO również otrzyma odszkodowanie (zob. sekcja 3.3.3). W związku z tym Luminus jest beneficjentem pośrednim komponentu 3 środka.

3.5. Podstawa prawna i przejrzystość

- (219) Jak wyjaśniono w sekcji 3.7 decyzji o wszczęciu postępowania, projekt LTO wymaga szeregu zmian legislacyjnych, które podsumowano w niniejszej sekcji.

3.5.1. *Zmiana ustawy o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej*

- (220) Ustawa o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej reguluje od 2003 r. stopniowe zaprzestanie produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem energii jądrowej w Belgii; ustawa ta była już trzykrotnie zmieniana, aby umożliwić przedłużenie okresu eksploatacji reaktorów Tihange 1, Doel 1 i Doel 2.
- (221) Przedłużenie o 10 lat okresu eksploatacji Doel 4 i Tihange 3 wymagało kolejnej zmiany ustawy o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej. Zmiany wprowadzono ustawą o zmianie ustawy o stopniowym wycofywaniu się z energetyki jądrowej, zatwierdzoną przez parlament na posiedzeniu plenarnym 18 kwietnia 2024 r., podpisaną przez króla 26 kwietnia 2024 r. i opublikowaną w belgijskim dzienniku urzędowym 5 czerwca 2024 r.

(222) Belgia twierdzi, że zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE⁽¹⁰⁴⁾, dyrektywą Rady 92/43/EWG⁽¹⁰⁵⁾ i dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE⁽¹⁰⁶⁾ ocena oddziaływania na środowisko obejmująca konsultacje transgraniczne⁽¹⁰⁷⁾ jest wymagana i została przeprowadzona.

3.5.2. „Ustawa Phoenix”

(223) Poszczególne elementy projektu LTO są wdrażane na mocy odrębnej „ustawy o zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw w sektorze energetycznym i reformie sektora energii jądrowej”, zwanej również „ustawą Phoenix”. Szczegółowy opis poszczególnych rozdziałów ustawy Phoenix zawarto w motywie 191 decyzji o wszczęciu postępowania. Ustawa Phoenix została zatwierdzona przez parlament na posiedzeniu plenarnym w dniu 18 kwietnia 2024 r. i podpisana przez króla w dniu 26 kwietnia 2024 r. Została ona opublikowana w belgijskim dzienniku urzędowym w dniu 5 czerwca 2024 r.

3.5.3. Ustawy o belgijskich strukturach rządowych

(224) Jak zauważono w motywie 193 decyzji o wszczęciu postępowania, państwo belgijskie ustanowiło dwa nowe podmioty publiczne, które przejmą pewne obowiązki związane z projektem LTO:

- a) „BE-WATT”: autonomiczną jednostkę z niezależnością księgową, utworzoną na mocy „ustawy o BE-WATT”, która to jednostka będzie udziałowcem z ramienia rządu belgijskiego w BE-NUC i kontrahentem umowy w sprawie wynagrodzenia; oraz
- b) „Hederę”: nową instytucję publiczną *sui generis* posiadającą osobowość prawną, utworzoną na mocy „ustawy o Hederze”, która przejmie odpowiedzialność finansową za przeniesione zobowiązania z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego oraz będzie zarządzać kwotami maksymalnymi.

(225) Ustawa o BE-WATT i ustawa o Hederze zostały zatwierdzone przez parlament na posiedzeniu plenarnym w dniu 18 kwietnia 2024 r. i podpisane przez króla w dniu 26 kwietnia 2024 r. Zostały one opublikowane w belgijskim dzienniku urzędowym w dniu 5 czerwca 2024 r.

3.5.4. Dekrety królewskie

(226) Po pierwsze, dekret królewski w sprawie zezwoleń reguluje udzielanie zezwoleń na instalacje, w których kondycjonowane są odpady jądrowe. Ten dekret królewski został zmieniony w celu umożliwienia wydawania zezwoleń na instalacje kondycjonujące odpady jądrowe zgodnie z umownymi kryteriami przeniesienia. Wprowadzona zostanie odrębna kategoria zezwoleń dla instalacji kondycjonujących, które przeprowadzają kondycjonowanie zgodnie z umownymi kryteriami przeniesienia. Dekret został przyjęty w dniu 11 lipca 2024 r. i opublikowany w belgijskim dzienniku urzędowym w dniu 15 lipca 2024 r.

(227) Po drugie, w dekreście królewskim w sprawie umownych kryteriów przeniesienia określono umowne kryteria przeniesienia i kategoryzację pakietów odpadów, a także sposób, w jaki wykorzystuje się kredyt ilościowy. Dekret został przyjęty w dniu 11 lipca 2024 r. i opublikowany w belgijskim dzienniku urzędowym w dniu 15 lipca 2024 r.

3.6. Budżet i finansowanie

(228) Belgia sfinansuje całkowite zapotrzebowanie na finansowanie projektu LTO z ogólnego budżetu państwa, w tym z potencjalnych wpływów z dwukierunkowego kontraktu różnicowego.

⁽¹⁰⁴⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko (Dz.U. L 26 z 28.1.2012, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj>).

⁽¹⁰⁵⁾ Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz.U. L 206 z 22.7.1992, s. 7, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj>).

⁽¹⁰⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz.U. L 20 z 26.1.2010, s. 7, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj>).

⁽¹⁰⁷⁾ Więcej informacji na temat tych transgranicznych powiadomień skierowanych do innych państw członkowskich UE zgodnie z art. 7 dyrektywy OOS (w tym wszystkich otrzymanych uwag) można znaleźć na specjalnej stronie internetowej SPF Economie.

- (229) Jak zauważono w motywie 200 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia szacuje, że koszty wydatków kapitałowych projektu LTO wyniosą [2–2,5] mld EUR, a całkowite koszty operacyjne w całym okresie eksploatacji wyniosą [7 000–8 000] mln EUR.
- (230) Wpływ netto na budżet państwa belgijskiego jest dwójaki: po pierwsze, poprzez wkład kapitałowy w wysokości 24,7 mln EUR na rzecz spółki JV, a po drugie, poprzez koszt netto środków płatnych przez kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania. Belgia zauważa, że oczekiwane wydatki budżetowe zależą nie tylko od prognoz kosztów, ale również od prognoz cen/przychodów na rynku energii, ponieważ projekt LTO będzie finansowany z połączenia przychodów rynkowych, płatności różnicowych z tytułu kontraktu na transakcje różnicowe, płatności na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych i płatności z tytułu nakładów kapitałowych oraz pożyczek SDC.
- (231) Zgodnie z prognozą dotyczącą scenariusza podstawowego w ramach modelu finansowego stanowiącego podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania w całym okresie realizacji projektu kontrahent umowy w sprawie wynagradzania otrzyma łączną kwotę nominalną netto w wysokości [0–500] mln EUR.
- (232) Gdyby jednak ceny energii elektrycznej kształtowały się zgodnie z niższymi prognozami, koszt tego środka dla rządu belgijskiego wzrósłby o [4 000–4 500] mln EUR z powodu wyższych płatności z tytułu kontraktu na transakcje różnicowe. W przypadku nieprzewidzianego zdarzenia, w wyniku którego obie elektrownie jądrowe byłyby niedostępne, kontrahent umowy w sprawie wynagradzania byłby również zobowiązany do zapewnienia dodatkowego wsparcia w wysokości [500–1 000] mln EUR rocznie za każdy rok niedostępności. W przypadku negatywnego scenariusza zakładającego niskie ceny energii elektrycznej i 12-miesięczną niedostępność kontrahent umowy w sprawie wynagradzania musiałby zapewnić łączną (nominalną) kwotę netto w wysokości [4 000–4 500] mln EUR w całym okresie realizacji projektu, tj. budżet środka byłby bliski [40–50] % całkowitych kosztów kapitału i kosztów operacyjnych.

3.7. **Kumulacja**

- (233) Belgia potwierdza, że środka nie można kumulować z inną pomocą otrzymaną na pokrycie tych samych kosztów, które mają zostać poniesione w ramach projektu LTO. Belgia wskazuje, że do finansowania projektu LTO nie przewiduje się żadnych innych środków poza środkami z budżetu państwa, i potwierdza, że nie zostaną wykorzystane żadne środki unijne.

3.8. **Powody wszczęcia formalnego postępowania wyjaśniającego**

- (234) 22 lipca 2024 r. Komisja przyjęła decyzję o wszczęciu postępowania. Komisja wstępnie uznała, że środek stanowi pomoc państwa, i wyraziła wątpliwości co do zgodności środka z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE. W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyraziła wątpliwości co do konieczności, adekwatności i proporcjonalności pomocy, nienaruszenia prawa Unii oraz potencjalnych nadmiernych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej.
- (235) Po pierwsze, jeśli chodzi o konieczność pomocy, wątpliwości wyrażone przez Komisję dotyczyły środków wsparcia finansowego w ramach komponentu 1. Chociaż Komisja przyznała, że ze względu na niepewność związaną z przyszłą ceną rynkową energii elektrycznej operator elektrowni jądrowych i właściciele reaktorów jądrowych muszą mieć stabilne źródło dochodów, Komisja wyraziła wątpliwość, czy dodatkowe środki wsparcia finansowego, stanowiące uzupełnienie dwukierunkowego kontraktu różnicowego, są konieczne. W szczególności Komisja miała wątpliwości co do utworzenia spółki JV, w której rząd belgijski będzie udziałowcem, płatności na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych i płatności z tytułu nakładów kapitałowych oraz pożyczek SDC.
- (236) Po drugie, jeśli chodzi o adekwatność pomocy, wątpliwości wyrażone przez Komisję również dotyczyły środków wsparcia finansowego w ramach komponentu 1. Komisja wyraziła potrzebę uzyskania dodatkowych informacji na temat zaproponowanego przez Belgię projektu dwukierunkowego kontraktu różnicowego, ponieważ wydawało się, że brakuje w nim odpowiednich zachęt do reagowania na warunki rynkowe i planowania konserwacji w najbardziej efektywny sposób (w tym wykorzystania w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe ceny na rynku dnia następnego jako referencyjnej ceny rynkowej). Ponadto Komisja zastanawiała się, czy połączenie środków dotyczących wynagradzania nie zwalnia beneficjentów w zbyt dużym stopniu z ponoszenia ryzyka rynkowego i operacyjnego.

- (237) Po trzecie, jeżeli chodzi o proporcjonalność pomocy, Komisja wyraziła wątpliwości co do proporcjonalności niektórych środków finansowych dotyczących wynagradzania (w tym pożyczek SDC i płatności MOCP). Zdaniem Komisji środki te są połączone z kontraktem na transakcje różnicowe i mają z założenia osiągnąć docelową stopę zwrotu w wysokości 7 %, którą można ocenić jedynie przez odniesienie do samych środków i zmniejszenia ryzyka, do którego one prowadzą. W związku z tym Komisja uznała, że w momencie podjęcia decyzji o wszczęciu postępowania nie może ocenić proporcjonalności tej docelowej stopy zwrotu *in abstracto* i stwierdziła, że oceny proporcjonalności można dokonać dopiero po przeprowadzeniu oceny zasadności środków. Ponadto Komisja miała wątpliwości co do ustalenia kwoty płatności ryczałtowej w wysokości 15 mld EUR z tytułu przeniesienia zobowiązań dotyczących odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego (w szczególności w odniesieniu do zastosowanej stopy dyskontowej i wysokości premii za ryzyko), a także kwoty dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających z projektu LTO (kwota ta nie była jeszcze znana w momencie podjęcia decyzji o wszczęciu postępowania).
- (238) Komisja zastanawiała się również, czy nieodpowiedni projekt kontraktu na transakcje różnicowe i kumulacja wszystkich środków wsparcia finansowego nie mogą prowadzić do nieuzasadnionych zakłóceń na rynku. Ponadto Komisja potrzebowała dalszych gwarancji dotyczących statusu i niezależności podmiotu sprzedającego na rynku energią wyprodukowaną przez jednostki LTO w ramach umowy o świadczenie usług w zakresie zarządzania energią.

4. STANOWISKO BELGII

- (239) W dniu 22 sierpnia 2024 r. Belgia przesłała swoją odpowiedź do decyzji o wszczęciu postępowania. W odpowiedzi na wątpliwości Komisji wyrażone w decyzji o wszczęciu postępowania dotyczące konieczności, adekwatności i proporcjonalności pakietu środków wsparcia finansowego (komponent 1 środka pomocy), proporcjonalności porozumienia w sprawie odpadów (komponent 2 środka pomocy), zgodności projektu kontraktu na transakcje różnicowe z prawem Unii oraz potencjalnych nadmiernych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej w piśmie przedłożonym przez Belgię przedstawiono dodatkowe niezależne analizy przygotowane przez Compass Lexecon dotyczące projektu kontraktu na transakcje różnicowe, pożyczek SDC i płatności MOCP (które to analizy przedstawiono w dniu 22 sierpnia), a także limitu odpowiedzialności za odpady (którą to analizę przedstawiono w dniu 30 sierpnia 2024 r.).
- (240) W odpowiedzi Belgii na decyzję o wszczęciu postępowania omówiono pierwotną wersję środka (projektu LTO) opisaną w decyzji o wszczęciu postępowania. Obecna wersja środka obejmuje zmiany (wprowadzone w celu rozwiązania wątpliwości wyrażonych przez Komisję w decyzji o wszczęciu postępowania) w stosunku do środka pierwotnego i została ona szczegółowo opisana w sekcji 3 niniejszej decyzji.
- (241) Argumenty przedstawione przez Belgię przedstawiono bardziej szczegółowo poniżej.

4.1. Stanowisko Belgii w sprawie pakietu środków finansowych (komponent 1)

4.1.1. Adekwatność projektu kontraktu na transakcje różnicowe

- (242) Belgia zgodziła się z Komisją, że zasadniczym elementem projektowania mechanizmów wsparcia jest wspieranie zachęt zgodnych z rynkiem i minimalizowanie potencjalnych nadmiernych zakłóceń.
- (243) Zdaniem Belgii, która powołała się na niezależną dodatkową analizę ekonomiczną przygotowaną przez Compass Lexecon⁽¹⁰⁸⁾, na wykonalność i adekwatność konstrukcji kontraktu na transakcje różnicowe wpływają ograniczenia techniczne, regulacyjne i ekonomiczne jednostek LTO (zob. również sekcja 2.1). Belgia argumentowała w szczególności, że zapewnienie operatorowi elektrowni jądrowych zachęt ekonomicznych do reagowania na okoliczności rynkowe w sytuacjach, w których zdolność do reagowania jest ograniczona, może powodować nieoptymalną alokację ryzyka i zwiększyć niepewność co do przyszłych dochodów bez możliwości ograniczenia tego ryzyka. W związku z tym wyższe ryzyko dla beneficjenta, które nie może zostać uwzględnione za pomocą opłat operacyjnych, może przełożyć się na pogorszenie profilu ryzyka i zwrotu przedmiotowej inwestycji oraz zaburzenie równowagi ekonomicznej programu (np. konieczność ustalenia wyższej docelowej wewnętrznej stopy zwrotu). Wynikający z tego oczekiwany wpływ na koszty wsparcia należy zatem zrównoważyć z kosztami bezpośredniego ponoszenia tego ryzyka przez kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania.

⁽¹⁰⁸⁾ Compass Lexecon, memo w sprawie projektu kontraktu na transakcje różnicowe, 22 sierpnia 2024 r.

- (244) Belgia twierdzi ponadto, że działalność handlowa jednostek LTO i związane z nią decyzje dotyczące składania ofert stanowią gospodarczy punkt odniesienia dla projektu kontraktu na transakcje różnicowe, który wspiera zachowania zgodne z rynkiem.
- (245) W przedmiotowej sprawie Belgia przypomina, że różne ograniczenia techniczne i operacyjne znacznie ograniczają swobodę w zakresie zmiany harmonogramu konserwacji i modulacji, a tym samym potencjał tworzenia wartości związanych ze zwiększonymi zachętami gospodarczymi:
- jednostki LTO borykają się z ograniczeniami operacyjnymi dotyczącymi zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w okresach zimowych, a także z wymogami technicznymi i prawnymi dotyczącymi planowania i zmiany terminów wyłączeń;
 - konstrukcja techniczna jednostek LTO jest zoptymalizowana pod kątem pracy jako elektrownie podstawowe, co ma istotne konsekwencje dla przepisów bezpieczeństwa i ogranicza możliwości modulacji (tj. maksymalnie 30 modulacji na cykl paliwowy, z potencjalnym ryzykiem automatycznego wyłączenia);
 - ograniczenia eksploatacyjne i ograniczenia w zakresie modulacji oraz związane z nimi ryzyko (np. ryzyko utraty przychodów w przypadku automatycznego wyłączenia, utracone możliwości modulacji ze względu na osiągnięcie pułapu modulacji przed końcem cyklu) przekładają się na koszty alternatywne dla operatora elektrowni jądrowych.
- (246) Belgia argumentowała, że biorąc pod uwagę ograniczenia operacyjne i ograniczenia związane z bezpieczeństwem jednostek LTO, niektóre alternatywne rozwiązania dotyczące projektu kontraktu na transakcje różnicowe opisane poniżej nie rozkładałyby ryzyka i nie zachęcałyby do zachowań zgodnych z rynkiem w sposób bardziej efektywny niż proponowane rozwiązanie. W szczególności Belgia wskazała, że w niektórych przypadkach stosowanie długoterminowych cen referencyjnych i ilości referencyjnych może sprzyjać podejmowaniu efektywnych decyzji dotyczących dyspozycji/działalności operacyjnej, ponieważ oddziela płatności z tytułu kontraktów na transakcje różnicowe od uchwyconej ceny rynkowej. Może to jednak nie być właściwe w przedmiotowej sprawie z uwagi na ograniczenia operacyjne jednostek LTO i unikalny schemat dostępności w okresie prac związanych z LTO, jak wyjaśniono poniżej.
- Po pierwsze, stosowanie jako alternatywnej rynkowej ceny referencyjnej ceny produktów długoterminowych (np. kontraktów terminowych typu future, rocznych średnich cen na rynku dnia następnego) zamiast ceny na rynku dnia następnego nie uwzględnia unikalnego wzorca dostępności w okresie prac związanych z LTO, ponieważ może wiązać się ze znacznym ryzykiem niedopasowania między ceną referencyjną a cenami uchwyconymi, które nie byłoby skutecznie zabezpieczane ani zarządzane przez BE-NUC za pomocą opłat operacyjnych (zob. motyw 98). Inne konteksty i inne ograniczenia operacyjne mogą jednak uzasadniać alternatywną rynkową cenę referencyjną.
 - Po drugie, obliczanie kwoty wynagrodzenia na podstawie ilości referencyjnej, a nie rzeczywistej produkcji, może spowodować dodatkowe ryzyko rynkowe, które nie byłoby skutecznie zabezpieczane ani zarządzane przez BE-NUC. Również w tym przypadku stosowanie ilości referencyjnych może być właściwe w innych kontekstach, przy innych technologiach i ograniczeniach operacyjnych.
 - Jednocześnie, jak wyjaśniono wcześniej w motywach 11 i 12, ze względu na rygorystyczne ograniczenia operacyjne i ograniczenia modulacji mające zastosowanie do jednostek LTO, potencjał tworzenia dodatkowej wartości związany ze zwiększonymi zachętami rynkowymi wynikającymi z cech alternatywnego projektu kontraktu na transakcje różnicowe byłby ograniczony w porównaniu z wybranym projektem (zob. poniżej).
- (247) Według Belgii wybrany projekt kontraktu na transakcje różnicowe w połączeniu z towarzyszącymi mu rozwiązaniami (korekta z tytułu ryzyka cen rynkowych i mechanizm modulacji) miał zrównoważyć ekspozycję na ryzyko rynkowe z zachętami operacyjnymi i wspierać zarówno inwestycje, jak i krótkoterminową efektywność rynkową. Zachęca on do szybkiego reagowania na sygnały rynkowe bez powodowania niepotrzebnej złożoności i odpowiada ograniczeniom technicznym i regulacyjnym jednostek LTO. Belgia odniosła się w tym względzie do:
- korekty z tytułu ryzyka cen rynkowych, która stanowi odpowiednią zachętę do produkcji w okresach wysokich cen rynkowych, biorąc pod uwagę (ograniczoną) dostępną swobodę dostosowywania harmonogramów konserwacji oraz
 - mechanizmu modulacji, który został zaprojektowany w taki sposób, aby w praktyce odpowiadać ograniczeniom technicznym i regulacyjnym oraz działaniom rynkowym jednostek LTO. Stały próg modulacji miał na celu zrównoważenie potencjalnych korzyści wynikających z modulacji z powiązаныmi kosztami alternatywnymi w oparciu o prosty mechanizm.
- (248) Z powodów przedstawionych powyżej Belgia stwierdziła, że wyrażone w decyzji o wszczęciu postępowania wątpliwości Komisji dotyczące adekwatności projektu kontraktu na transakcje różnicowe są nieuzasadnione.

- (249) Podczas formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia podjęła jednak decyzję o zmianie projektu kontraktu na transakcje różnicowe i mechanizmu korekty z tytułu ryzyka cen rynkowych, aby wzmocnić zachęty zgodne z rynkiem i uwzględnić zmiany na rynku.
- a) Po pierwsze, Belgia postanowiła zmodyfikować projekt kontraktu na transakcje różnicowe, przyznając partnerowi umowy EMSA uprawnienia do podejmowania decyzji w sprawie modulacji ekonomicznych (i usuwając tym samym mechanizm modulacji z pierwotnego projektu) oraz zastępując stałe wynagrodzenie partnera umowy EMSA połączeniem części stałej i części zmiennej wynagrodzenia, co stanowi zachętę do dynamicznego przeprowadzania modulacji w zależności od sytuacji na rynku, a jednocześnie uwzględnia ograniczenia techniczne (i ryzyko potencjalnego automatycznego wyłączenia) jednostek LTO. Szczegółowy opis zmienionej formuły wynagradzania znajduje się w sekcji 3.3.1.5.2.
 - b) Po drugie, Belgia wzmocniła mechanizm korekty z tytułu ryzyka cen rynkowych, tak aby oczekiwana i zrealizowana wewnętrzna stopa zwrotu bardziej odpowiadała zmieniającym się warunkom rynkowym. Szczegółowy opis tej zmiany znajduje się w sekcji 3.3.1.3.2.

4.1.2. Struktura spółki JV

- (250) Electrabel i państwo belgijskie planują utworzenie spółki joint venture z udziałami 50/50, która będzie posiadać odpowiednie aktywa umożliwiające ciągłość działania jednostek LTO.
- (251) Belgia wskazała, że takie podejście umożliwia państwu belgijskiemu współkontrolowanie spółki projektowej, ponieważ obaj udziałowcy przystępują do spółki JV na równych warunkach i jako udziałowcy ponoszą taki sam poziom ryzyka (odpowiadający zwykłemu ryzyku i finansowaniu udziałowców) oraz uzyskują takie same korzyści (w szczególności dywidendy). Umożliwia to również państwu belgijskiemu zachowanie pewnego stopnia własności infrastruktury krytycznej.

4.1.3. Płatności MOCP i pożyczki SDC

- (252) Belgia wyjaśniła, że jeżeli przychody BE-NUC nie wystarczą do pokrycia kosztów wymaganych do eksploatacji jednostek LTO (kosztów umowy o eksploatacji i konserwacji oraz innych wydatków kapitałowych związanych z eksploatacją, paliwem i utrzymaniem), wówczas państwo belgijskie, jako kontrahent umowy w sprawie wynagradzania, jest zobowiązane do dokonania płatności na rzecz BE-NUC (i Luminus). BE-NUC musi przedłożyć w tym zakresie roczne sprawozdanie na potrzeby uzgodnienia kont. Ta płatność na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych ma służyć zapewnieniu wystarczających środków pieniężnych na pokrycie tych kosztów w celu zabezpieczenia długoterminowej rentowności i wypłacalności BE-NUC. Ponadto kontrahent umowy w sprawie wynagradzania zapewni płatność z tytułu nakładów kapitałowych, która stanowi ochronę kosztów wniesionego kapitału w wysokości 50 % amortyzowanych kosztów inwestycji związanych z wydłużeniem okresu eksploatacji jednostek LTO. Płatność na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych i płatność z tytułu nakładów kapitałowych określa się łącznie mianem płatności MOCP i stosuje się je od daty ponownego uruchomienia jednostek LTO.
- (253) Belgia wyjaśniła, że od dnia 1 lipca 2025 r. udostępni również BE-NUC i Luminus instrumenty uruchamiania środków na pokrycie kosztów eksploatacji i konserwacji poniesionych w niektórych okresach wyłączenia zgodnie z klauzulą 3.2(A) („Uzyskiwanie pożyczek SDC”) umowy w sprawie wynagradzania. W szczególności zamiast dodatkowego kapitału państwo belgijskie udzieli BE-NUC i Luminus pożyczek SDC o ograniczonej stopie procentowej i spłacanych zgodnie z określonym harmonogramem spłat w celu sfinansowania w dwóch transzach:
- a) kosztów związanych z wyłączeniem elektrowni jądrowych (od 1 lipca 2025 r. w przypadku Doel 4 i od 1 września 2025 r. w przypadku Tihange 3 do daty ponownego uruchomienia jednostek LTO); oraz
 - b) kosztów poniesionych w trakcie planowanych prac związanych z LTO w okresie od daty ponownego uruchomienia jednostek LTO do dnia 31 grudnia 2028 r. (aby uniknąć wątpliwości – wszelkie inne straty spowodowane nieplanowanymi wyłączeniami mają zostać pokryte za pośrednictwem płatności MOCP).
- (254) Belgia wyjaśniła, że płatności MOCP są ukierunkowane na ryzyko o dużym wpływie powodujące straty na etapie eksploatacji. Środki te, wraz z pożyczkami SDC na etapie poprzedzającym ponowne uruchomienie, mają zasadnicze znaczenie dla zapewnienia, że projekt będzie generował wystarczające przepływy pieniężne, aby opłacić operatora elektrowni jądrowych i utrzymać długoterminową rentowność operacyjną. Belgia twierdzi, że bez tych środków elektrownia jądrowa może stanąć w obliczu upadłości w przypadku przedłużających się wyłączeń lub (politycznych) zmian regulacyjnych powodujących jej niedostępność.

(255) Na potrzeby dalszego uzasadnienia tych twierdzeń Belgia przedstawiła następujące uwagi, poparte niezależną analizą przygotowaną przez Compass Lexecon⁽¹⁰⁹⁾:

- a) inwestycje handlowe w aktywa jądrowe są narażone na niekontrolowane ryzyko o dużym oddziaływaniu związane z regulacjami/polityką i technologią, mogące mieć wpływ na dostępność elektrowni. Projekty jądrowe charakteryzują się zasadniczo stałą strukturą kosztów, co sprawia, że ich wyniki finansowe są szczególnie wrażliwe na okresy niedostępności. W przeciwieństwie do modelu RAB sam kontrakt na transakcje różnicowe nie wystarcza do wyeliminowania wspomnianego ryzyka o dużym oddziaływaniu związanego z niedostępnością, co wymaga wprowadzenia dodatkowego mechanizmu zarządzania ryzykiem;
- b) płatności MOCP są niezbędne, aby częściowo zabezpieczyć się przed sytuacjami, w których znaczne straty mogłyby zagrozić rentowności ekonomicznej i finansowej (oraz wypłacalności) jednostek LTO. Pożyczki SDC są niezbędne do sfinansowania stałych kosztów operacyjnych związanych z utrzymaniem jednostek LTO przed ich ponownym uruchomieniem oraz w trakcie planowanych prac związanych z przedłużeniem okresu eksploatacji tych jednostek;
- c) biorąc pod uwagę dotychczasowe działanie belgijskich i zagranicznych elektrowni jądrowych, znacząca niedostępność obu jednostek jądrowych przez znaczną część roku jest mało prawdopodobna. W dłuższej perspektywie oczekuje się, że to ryzyko systemowe będzie się nasilać wraz z kurczeniem się floty elektrowni jądrowych w Belgii począwszy od 2025 r. Ponadto mogą wystąpić częstsze, mniej poważne zdarzenia, które będą jednak powodować straty dla projektu LTO, co dodatkowo uzasadnia potrzebę wprowadzenia mechanizmu MOCP.

(256) Belgia stwierdziła zatem, że płatności MOCP i pożyczki SDC są odpowiednie i proporcjonalne:

- a) płatności MOCP nie chronią projektu LTO przed wszystkimi rodzajami ryzyka operacyjnego, co sprawia, że środek ten jest odpowiedni, ponieważ ma on jedynie na celu zaradzenie zdarzeniom związanym ze znaczącą niedostępnością i zapobieżenie upadłości BE-NUC. Uczestnicy nadal ponoszą inne rodzaje ryzyka operacyjnego, co może doprowadzić do wielu sytuacji, w których rentowność ulegnie zmniejszeniu, a wewnętrzna stopa zwrotu z projektu wynosząca 7 % nie zostanie osiągnięta, nawet przy zastosowaniu środka pomocy;
- b) płatności MOCP są proporcjonalne, ponieważ ograniczają się do płatności z tytułu niedoborów, niezbędnych do uniknięcia strat (komponent dotyczący płatności na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych), a w przypadku strat inwestycyjnych (tj. ujemnej wewnętrznej stopy zwrotu z projektu) obejmują jedynie 50 % wkładów kapitałowych (komponent dotyczący płatności kapitałowych). Innymi słowy nawet przy płatnościach MOCP udziałowcy mogą stracić do 50 % swoich inwestycji;
- c) pożyczka SDC zapewnia płynność finansową w formie finansowania ograniczonego do niedoboru przychodów, dzięki czemu pomoc jest odpowiednia;
- d) pożyczka SDC jest proporcjonalna, jako że jest ograniczona do minimum niezbędnego do złagodzenia strat i wiąże się z kosztami, ponieważ podlega spłacie wraz z odsetkami.

(257) Po zakończeniu formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia podjęła decyzję o wprowadzeniu pułapu potencjalnych płatności MOCP w wysokości 2 mld EUR poprzez skorzystanie z prawa do wypowiedzenia umowy w sprawie wynagradzania, z wyjątkiem sytuacji, w której analiza przeprowadzona przez państwo belgijskie wykáže, że takie wypowiedzenie mogłoby negatywnie wpłynąć na bezpieczeństwo dostaw w Belgii lub że wypowiedzenie nie byłoby właściwe z finansowego punktu widzenia. Więcej informacji można znaleźć w sekcji 3.3.1.3.3.

4.1.4. Pożyczki udziałowców i instrument WCF

(258) Zgodnie z informacjami przekazanymi przez Belgię państwo belgijskie i Electrabel, jako udziałowcy, zgadzają się sfinansować proporcjonalną część potrzeb finansowych lub nieoczekiwanych niedoborów finansowych BE-NUC (w zakresie, w jakim dotyczą one kosztów i wydatków, które nie są finansowane z innych mechanizmów, takich jak przychody BE-NUC, płatności różnicowe na rzecz BE-NUC na podstawie umowy w sprawie wynagradzania, pożyczka SDC itp., zapewniając, by koszty nie były pokrywane dwukrotnie).

⁽¹⁰⁹⁾ Compass Lexecon, memo – nota uzupełniająca w sprawie pożyczki SDC i płatności MOCP, 22 sierpnia 2024 r.

- (259) Belgia wyjaśniła, że Electrabel i państwo belgijskie zawarły z BE-NUC indywidualne i identyczne umowy dotyczące pożyczek udziałowców. Nie ustalono odnośnego oprocentowania, ale umowy dotyczące pożyczek udziałowców przewidują, że oprocentowanie każdej pożyczki udziałowca będzie oprocentowaniem rynkowym ustalonym przez zarząd BE-NUC zgodnie z umową udziałowców, w oparciu o aktualne stawki rynkowe i wszelkie porównywalne finansowanie dłużne stron trzecich, które może być dostępne w danym momencie. Warunki spłaty kwot i odsetek są identyczne.
- (260) Belgia wyjaśniła, że instrument WCF służy finansowaniu zapotrzebowania na kapitał obrotowy wynikającego z eksploatacji jednostek LTO. BE-NUC będzie mogło skorzystać z instrumentu WCF, jeśli różnica między wpływami a wypływami środków pieniężnych spółki będzie mniejsza niż szacowane wydatki operacyjne w nadchodzącym okresie wydatkowania określonym w umowie w sprawie wynagradzania. Kwota udostępniania w ramach instrumentu WCF ma odpowiadać co najmniej średnim łącznym szacunkowym wydatkom operacyjnym przez okres trzech miesięcy. Belgia wyjaśniła, że w związku z tym instrument WCF stanowi śródroczny pomost do rocznych płatności MOCP, działając jako odnawialny instrument kredytowy, który w przypadku wykorzystania będzie spłacany corocznie z płatności MOCP zapewnianych przez Belgię.
- (261) Belgia wyjaśniła, że Electrabel zaproponuje metodykę udzielania pożyczki udziałowca przez Electrabel, opisaną w warunkach udzielenia pożyczki, która to metodyka zostanie przekazana zarządowi BE-NUC, a następnie powielona w odniesieniu do pożyczki udzielanej przez państwo belgijskie, jak również w odniesieniu do instrumentu WCF. Warunki spłaty kwot i odsetek są identyczne. Belgia poinformowała, że metodyka ta jest nadal przedmiotem dyskusji i zostanie przekazana na późniejszym etapie.

4.2. Stanowisko Belgii w sprawie umowy EMSA

4.2.1. Udzielenie umowy EMSA w drodze procedury przetargowej

- (262) W odniesieniu do zakupu usług w zakresie zarządzania energią świadczonych na podstawie umowy EMSA Belgia oświadczyła, że zakup tych usług odbywa się w drodze konkurencyjnej, przejrzystej, niedyskryminacyjnej i bezwarunkowej procedury przetargowej. W szczególności umowa na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią zostanie przyznana w drodze procedury negocjacyjnej z uprzednim zaproszeniem do składania ofert (art. 120 belgijskiej ustawy o zamówieniach publicznych z dnia 17 czerwca 2016 r.), co jest standardową procedurą w sektorze usług użyteczności publicznej. Belgia stwierdza zatem, że umowa EMSA nie przynosi korzyści podmiotowi zarządzającemu energią (partnerowi umowy EMSA) oraz że partner umowy EMSA nie czerpie korzyści z pomocy państwa.
- (263) Belgia poinformowała, że chociaż stosowanie dyrektyw w sprawie zamówień publicznych zapewnia już szereg gwarancji, biorąc pod uwagę znaczenie usług będących przedmiotem przetargu i wrażliwość z punktu widzenia konkurencji, wprowadzono dodatkowe postanowienia i zabezpieczenia, aby zapewnić wystarczającą konkurencję w przetargu.
- (264) W szczególności Belgia wyjaśniła, że w celu zebrania opinii rynku przed sporządzeniem dokumentacji przetargowej opublikowano zaproszenie do udzielenia informacji w odniesieniu do umowy EMSA, w tym na temat wielu kwestii związanych z treścią umowy EMSA. Ponadto przetarg przewiduje szczegółowe kryteria wyboru zapewniające, aby zakwalifikowani/wybrani uczestnicy byli odpowiedni do realizacji zadania, biorąc pod uwagę znaczenie i wrażliwość przedmiotu przetargu. Więcej informacji na temat procedury przetargowej i kryteriów wyboru przedstawiono w sekcji 3.3.1.5.1.
- (265) Jak zauważono w sekcji 3.3.1.5.2, po zakończeniu formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia postanowiła przyznać partnerowi umowy EMSA uprawnienia do podejmowania decyzji w sprawie modulacji ekonomicznych oraz zastąpić stałe wynagrodzenie partnera umowy EMSA połączeniem części stałej i części zmiennej wynagrodzenia, zapewniając tym samym silniejsze zachęty do modulowania zgodnie z sygnałami rynkowymi, przy jednoczesnym uwzględnieniu ograniczeń technicznych (i potencjalnego ryzyka automatycznego wyłączenia) jednostek LTO.

4.2.2. *Dodatkowe zabezpieczenia dotyczące podmiotu zarządzającego energią*

- (266) Belgia poinformowała, że przewidziano szczególne środki dotyczące potencjalnego udziału w postępowaniu przetargowym GEMS, jednostki handlowej grupy Engie (jednostki organizacyjnej grupy Engie niezależnej pod względem zarządczym od jednostki Nuclear).
- (267) Belgia doprecyzowała, że są i będą wprowadzane i stosowane wystarczające środki, aby skutecznie identyfikować potencjalne konflikty interesów i im zapobiegać. Wspomniane środki można podsumować następująco:
- Zaproszenie do udzielenie informacji umożliwia zbadanie rynku, a każda zainteresowana strona może zaproponować w tym kontekście różne warunki i propozycje, zapewniając, aby przetarg nie zawierał barier niekorzystnych dla żadnego zainteresowanego uczestnika w porównaniu z GEMS (lub jakimkolwiek przedsiębiorstwem należącym do grupy Engie). Zgodnie z wynikami zaproszenia do udzielenia informacji Electrabel (ani żadne przedsiębiorstwo należące do grupy Engie) nie będzie uczestniczyć w procesie opracowywania dokumentów przetargowych.
 - W trakcie postępowania przetargowego – jeżeli GEMS miałyby w nim uczestniczyć, nawet jako podwykonawca lub w jakimkolwiek innym charakterze – Electrabel (lub jakiekolwiek przedsiębiorstwo należące do grupy Engie) oraz jego dyrektorzy lub przedstawiciele nie mogą uczestniczyć w jakiegokolwiek decyzji BE-NUC lub w obradach dotyczących przetargu (np. decyzji o wyborze i decyzji o udzieleniu zamówienia).
 - W ramach organizacji Electrabel wprowadzono i nadal będą wprowadzane ściśle ograniczenia dotyczące przepływu informacji oraz bariery etyczne pomiędzy osobami odpowiedzialnymi w GEMS za składanie ofert a osobami zaangażowanymi w zarządzanie BE-NUC. Te same zabezpieczenia zostaną wprowadzone, jeżeli GEMS zostanie ostatecznie wybrany na podmiot zarządzający energią w wyniku pomyślnego zakończenia procedury przetargowej.
- (268) Belgia wyjaśniła również, że w drodze ostatecznego rozwiązania awaryjnego, jeżeli umowa EMSA nie zostanie zawarta w odpowiednim czasie, GEMS będzie tymczasowo świadczyć usługi w zakresie zarządzania energią w celu zapewnienia ciągłości. Belgia argumentowała, że takie rozwiązanie jest konieczne i odpowiednie, aby zapewnić ciągłość świadczenia usług publicznych (tj. sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO), ale jest ono ściśle ograniczone czasowo i sprowadza się do niezbędnego minimum.

4.2.3. *Wniosek Belgii dotyczący umowy EMSA*

- (269) Belgia stwierdziła, że procedura przetargowa na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią wyklucza wszelką potencjalną pomoc państwa, ponieważ: (i) państwo belgijskie dopilnuje, aby BE-NUC rygorystycznie przestrzegała przepisów i zasad dotyczących zamówień publicznych oraz (ii) szeroko zakrojony proces konsultacji przed faktycznym ogłoszeniem przetargu zapewni dodatkowe gwarancje, że zakup usług zostanie przeprowadzony w ramach konkurencyjnej, przejrzystej, niedyskryminacyjnej i bezwarunkowej procedury przetargowej.
- (270) Ponadto Belgia stwierdziła, że wyeliminowano wszelkie ryzyko zamknięcia dostępu do rynku i innych potencjalnych niekonkurencyjnych praktyk ze strony Engie oraz że przyjęto wszelkie środki i zabezpieczenia w celu wyznaczenia niezależnego partnera umowy EMSA. Jedynie w sytuacji awaryjnej usługi w zakresie zarządzania energią byłyby tymczasowo świadczone przez GEMS, co jest konieczne i odpowiednie, aby zapewnić ciągłość świadczenia usług publicznych.

4.3. **Stanowisko Belgii w sprawie porozumienia w sprawie odpadów**

4.3.1. *Zobowiązania z tytułu likwidacji*

- (271) Belgia uściśliła, że zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu LTO („dyssynergie”) wynikające z projektu LTO, jeśli zostaną wykazane przez Electrabel, zostaną pokryte przez państwo belgijskie w formie jednorazowej (pełnej i ostatecznej) płatności ryczałtowej w dniu sfinalizowania transakcji. Belgia wyjaśniła, że zgodnie z porozumieniem wykonawczym państwo belgijskie i Electrabel powinny uzgodnić kwotę w określonym terminie, a jeżeli tego nie uczynią, sprawa zostanie przekazana do rozstrzygnięcia CPN/CNV.

- (272) Belgia przypominała, że ponieważ w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania kwestia ta była rozpatrywana na poziomie CPN/CNV, we wspomnianej decyzji nie dokonano oceny jej proporcjonalności.
- (273) Belgia wyjaśniła, że państwo belgijskie i Electrabel nie uzgodniły kwoty w wyznaczonym terminie, w związku z czym sprawa została przekazana do rozstrzygnięcia CPN/CNV. Dokładniej rzecz ujmując, Belgia uściśliła, że:
- a) w dniu 12 grudnia 2023 r. przedsiębiorstwo Electrabel przesłało państwu belgijskiemu propozycję zmiany: podnosiło ono, że zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu LTO wyniosą 689,9 mln EUR (według wartości z 2021 r.) i 580 mln EUR (według wartości z 2023 r.);
 - b) w dniu 25 stycznia 2024 r. państwo belgijskie odpowiedziało na propozycję zmiany. W swojej odpowiedzi państwo belgijskie uznało, że spółka Electrabel nie przedstawiła wystarczających dowodów dotyczących każdego z tych skutków oraz że koszty przedstawione przez Electrabel nie zostały obliczone z wystarczającą dokładnością, w związku z czym zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu LTO są równe zero;
 - c) ponieważ dalsze rozmowy między Electrabel a państwem belgijskim nie doprowadziły do wzajemnego porozumienia w sprawie wysokości zobowiązań z tytułu likwidacji i demontażu LTO, sprawa została przekazana CNV/CPN;
 - d) CNV/CPN zwróciło się o opinię do ONDRAF/NIRAS i FANC/AFCN, które przedstawiły swoją opinię odpowiednio w dniach 25 marca 2024 r. i 27 marca 2024 r. ONDRAF/NIRAS przedstawiło dodatkowe uwagi na piśmie w dniu 6 czerwca 2024 r.;
 - e) w dniu 24 czerwca 2024 r. CPN/CNV wydało opinię w sprawie zobowiązań z tytułu likwidacji i demontażu LTO i stwierdziło, że wpływ projektu LTO na koszty likwidacji oznacza wzrost kosztów likwidacji (bieżące koszty nieobejmujące kosztów finansowania i inflacji, ang. *overnight costs*, OVN) o [100–500] mln EUR (wartości z 2021 r.). Obliczone koszty *overnight* należy zdyskontować z zastosowaniem stopy dyskontowej i stopy inflacji określonej w momencie przeprowadzania trzyletniego przeglądu w 2022 r. Na tej podstawie wzrost kosztów likwidacji i demontażu wynosi [100–500] mln EUR (wartości z 2023 r.).
- (274) Belgia stwierdziła zatem, że kwota za przeniesienie dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających z projektu LTO, jak określono w opinii CPN/CNV z dnia 24 czerwca 2024 r., jest proporcjonalna.

4.3.2. Stanowisko Belgii w sprawie proporcjonalności limitu odpowiedzialności za odpady

- (275) Ponadto w dniu 30 sierpnia 2024 r. Belgia przedłożyła dodatkową niezależną analizę przeprowadzoną przez Compass Lexecon, zawierającą studium ekonomiczne projektu limitu odpowiedzialności a odpady, w tym analizę stopy dyskontowej na poziomie 3 % oraz dalsze wyjaśnienia dotyczące tego, w jaki sposób dodatkowe rodzaje ryzyka wskazane przez CPN/CNV albo zostały już uwzględnione w premii z tytułu ryzyka obliczonej przez państwo belgijskie, albo mają ograniczone prawdopodobieństwo wystąpienia/ograniczony wpływ.

4.3.2.1. Wątpliwości związane z czynnikiem dyskontującym

- (276) Zdaniem Belgii wątpliwości Komisji dotyczące stopy dyskontowej wynikają z analizy CPN/CNV przedstawionej w opinii z dnia 7 marca 2023 r. skierowanej do ministra energii⁽¹¹⁰⁾, w której CPN/CNV stwierdza, że stopa dyskontowa, którą należy zastosować w odniesieniu do kosztów związanych z wypalonym paliwem jądrowym, powinna stopniowo zbliżać się do długoterminowej stopy zwrotu wolnej od ryzyka (obliczonej na poziomie 2,17 %) i sugeruje zastosowanie dwustopniowej stopy dyskontowej (3,17 % przez pierwsze 30 lat i 2,17 % po upływie pierwszego okresu 30 lat).

⁽¹¹⁰⁾ CPN/CNV, „Opinia dla ministra energii dotycząca przeniesienia z ENGIE na państwo belgijskie odpowiedzialności finansowej za gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym z siedmiu belgijskich elektrowni jądrowych”, 7 marca 2023 r.

(277) Belgia odniosła się do niezależnej analizy przygotowanej przez Compass Lexecon⁽¹¹¹⁾, w której wykazano, że przyjęta przez państwo belgijskie stopa dyskontowa na poziomie 3 % jest proporcjonalna, w oparciu o: (i) analizę ekonomiczną podejścia zalecanego przez CPN/CNV, (ii) inne odpowiednie podejścia oraz (iii) precedens dotyczący Niemiec w sprawie SA.45296.

- a) Po pierwsze, niezależna analiza stopy dyskontowej wykazała, że zaproponowane przez CPN/CNV dwuetapowe podejście do ustalenia stopy dyskontowej jest równoważne ze zdyskontowaniem strumieni płatności przy zastosowaniu jednolitej stopy dyskontowej wynoszącej 2,9 %⁽¹¹²⁾. Ponadto analiza wykazała, że stopy zaproponowane przez CPN/CNV zostały obliczone w szczególnym okresie utrzymujących się niskich stóp procentowych oraz że po aktualizacji obliczeń na podstawie danych dotyczących stóp OLO dostępnych w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania z dnia 22 lipca 2024 r. podejście dwuetapowe prowadzi do równoważnej stopy dyskontowej wynoszącej 3,2 %⁽¹¹³⁾, czyli o 24 punkty bazowe wyższej niż stopa dyskontowa przyjęta przez państwo belgijskie.
- b) Po drugie, z niezależnej analizy wynika, że dwuetapowe podejście zaproponowane przez CPN/CNV nie jest jedynym rozwiązaniem pozwalającym ustalić stopę dyskontową, która stopniowo zbliżałaby się do długoterminowej stopy zwrotu wolnej od ryzyka. Stopa dyskontowa powinna rzeczywiście odzwierciedlać zwrot, jaki Hedera może osiągnąć, inwestując obecnie kwotę ryczałtową w aktywa wolne od ryzyka. Analiza ta potwierdza, że inwestując w portfel niektórych papierów wartościowych o stałym dochodzie, w tym belgijskich obligacji skarbowych o różnych terminach zapadalności, państwo belgijskie mogłoby uzyskać stopę zwrotu na poziomie powyżej 3 %⁽¹¹⁴⁾.
- c) Ponadto w niezależnej analizie wskazano, że w niemieckim precedensie dotyczącym przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych na państwo niemieckie (sprawa SA.45296) stopa dyskontowa wynosiła 4,58 % i została ona ustalona w oparciu o oczekiwaną 30-letnią stopę zwrotu określoną przez Europejski Urząd Nadzoru Ubezpieczeń i Pracowniczych Programów Emerytalnych (EIOPA), która w momencie wydania decyzji Komisji w czerwcu 2017 r. wynosiła 1,994 %. Komisja uznała, że czynnik dyskontujący w wysokości 4,58 % jest możliwy do zaakceptowania w odniesieniu do niemieckich zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego. W kontekście znacznego wzrostu stopy EIOPA znacznie niższa stopa dyskontowa w wysokości 3 % zaproponowana przez państwo belgijskie wydaje się spójna z obecnym poziomem stóp procentowych.

4.3.2.2. Wątpliwości dotyczące ryzyka uwzględnionego w porozumieniu w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady

(278) Zdaniem Belgii wątpliwości Komisji dotyczące ryzyka uwzględnionego w porozumieniu w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady wynikają również z opinii CPN/CNV skierowanej do ministra energii (zob. przypis 113), zgodnie z którą wziąć pod uwagę trzy rodzaje ryzyka:

- a) ryzyko przekroczenia kosztów: ryzyko, że przewidywane koszty *overnight* mogą być niedoszacowane, a zatem środki na nieprzewidziane wydatki mogą okazać się niewystarczające;
- b) ryzyko niedoszacowania inflacji kosztów związanych z budową: ryzyko, że rzeczywista inflacja kosztów związanych z budową będzie wyższa od celu inflacyjnego na poziomie 2 % przyjętego przez Europejski Bank Centralny, założonego w stopie dyskontowej CPN/CNV;
- c) ryzyko inwestycyjne: ryzyko, że Hedera nie będzie w stanie osiągnąć oczekiwanej stopy zwrotu ze względu na zmiany stóp procentowych. Według CPN/CNV scenariusz ten jest mało prawdopodobny.

⁽¹¹¹⁾ Compass Lexecon, memo – analiza wątpliwości Komisji Europejskiej dotyczących projektu limitu odpowiedzialności za odpady jądrowe], 30 sierpnia 2024 r.

⁽¹¹²⁾ Na podstawie analizy Compass Lexecon przeprowadzonej z wykorzystaniem bardziej szczegółowych danych i przedstawionej w dokumencie „CL – Response to the EC concerns on discount rate – 291124”, przedłożonym w dniu 30 listopada 2024 r., wartość ta została zastąpiona stopą równoważną w wysokości 2,8 %.

⁽¹¹³⁾ Na podstawie analizy Compass Lexecon przeprowadzonej z wykorzystaniem bardziej szczegółowych danych i przedstawionej w dokumencie „CL – Response to the EC concerns on discount rate – 291124”, przedłożonym w dniu 30 listopada 2024 r., wartość ta została zastąpiona stopą równoważną w wysokości 3,1 %.

⁽¹¹⁴⁾ Powyższą analizę uzupełnia odpowiedź na pytanie 5.4 zawarte w zaproszeniu do udzielenia informacji z dnia 1 października. W praktyce, aby zabezpieczyć się przed ryzykiem inflacji, Hedera skupi się na dynamicznym zarządzaniu aktywami i pasywami w oparciu o zdywersyfikowany portfel, który obejmuje aktywa umożliwiające funduszowi zabezpieczenie się przed inflacją. Na przykład Hedera mogłaby zaprojektować portfel oparty m.in. na obligacjach i instrumentach dłużnych, akcjach, nieruchomościach i instrumentach pochodnych, którego długoterminowym celem byłoby osiągnięcie zwrotu w wysokości 1 % w ujęciu realnym, przy jednoczesnym zminimalizowaniu ryzyka zmienności.

(279) Niezależna analiza przeprowadzona przez Compass Lexecon wykazała, że wspomniane rodzaje ryzyka zostały uwzględnione i że podejście przyjęte przez państwo belgijskie jest ostrożnościowe i obejmuje wystarczające środki na nieprzewidziane wydatki, aby pokryć to ryzyko.

- a) W odniesieniu do ryzyka przekroczenia kosztów w analizie zauważono, że koszty gospodarowania odpadami promieniotwórczymi są w Belgii często kontrolowane i aktualizowane, a limit odpowiedzialności za odpady ustalono na podstawie najnowszych dostępnych danych. Ponadto limit odpowiedzialności za odpady obejmuje sam w sobie kwotę bazową i premię z tytułu ryzyka. Kwota bazowa opiera się na wykazie odpadów oraz branżowym scenariuszu referencyjnym opracowanym przez ONDRAF/NIRAS, przedstawiającym sytuację „bardziej prawdopodobną niż nieprawdopodobną” (tj. scenariusz ryzyka 50. percentyla), co oznacza, że zarezerwowane środki na nieprzewidziane wydatki będą wystarczające do pokrycia przekroczeń kosztów z prawdopodobieństwem 50 %. Premia za ryzyko, dodawana do kwoty podstawowej, opiera się na nocie ONDRAF/NIRAS, w której zastosowano oddolne podejście do identyfikacji i kwantyfikacji niektórych dodatkowych rodzajów ryzyka, obejmujących: (i) ryzyko dodatkowego przekroczenia kosztów instalacji składowania geologicznego, które to przekroczenie nie zostało uwzględnione w rezerwie na nieprzewidziane wydatki w kwocie bazowej, (ii) ryzyko, że zostanie przyjęte inne rozwiązanie techniczne niż instalacja składowania geologicznego na głębokości 400 m, (iii) ryzyko dodatkowego przekroczenia kosztów związanych z eksploatacją i konserwacją obiektów magazynowych w zakładzie Belgoprocess, eksploatacją obiektów magazynowania wypalonego paliwa jądrowego po 2050 r. oraz budową dodatkowych obiektów, które to przekroczenie nie zostało uwzględnione w rezerwie na nieprzewidziane wydatki w kwocie bazowej, oraz (iv) ryzyko regulacyjne związane z tym, że niektóre odpady mogą nie kwalifikować się do magazynowania naziemnego. Ponadto w analizie zauważono, że premia z tytułu ryzyka wynosi 5 185 mln EUR, czyli 53 % kwoty bazowej (9 815 mln EUR), co stanowi znacznie więcej niż premia z tytułu ryzyka w wysokości 35 % przewidziana w metodyce opracowanej na potrzeby przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych na państwo niemieckie w podobnej sprawie SA.45296. Metodyka zastosowana w niemieckim precedensie była podobna, ale scenariusz odniesienia dla belgijskiej sprawy opiera się na nowszych danych, w tym informacjach zwrotnych dotyczących projektów w Szwajcarii i Finlandii, a zatem opiera się na bardziej zaktualizowanym zbiorze danych.
- b) W odniesieniu do ryzyka niedoszacowania inflacji kosztów związanych z budową analiza wykazała, że zmiany kosztów związanych z budową mierzone przez Association Belge des Experts („ABEX”) nie różnią się istotnie od inflacji mierzonej z zastosowaniem CPI. Zgodnie z analizą wątpliwości CPN/CNV wynikały z wyższego niż zwykle wzrostu kosztów budowy w 2022 r., a ten gwałtowny wzrost uwzględniono w premii z tytułu ryzyka. W analizie zauważono również, że długoterminowa inflacja przyjęta przez Niemcy w podobnej sprawie SA.45296 wynosiła 1,60 %, podczas gdy w przedmiotowej sprawie długoterminowa inflacja została ustalona na poziomie 2 %, czyli na poziomie docelowym EBC.
- c) W odniesieniu do ryzyka inwestycyjnego oraz obaw CPN/CNV, że fundusz Hedera zarządzający rezerwami może być narażony na ryzyko zwrotu niewystarczającego do pokrycia kosztów, analiza wykazała, że inwestując obecnie w portfel obligacji o różnych terminach zapadalności i utrzymując je do terminu zapadalności, fundusz otrzyma kupony o stałym oprocentowaniu, dzięki czemu nie będzie narażony na zmiany stóp procentowych (przy użyciu technik zarządzania aktywami i pasywami w celu dopasowania aktywów do pasywów w momencie ich wymagalności). W analizie wspomniano jednak o dwóch rodzajach ryzyka rezydualnego, na które fundusz byłby narażony przy takim podejściu:
- po pierwsze, aby uzyskać efekt odsetek składanych z odsetek otrzymywanych przy wypłacie kuponów, fundusz będzie musiał często reinwestować w nowo wyemitowane obligacje. Ryzyko to można zabezpieczyć, biorąc pod uwagę, że fundusz dysponuje stosunkowo pewnym strumieniem płatności z tytułu gospodarowania odpadami, dzięki czemu możliwe jest skonstruowanie portfela papierów wartościowych o stałym dochodzie, który odpowiada warunkom wydatkowania,
 - po drugie, najdłuższy termin zapadalności belgijskich obligacji wynosi 50 lat, podczas gdy koszty związane z wypalonym paliwem jądrowym będą ponoszone do roku 2135. Koszty ponoszone po upływie 50 lat są jednak ograniczone, ponieważ stanowią one jedynie 13 % całkowitych kosztów przed zdyskontowaniem, a ponadto dostępne są papiery wartościowe o stałym dochodzie i dłuższym terminie zapadalności, takie jak 100-letnie obligacje austriackie.

(280) Analizę tę uzupełniono odpowiedzią na pytanie 5.4 zawarte w zaproszeniu do udzielenia informacji z dnia 1 października 2024 r. Belgia stwierdziła, że w praktyce portfel Hedery należy zaprojektować w taki sposób, aby uwzględnił on wszystkie prawdopodobne scenariusze gospodarcze na dany okres, zwłaszcza w odniesieniu do poziomu inflacji. Celem Hedera jest osiągnięcie zwrotu w wysokości 1 % w ujęciu realnym (tj. o 1 % powyżej poziomu inflacji). W tym celu Hedera opracuje strategię uwzględniającą ryzyko, że taki zwrot może nie zostać osiągnięty w niektórych okolicznościach gospodarczych (na przykład w przypadku przedłużającego się okresu wysokiej inflacji) przy portfelu składającym się wyłącznie z obligacji. Hedera skupi się zatem na dynamicznym zarządzaniu aktywami i pasywami w oparciu o zdywersyfikowany portfel, który będzie obejmować aktywa umożliwiające funduszowi zabezpieczenie się przed inflacją. Na przykład Hedera mogłaby zaprojektować portfel oparty m.in. na obligacjach i instrumentach dłużnych, akcjach, nieruchomościach i instrumentach pochodnych, którego długoterminowym celem byłoby osiągnięcie zwrotu w wysokości 1 % w ujęciu realnym, przy jednoczesnym zminimalizowaniu ryzyka zmienności. Na koniec należy zauważyć, że Hedera ograniczy ekspozycję na belgijskie akcje, obligacje i nieruchomości. Ma to na celu zapewnienie dywersyfikacji oraz wystarczające uniezależnienie funduszu od koniunktury gospodarczej w Belgii.

4.4. Stanowisko Belgii w sprawie skumulowanych skutków środków cząstkowych

(281) Belgia wskazała, że poszczególne komponenty i środki cząstkowe projektu LTO stanowiły element żądań przedstawionych przez Engie w ramach uzgodnień dotyczących przedłużenia okresu eksploatacji i zostały ujęte w całości w pakiecie dokumentów transakcyjnych podpisanych w dniu 13 grudnia 2023 r. Belgia zauważyła jednak również, że komponenty projektu LTO różnią się pod wieloma względami i wzajemnie się uzupełniają, co ogranicza możliwość wystąpienia jakichkolwiek potencjalnych skumulowanych skutków.

(282) Belgia odniosła się do orzecznictwa, które przy ocenie kolejnych środków uwzględniła m.in. następujące kwestie:

- przedmiot, charakter i kontekst danych interwencji,
- ich chronologię,
- ich cel,
- uwarunkowania przedsięwzięcia w momencie dokonywania tych interwencji,
- tożsamość podmiotów udzielających pomocy lub jej beneficjentów (w tym ich status prawny i sytuację finansową/ekonomiczną), oraz
- kwestię, czy różne przedmiotowe interwencje były zaplanowane lub przewidywalne w momencie pierwszej interwencji.

4.4.1. Przedmiot i charakter komponentów 1, 2 i 3

(283) Belgia stwierdziła, że przedmiot i charakter trzech komponentów projektu LTO są z natury różne, i zauważyła, że w decyzji o wszczęciu postępowania Komisja nie odniosła się konkretnie do różnic lub podobieństw przedmiotu i charakteru komponentów 1, 2 i 3. W tym względzie Belgia przedstawiła następujące informacje:

- a) Komponent 1 obejmuje środki finansowe i strukturalne wspierające długoterminową rentowność BE-NUC, w tym za pośrednictwem kontraktu na transakcje różnicowe zapewniającego wsparcie przychodów i zmniejszającego ekspozycję na ryzyko związane z cenami rynkowymi, oraz szereg mechanizmów wynagradzania pokrywających inne niedobory finansowe w celu zabezpieczenia długoterminowej rentowności ze względu na ekspozycję na ryzyko związane z wielkością produkcji/wynikami operacyjnymi.
- b) Komponent 2 obejmuje przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego dla całego parku jądrowego w Belgii, a zatem dotyczy bardzo długiego okresu, znacznie wykraczającego poza ramy czasowe komponentów 1 i 3.
- c) Komponent 3 obejmuje zabezpieczenia chroniące przed przyszłymi zmianami legislacyjnymi, a zatem ma bardzo inny przedmiot niż komponenty 1 i 2.

4.4.2. Cel komponentów 1, 2 i 3

(284) Belgia zauważyła, że cel ogólny tych trzech komponentów dotyczy przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO. Belgia stwierdziła jednak, że istotnym elementem oceny jest konkretny cel każdego z poszczególnych komponentów:

- a) Głównym celem komponentu 1 jest zmniejszenie niepewności przychodów i zapewnienie długoterminowej rentowności projektu LTO poprzez zapobieżenie niewypłacalności i upadłości BE-NUC. Jednocześnie ma on również na celu uniknięcie nadmiernego wynagradzania udziałowców i ograniczenie wsparcia ze strony państwa belgijskiego jako kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania. W szczególności każdy ze środków finansowych leżących u podstaw komponentu 1 uwzględnia – w proporcjonalny sposób – inny rodzaj ryzyka: kontrakt na transakcje różnicowe zmniejsza ryzyko związane z cenami na rynku hurtowym, płatności MOCP ograniczają ryzyko o dużym oddziaływaniu związane z nagłą niedostępnością powodującą straty na etapie eksploatacji, a pożyczki SDC zapewniają wystarczające przepływy pieniężne podczas wyłączenia i planowanych prac związanych z LTO. Belgia zauważyła, że Komisja również uznała ten fakt w motywie 208 decyzji o wszczęciu postępowania.
- b) Komponent 2 dotyczy zarządzania długoterminowymi zobowiązaniami z tytułu ochrony środowiska i likwidacji belgijskiego parku jądrowego, które są odrębne od kwestii operacyjnych i finansowych BE-NUC uwzględnionych w komponencie 1. Celem tego komponentu jest przede wszystkim przeniesienie przyszłych zobowiązań związanych z odpadami jądrowymi, co stanowi cel odmienny od zabezpieczenia finansowania operacyjnego. Zdaniem Belgii Komisja wydaje się potwierdzać tę odrębność celu komponentu 2 w motywie 208 decyzji o wszczęciu postępowania.
- c) Komponent 3 zapewnia zabezpieczenia chroniące przed niektórymi przyszłymi zmianami legislacyjnymi. Komponent ten odnosi się do ryzyka regulacyjnego wynikającego z potencjalnej zmiany w niektórych politykach i przepisach państwa belgijskiego i nie jest bezpośrednio związany z aspektami finansowymi, operacyjnymi czy dotyczącymi odpowiedzialności objętymi innymi komponentami.

4.4.3. Bezpośredni beneficjenci komponentów 1, 2 i 3

(285) Belgia argumentowała również, że komponenty 1, 2 i 3 mają różnych bezpośrednich beneficjentów. Belgia zgodziła się, że identyfikacja beneficjentów każdego środka jest ważnym punktem oceny istnienia skumulowanych skutków. W tym względzie państwo belgijskie przedstawiło następujące uwagi:

- a) Komponent 1 dotyczy zestawu mechanizmów finansowania z konkretnymi beneficjentami dla każdego działania. Belgia zauważyła, że wbrew temu, co wskazano w motywie 182 decyzji o wszczęciu postępowania, bezpośrednimi beneficjentami kontraktu na transakcje różnicowe, pożyczek SDC, płatności MOCP i instrumentu WCF są BE-NUC i Luminus, a nie Electrabel i Luminus (korzyści dla Electrabel wynikałyby pośrednio z jego statusu udziałowca).
- b) W odniesieniu do komponentu 2 przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych oraz porozumienie w sprawie dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji przynoszą korzyści przedsiębiorstwu Electrabel jako operatorowi elektrowni jądrowych, a także Luminus i EDF Belgium jako przedsiębiorstwom wnoszącym wkład. Belgia stwierdziła zatem, że komponent 2 nie przynosi korzyści BE-NUC.
- c) W ramach komponentu 3 niektóre jednostronne środki przyjęte przez (federalne) państwo belgijskie skutkowałyby powstaniem prawa do odszkodowania dla Electrabel, a pośrednio również dla Luminus.

4.4.4. Skumulowane skutki komponentów 1, 2 i 3

(286) Komponenty 1, 2 i 3, które zostały przyjęte w tym samym czasie i służą ogólnemu celowi przedłużenia okresu użytkowania jednostek LTO, znacznie różnią się pod względem przedmiotu i charakteru, celu oraz beneficjentów. Jak wykazano powyżej, każdy komponent odpowiada konkretnemu celowi, dzięki czemu uzupełniają się one wzajemnie, co ogranicza potencjalne skumulowane skutki.

(287) Jeśli chodzi o potencjalną zmianę profilu ryzyka Electrabel dzięki komponentom 2 i 3, środki te mogą rzeczywiście przynieść korzyści Electrabel jako operatorowi elektrowni jądrowych, a w konsekwencji poprawić ogólny profil ryzyka Electrabel. Komponenty 2 i 3 nie zmieniają profilu ryzyka BE-NUC, głównego beneficjenta komponentu 1. Jak oceniono w niezależnej analizie przeprowadzonej przez Compass Lexecon, profil ryzyka BE-NUC – z uwagi na szczególnie rodzaje ryzyka mające wpływ na projekt – oraz podział ryzyka między rządem belgijskim a BE-NUC stanowią istotny czynnik przy ocenie proporcjonalności komponentu 1.

5. STANOWISKO ENGIE

- (288) Przedsiębiorstwo Engie przedstawiło swoje uwagi dotyczące decyzji o wszczęciu postępowania w dniu 9 września 2024 r. W swoich uwagach przedsiębiorstwo Engie przedstawia dowody i analizę na poparcie argumentu, że wątpliwości podniesione przez Komisję w decyzji o wszczęciu postępowania nie byłyby uzasadnione. W odpowiedzi przedsiębiorstwa Engie na decyzję o wszczęciu postępowania omówiono pierwotną wersję środka opisaną w decyzji o wszczęciu postępowania. Obecna wersja środka obejmuje zmiany (wprowadzone w celu rozwiania wątpliwości wyrażonych przez Komisję w decyzji o wszczęciu postępowania) w stosunku do środka pierwotnego i została szczegółowo opisana w sekcji 3 niniejszej decyzji. Stanowisko Engie jest zgodne ze stanowiskiem władz belgijskich.
- (289) Przedsiębiorstwo Engie argumentowało, że projekt LTO stanowi całościowe porozumienie i jest wynikiem szeroko zakrojonych i długotrwałych negocjacji z rządem belgijskim, a jego zasadą przewodnią jest utrzymanie zaangażowania w Belgii i przyczynienie się do bezpieczeństwa dostaw w tym kraju poprzez przyjęcie wniosku Belgii o przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych, co stanowi odejście od publicznej strategii wycofania się z energetyki jądrowej w Belgii po 2025 r. (zob. motyw 23). Ponadto Engie podniosło, że projekt LTO ma pozytywny wpływ na rynek wewnętrzny z następujących powodów:
- a) Po pierwsze, projekt LTO ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia Belgii bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w nadchodzących latach, przy jednoczesnym potencjalnym zmniejszeniu kosztów finansowania belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych. Ten pozytywny efekt przyniesie również pośrednie korzyści sąsiednim państwom członkowskim połączonym z Belgią, które będą mogły importować energię elektryczną (należy zauważyć, że wywóz ten nie stanowi bezpośredniej sprzedaży, lecz operacje bilansujące zarządzane przez TSO).
 - b) Po drugie, projekt LTO przyczynia się do osiągnięcia celów Zielonego Ładu w zakresie dekarbonizacji.
- (290) Engie argumentowało również, że między projektem LTO (przedłużenie okresu eksploatacji reaktorów Doel 4 i Tihange 3) a przedłużeniem okresu eksploatacji reaktorów Doel 1, Doel 2 i Tihange 1 w 2015 r. („istniejące LTO”) występuje szereg różnic:
- a) Po pierwsze, projekt LTO został zainicjowany przez państwo belgijskie w 2022 r., po tym jak Engie podjęło decyzję (w 2020 r.) o wycofaniu się z energetyki jądrowej i przekierowaniu swojej działalności na energię ze źródeł odnawialnych i infrastrukturę energetyczną. W związku z tym przedsiębiorstwo Engie musiało całkowicie zmienić swoją strategię, co samo w sobie spowodowało wzrost kosztów projektu LTO, zwłaszcza że przedsiębiorstwo Electrabel nie przeprowadziło wstępnych badań bezpieczeństwa ani nie poczyniło żadnych przygotowań do przedłużenia okresu eksploatacji nowych lub istniejących już jednostek LTO. Natomiast w momencie przedłużenia eksploatacji istniejących jednostek LTO Electrabel nadal przeprowadzało wstępne badania dotyczące przedłużenia eksploatacji belgijskich reaktorów jądrowych, ponieważ taki scenariusz był wówczas uznawany za prawdopodobny.
 - b) Po drugie, szereg kosztów wynika z napiętego harmonogramu projektu LTO. Na wniosek rządu belgijskiego ponowne uruchomienie jednostek LTO przesunięto na dzień 1 listopada 2025 r. (pierwotnie przewidywaną datą był 1 listopada 2026 r.).
 - c) Po trzecie, można spodziewać się, że BE-NUC będzie narażone nie tylko na niepewność regulacyjną, ale także na większą zmienność cen rynkowych (w porównaniu z sytuacją w 2015 r.) spowodowaną rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii w koszyku energetycznym. Ponadto w 2015 r. panowały zupełnie inne warunki rynkowe, gdyż większą część koszyka energetycznego stanowiły bardziej stabilne źródła energii oparte na paliwach kopalnych i rzadko występowały niskie/ujemne ceny.
 - d) Po czwarte, na wyniki finansowe istniejących LTO negatywnie wpłynęły częstsze niż przewidywano zdarzenia związane z niedostępnością, wyższe nakłady inwestycyjne i niższa uchwycona cena energii. Od 2016 r. w sprawozdaniach finansowych Engie odnotowano szereg przypadków utraty wartości w związku z działalnością jądrową, co spowodowało znaczne straty finansowe dla grupy Engie (stąd wniosek, że działalność ta nie może być prowadzona wyłącznie przez prywatny podmiot rynkowy bez zrównoważonego mechanizmu podziału ryzyka).

- e) Wreszcie sama AFCN/FANC w stanowisku przedstawionym w 2021 r.⁽¹¹⁵⁾ wyraźnie podkreśliła liczne różnice między istniejącymi LTO a obecnym projektem LTO. Aby umożliwić ponowne uruchomienie reaktorów do dnia 1 listopada 2025 r., rok wcześniej niż pierwotnie planowano, AFCN/FANC zezwoliła na ukończenie niezbędnych usprawnień w zakresie bezpieczeństwa w okresie trzech lat po ponownym uruchomieniu (do dnia 31 grudnia 2028 r.), natomiast w przypadku istniejących LTO AFCN/FANC zezwoliła na przeprowadzenie niezbędnych prac w okresie pięciu lat po ponownym uruchomieniu.

- (291) Engie argumentowało, że wszystkie te czynniki doprowadziły do zawarcia przez Engie i państwo belgijskie kompleksowej umowy przewidującej zarówno wnioskowane przedłużenie okresu eksploatacji (pod warunkiem ograniczenia ekspozycji Engie na ryzyko), jak i zarządzanie przekazanym zużytym paliwem jądrowym i odpadami radioaktywnymi, i stwierdziło, że istniejące LTO nie stanowią odpowiedniego punktu odniesienia do oceny konieczności i adekwatności różnych środków przewidzianych w obecnym projekcie LTO.
- (292) Główne argumenty Engie dotyczące wątpliwości Komisji podniesionych w decyzji o wszczęciu postępowania przedstawiono bardziej szczegółowo poniżej.

5.1. Stanowisko Engie w sprawie uznania pomocy państwa dla projektu LTO za „pojedynczą interwencję” oraz w sprawie jej efektu zachęty

5.1.1. *Pojedyncza interwencja*

- (293) Komisja uważa, że trzy komponenty środka można uznać za stanowiące część pojedynczej interwencji ze strony państwa belgijskiego w zakresie, w jakim wszystkie te komponenty są związane z tym samym zdarzeniem, tj. przedłużeniem okresu eksploatacji jednostek LTO.
- (294) Engie stwierdziło, że nie ma zastrzeżeń do uznania pomocy państwa belgijskiego za pojedynczą interwencję w zakresie, w jakim odpowiada to kryteriom określonym w orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej⁽¹¹⁶⁾. Engie zgodziło się w szczególności z opinią Komisji zawartą w motywie 208 decyzji o wszczęciu postępowania, zgodnie z którą trzy komponenty środka są współzależne i razem przyczyniają się do wykonania umowy w sprawie przedłużenia okresu eksploatacji, co pozwala uznać je za jedną interwencję. Engie przyznało, że miało pewne warunki dotyczące ekspozycji na ryzyko oraz zarządzania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami jądrowymi, co doprowadziło do zawarcia kompleksowej umowy wykraczającej poza samo wprowadzenie mechanizmu wynagradzania za przedłużoną eksploatację jednostek jądrowych. Nie kwestionując proponowanego uznania przedmiotowej pomocy za pojedynczą interwencję, Engie wskazało, że niektóre ze środków częściowych projektu LTO nie stanowią pomocy państwa, ponieważ nie przynoszą selektywnej korzyści Electrabel. Środkami tymi są w szczególności:
- a) umowa o świadczenie usług administracyjnych („umowa ASA”), na mocy której Electrabel może świadczyć usługi wsparcia administracyjnego (w tym usługi sekretarskie, księgowo i podatkowe) na rzecz BE-NUC i która jest umową zgodną ze standardami rynkowymi i zostanie zawarta na warunkach rynkowych;

⁽¹¹⁵⁾ AFCN/FANC, 28 listopada 2021 r., „Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3”, s. 5 (tłumaczenie pomocnicze), dostępne pod adresem: <https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf>. „Sytuacja Doel 4 i Tihange 3 nie może być porównywana z sytuacją jednostek Doel 1 i 2 (w odniesieniu do których w 2014 r. decyzja o przyznaniu im LTO została podjęta dopiero w ostatniej chwili). Zimą 2015 r. jednostki Doel 1 i 2 można było uruchomić stosunkowo szybko, ponieważ: (i) dokumentacja LTO dla tych reaktorów została opracowana i zatwierdzona już w 2012 r., w związku z czym modyfikacje wymagane do ponownego uruchomienia (dotyczące kwalifikacji urządzeń i zarządzania starzeniem się) były doskonale znane oraz (ii) art. 30 dekretu królewskiego PSIN nie wszedł jeszcze w życie, w związku z czym zmiany w elementach związanych z bezpieczeństwem można było rozłożyć na różne wyłączenia zaplanowane na lata 2015–2020. [...] Wydłużenie bezpiecznej eksploatacji reaktorów jądrowych Doel 4 i Tihange 3 wymaga rozszerzonego planu działania, który dotyczy głównie elementów gwarantujących bezpieczeństwo jądrowe. Wspomniany plan działania obejmuje zaprojektowanie, kontrolę oraz budowę/produkcję/montaż potencjalnie dużej liczby komponentów. Przygotowanie i wdrożenie zmian niezbędnych do spełnienia nowych wymogów bezpieczeństwa zajmie zatem lata”.

⁽¹¹⁶⁾ Engie odniosło się tutaj do wyroku Sądu z dnia 15 września 1998 r., BP Chemicals/Komisja, T-11/95: „Gdy kolejne interwencje są tak ściśle za sobą powiązane, w szczególności pod względem chronologii, celu i sytuacji przedsiębiorstwa w momencie dokonania tych interwencji, że niemożliwe jest ich rozdzielenie, można je uznać za »pojedynczą interwencję«”.

- b) outsourcing sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO na podstawie umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią („umowa EMSA”), która zostanie przyznana w drodze konkurencyjnej, przejrzystej, niedyskryminacyjnej i bezwarunkowej procedury przetargowej, co zapewni zgodność z warunkami rynkowymi oraz
- c) odszkodowanie ze strony państwa belgijskiego na pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania transakcji, które nie wykracza poza zobowiązania w normalnych warunkach rynkowych w porównywalnych transakcjach, przy czym każda ze stron ponosi odpowiedzialność za koszty poniesione w związku z przygotowaniem do zawarcia umowy w przypadku niesfinalizowania transakcji z winy którejkolwiek ze stron. Engie ponosi 100 % odpowiedzialności za takie koszty, jeśli będzie odpowiedzialne za niesfinalizowanie transakcji, a w przypadku gdy żadna ze stron nie będzie odpowiedzialna za niesfinalizowanie transakcji, przewidziany jest podział kosztów.

5.1.2. Efekt zachęty

(295) Engie podkreśliło, że efekt zachęty, który Komisja uznała w swojej ocenie zawartej w motywach 229 i 239 decyzji o wszczęciu postępowania za prawdopodobny, nie jest jedynie hipotetyczny, ale nie ma wątpliwości, że Electrabel nie kontynuowałoby eksploatacji jednostek LTO, gdyby nie projekt LTO, w tym trzy jego komponenty. Engie stwierdziło w tym względzie, że:

- a) Electrabel rozpoczęło już realizację strategii całkowitego wycofania się z energetyki jądrowej i w obowiązujących wówczas ramach prawnych nie miało możliwości cofnięcia tej decyzji (podanej do wiadomości publicznej w komunikacie finansowym Engie⁽¹¹⁷⁾);
- b) stanowisko Engie zostało wyraźnie odzwierciedlone w stanowiskach AFCN/FANC oraz sprawozdaniach agencji na temat wykonalności projektu długoterminowej eksploatacji Doel 4 i Tihange 3⁽¹¹⁸⁾;
- c) w komunikacie Engie dotyczącym negocjacji projektu LTO z rządem belgijskim jasno stwierdzono, że bez mechanizmu podziału ryzyka i rozwiązania kwestii kosztów wypalonego paliwa jądrowego i odpadów jądrowych pochodzących z eksploatacji siedmiu belgijskich elektrowni jądrowych, Electrabel nie wzięłoby pod uwagę przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO⁽¹¹⁹⁾. Stanowisko to zostało jasno przedstawione na początku dyskusji na temat projektu LTO, jak stwierdzono w sprawozdaniu AFCN/FANC oraz w komunikacie dyrektora generalnego Engie (jak zauważono w motywie 6 decyzji o wszczęciu postępowania).

(296) Ponadto Engie podkreśliło, że zachętą dla Electrabel do dalszej eksploatacji jednostek LTO jest cały pakiet środków wsparcia przewidzianych w projekcie LTO, który został odpowiednio skalibrowany do tego celu. Żaden ze środków cząstkowych rozpatrywanych oddzielnie nie mógł zapewnić wystarczających zachęt. Podobnie usunięcie jakiegokolwiek elementu pakietu sprawiłoby, że Engie odmówiłoby realizacji projektu LTO. Engie stwierdza zatem, że środków, o których mowa w motywie 235 decyzji o wszczęciu postępowania, nie należy postrzegać jako indywidualnych środków, z których każdy stanowi konkretną (lub dodatkową) zachętę, ale że należy je rozpatrywać łącznie.

⁽¹¹⁷⁾ W rezultacie w 2020 r. Engie dokonało odpisu z tytułu utraty wartości swoich aktywów jądrowych. Engie, uniwersalny dokument rejestracyjny z 2020 r., sekcja 1.4.1, s. 13. Dostęp pod adresem: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

⁽¹¹⁸⁾ Zob. np. AFCN/FANC, 28 listopada 2021 r., „Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3”, s. 5 (tłumaczenie pomocnicze), dostępne pod adresem: <https://afcngov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcngov-position-lto-final-fr.pdf>. Operator Electrabel ogłosił w listopadzie 2020 r., że rząd belgijski wyraźnie zdecydował się w swojej umowie rządowej na całkowite wycofanie się z energetyki jądrowej do 2025 r. Na mniej niż pięć lat przed tą datą operator elektrowni jądrowych Doel i Tihange stwierdził, że nie jest już możliwe przygotowanie się do ewentualnego przedłużenia eksploatacji jednostek Doel 4 i Tihange 3. Electrabel postanowił zatem przeznaczyć wszystkie swoje zasoby na przygotowanie się do ostatecznego zamknięcia i demontażu wszystkich 7 reaktorów jądrowych w zakładach Doel i Tihange. W związku z tym operator wstrzymał realizację projektu „Przygotowanie do LTO G2”.

⁽¹¹⁹⁾ Zob. np. AFCN/FANC, 17 stycznia 2022 r., „Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B – Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3”, s. 9 (tłumaczenie pomocnicze), dostępne pod adresem: <https://afcngov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcngov-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf>. [...] Electrabel chciałoby mieć pewność przed podjęciem samodzielnych kroków. Jeżeli rząd zamierza uruchomić plan B [długoterminowa eksploatacja Doel 4 i Tihange 3], przed kontynuacją prac nad tym planem (zadanie 1) będzie musiał priorytetowo potraktować rozmowy z Electrabel na temat warunków i gwarancji wymaganych do jego realizacji. AFCN ponownie zwraca uwagę rządowi na fakt, że praktycznie wszystkie działania przewidziane w planie B, które wchodzą w zakres kompetencji AFCN (ustanowienie dokumentacji LTO), wymagają współpracy ze strony Electrabel. Według Electrabel wszelkie dyskusje na temat ewentualnej długoterminowej eksploatacji są uzależnione od istnienia jasnych, stabilnych i spójnych ram regulacyjnych w zakresie bezpieczeństwa jądrowego. AFCN rozumie ten pogląd i w związku z tym planuje kontynuować prace nad doprecyzowaniem ram regulacyjnych dotyczących bezpieczeństwa jądrowego w pierwszym kwartale 2022 r.

5.2. **Stanowisko Engie w sprawie konieczności, adekwatności i proporcjonalności środków częstkowych w ramach komponentu 1**

5.2.1. *Utworzenie spółki JV*

- (297) Engie uznało, że utworzenie wspólnej struktury, w której państwo belgijskie będzie posiadało 50 % udziałów, jest niezbędne do osiągnięcia celów projektu LTO, tj. terminowego ponownego uruchomienia jednostek LTO do listopada 2025 r. Engie oświadczyło, że przed przyjęciem umowy dotyczącej projektu LTO zwróciło się do państwa belgijskiego o wprowadzenie mechanizmu podziału ryzyka na zasadzie 50/50.
- (298) Zdaniem Engie samo wprowadzenie mechanizmów wynagradzania nie było wystarczające do osiągnięcia tego celu z następujących powodów: (i) umowa w sprawie wynagradzania pozostawia Engie ryzyko rezydualne, (ii) bez spółki JV Engie musiałoby tymczasowo pokrywać 100 % strat w oczekiwaniu na odszkodowanie/rekompensatę przewidzianą w umowach, oraz (iii) Engie rozpoczęło proces ograniczania swojego zaangażowania w energetykę jądrową i nie chciało samodzielnie inwestować ponad [2–2,5] mld EUR w projekt LTO oraz samodzielnie pokrywać wszystkich potencjalnych strat wynikających z nieoczekiwanych niedostępności i przekroczeń kosztów.
- (299) Ponadto zdaniem Engie można oczekiwać, że dzięki finansowemu zaangażowaniu państwa belgijskiego w zyski i straty wygenerowane przez jednostki LTO (w szczególności dywidendy) państwo belgijskie będzie miało dodatkową motywację do uwzględnienia jednostek LTO w swoich przyszłych decyzjach politycznych. Engie stwierdziło zatem, że utworzenie wspólnej struktury jest zgodne z interesami państwa belgijskiego i Engie.
- (300) Engie argumentowało również, że utworzenie spółki JV jest odpowiednie i proporcjonalne, ponieważ dzięki wspólnemu sprawowaniu kontroli nad decyzjami strategicznymi dotyczącymi BE-NUC Engie, prywatny podmiot gospodarczy, będzie w stanie zrównoważyć wszelkie ryzyko, że państwo belgijskie mogłoby działać w sposób stronniczy, a państwo belgijskie i Engie będą korzystać ze swoich praw w zakresie zarządzania BE-NUC na równych zasadach.

5.2.2. *Stanowisko Engie w sprawie kontraktu na transakcje różnicowe*

- (301) Jeżeli chodzi o konieczność zastosowania kontraktu na transakcje różnicowe, Engie stwierdziło, że biorąc pod uwagę niedoskonałości rynku związane z przemysłem jądrowym i dużą zmienność rynku energii elektrycznej w nadchodzących latach, projekt LTO jest narażony na wysokie ryzyko luki w finansowaniu, co sprawia, że kontrakt na transakcje różnicowe jest instrumentem niezbędnym do osiągnięcia celu leżącego we wspólnym interesie. Engie zwróciło również uwagę na krótki okres przedłużenia eksploatacji (10 lat) w porównaniu ze średnią długością inwestycji w sektorze jądrowym, znaczne koszty oraz fakt, że przez pierwsze trzy lata jednostki LTO nie będą wykorzystywać 100 % swojej mocy wytwórczych, ponieważ w tym samym czasie będą trwały prace związane z przedłużeniem okresu eksploatacji tych jednostek.
- (302) Engie stwierdziło, że projekt kontraktu na transakcje różnicowe oraz korekta MPRA są odpowiednie i proporcjonalne, aby zachować zachęty dla jednostek LTO do skutecznego reagowania na sygnały rynkowe. W tym względzie Engie powołało się na przedstawione wcześniej argumenty państwa belgijskiego dotyczące ograniczeń technicznych, regulacyjnych i ekonomicznych jednostek LTO (zob. sekcja 2.1). Engie argumentowało, że nawet dzisiaj, bez kontraktu na transakcje różnicowe i dysponując flotą pięciu reaktorów umożliwiających bardziej zróżnicowaną strategię, Engie ma bardzo ograniczoną elastyczność w dostosowywaniu produkcji energii jądrowej w odpowiedzi na krótko- i średnioterminowe sygnały rynkowe. Według Engie kontrakt na transakcje różnicowe zaprojektowano w ramach tego ograniczonego pola manewru tak, aby w pełni zachęcać BE-NUC do reagowania na sygnały cenowe, w zakresie, w jakim jest to technicznie wykonalne.
- a) Po pierwsze, Engie podkreśliło, że w przeciwieństwie do elastycznych źródeł energii elektrycznej i nowszych jednostek wytwórczych czy innych typów reaktorów jądrowych jednostki LTO zostały zaprojektowane do wytwarzania energii elektrycznej w obciążeniu podstawowym i mają bardzo ograniczone możliwości modulacji, więc racjonalne jest, żeby nie przeprowadzać modulacji za każdym razem, gdy ceny stają się ujemne lub są niższe od ich krótkoterminowych kosztów krańcowych. Engie wyjaśniło, że dopiero od 2015 r. AFCN/FANC zezwala na ekonomiczną modulację mocy jednostek jądrowych w Belgii, przy ścisłych ograniczeniach technicznych, jak wyjaśniono w motywach 13–15 niniejszej decyzji. W związku z tym, biorąc pod uwagę te ograniczenia (w połączeniu z ryzykiem automatycznego wyłączenia przy każdej modulacji, ryzykiem niezrównoważenia, jakie takie wyłączenie pociągałoby za sobą, oraz brakiem oszczędności paliwa podczas modulacji), Engie wyjaśniło, że operator elektrowni jądrowych nie może swobodnie dostosowywać produkcji energii elektrycznej jednostek w reakcji na ujemne ceny i że należy jak najlepiej wykorzystywać ograniczone możliwości modulacji.

- b) Po drugie, korekta MPRA i zmiana czasu trwania cyklu paliwowego gwarantują, że wyłączenia będą planowane na okres letni, kiedy to ceny dotychczas były i prawdopodobnie będą najniższe. Zapewni to dostępność jednostek LTO w momencie, w którym spodziewane jest największe zapotrzebowanie na energię elektryczną (i najwyższe ceny). Engie dodało również, że przygotowanie planowanego wyłączenia jednostki jądrowej zajmuje około 12 miesięcy; takie wyłączenie wymaga wcześniejszego poinformowania rynku i zaangażowania wielu zainteresowanych stron. Po ustaleniu terminu wyłączenia operator elektrowni jądrowych nie może zmienić tego terminu bez uprzedniej zgody operatora sieci. W związku z tym w praktyce, chociaż wyłączenia można planować w świetle długoterminowych warunków rynkowych, harmonogramu prac konserwacyjnych w elektrowni jądrowej nie można dostosować do krótkoterminowych sygnałów rynkowych.
- c) Po trzecie, Engie uważa, że korekta MPRA stanowi dla BE-NUC wystarczającą zachętę do maksymalizacji i uzyskania najwyższej ceny rynkowej poprzez planowanie wyłączeń w okresach, w których ceny mają być najniższe, i zdecydowanie nie zgadza się z wstępną opinią Komisji, że skutki korekty MPRA „są w praktyce niewielkie” (jak wspomniano w motywie 290 decyzji o wszczęciu postępowania).
- (303) Ponadto w odniesieniu do parametrów projektu kontraktu na transakcje różnicowe Engie stwierdziło, że cena na rynku dnia następnego jest odpowiednią rynkową ceną referencyjną.
- a) Po pierwsze, Engie argumentowało, że produkty długoterminowe nie mają wpływu na decyzje o dysponowaniu elektrownią jądrową, której krótkoterminowe koszty krańcowe są z natury bardzo niskie. Ceny energii elektrycznej sprzedawanej na podstawie kontraktu terminowego typu forward nigdy nie osiągnęły wartości ujemnych na żadnym rynku europejskim i takie zdarzenie można uznać za bardzo mało prawdopodobne w przyszłości. W związku z tym Engie stwierdziło, że produkty długoterminowe nie dostarczają sygnałów rynkowych niezbędnych do podejmowania decyzji dotyczących dyspozycji, ale niezależnie od wybranej rynkowej ceny referencyjnej dyspozycja będzie zawsze opierać się na porównaniu krótkoterminowych kosztów krańcowych i kosztów alternatywnych z jednej strony z ceną na rynku dnia następnego z drugiej strony (z uwzględnieniem zdolności elektrowni w zakresie elastyczności).
- b) Po drugie, Engie stwierdziło, że stosowanie produktów terminowych jako rynkowej ceny referencyjnej naraziłoby BE-NUC na znaczące i niemożliwe do opanowania ryzyko wynikające z niewystarczającej dostępności odpowiednich produktów długoterminowych na rynku belgijskim, ponieważ:
- Belgijski rynek terminowy charakteryzuje się niską i malejącą płynnością. Wolumeny będące przedmiotem obrotu na rynku roku następnego są znacznie niższe niż przewidywana roczna produkcja jednostek LTO⁽¹²⁰⁾. Rozbieżność ta uwydatnia, jak bardzo niepraktyczne jest używanie produktów długoterminowych jako ceny odniesienia dla kontraktów na transakcje różnicowe.
 - Brak płynności rynku terminowego sprawia, że nie jest on dobrym punktem odniesienia przy obliczaniu płatności różnicowej na podstawie kursu wykonania, a ponadto wiąże się z poważnym ryzykiem związanym z kształtowaniem się cen, zakłóceniami rynku i kosztami realizacji transakcji. Z kolei cena na rynku dnia następnego zapewnia najwyższą płynność i przejrzystość w kształtowaniu cen, co pozwala uniknąć problemów związanych z nieprzejrzystą płynnością, kosztami powielania, kosztami zabezpieczenia zastępczego i wymogami dotyczącymi uzupełniania zabezpieczenia.
 - Belgijski rynek terminowy nie jest wystarczająco zróżnicowany, aby pełnić rolę odpowiedniej rynkowej ceny referencyjnej⁽¹²¹⁾.

⁽¹²⁰⁾ Na przykład oczekuje się, że w 2024 r. tylko 9 TWh energii elektrycznej będzie przedmiotem obrotu na rynku roku następnego, a zgodnie z szacunkami jednostki LTO będą produkować 14 TWh rocznie.

⁽¹²¹⁾ Produkty terminowe są zazwyczaj ustalane w odniesieniu do roku kalendarzowego, a także kolejnego kwartału i miesiąca. Biorąc jednak pod uwagę zmienny i niepewny wzorzec produkcji jednostek LTO wynikający z planowanych wyłączeń (jeszcze bardziej nieprzewidywalny w okresie prac związanych z LTO do 2029 r. w związku z niepewnością co do tych prac i planowania), jak również z nieplanowanej niedostępności, wykorzystanie instrumentu długoterminowego jako rynkowej ceny referencyjnej prowadziłoby do powstania istotnego ryzyka dotyczącego ilości wyprodukowanej energii oraz znacznych kosztów związanych z likwidacją zabezpieczeń terminowych w przypadku braku produkcji, co dodatkowo zagrażałoby generowaniu przepływów środków pieniężnych i rentowności finansowej BE-NUC.

- c) Engie wskazało, że dodatkowe ryzyko wynika z faktu, iż od 2025 r. flota reaktorów jądrowych przedsiębiorstwa ulegnie znacznemu zmniejszeniu w związku z likwidacją pięciu z siedmiu reaktorów jądrowych. Zmniejszenie to zwiększy ryzyko niedostępności, ponieważ inne aktywa nie będą mogły kompensować przestojów lub problemów operacyjnych jednostek LTO. W związku z tym wzorzec produkcji BE-NUC stanie się bardziej niepewny, co zwiększy ryzyko niewywiązania się z dostaw energii elektrycznej na podstawie kontraktów długoterminowych. W takich scenariuszach spółka BE-NUC byłaby zmuszona do odkupu energii elektrycznej po potencjalnie wyższych cenach, co – oprócz utraty przychodów wynikającej ze zmniejszonego wytwarzania energii – doprowadziłoby do znacznych strat finansowych. Straty te zostałyby spotęgowane przez brak płynności rynków długoterminowych, na których duże różnice między ceną kupna a ceną sprzedaży i ograniczone wolumeny obrotu mogłyby jeszcze bardziej zawyżyć koszty wypełnienia zobowiązań umownych ⁽¹²²⁾.

5.2.3. Stanowisko Engie w sprawie płatności MOCP i pożyczki SDC

- (304) Engie podkreśliło, że potrzeba płatności MOCP i pożyczek SDC jest związana przede wszystkim ze szczególnymi uwarunkowaniami projektu LTO, będącymi konsekwencją: (i) późnej decyzji o przedłużeniu okresu eksploatacji Doel 4 i Tihange 3 oraz ograniczonego czasu na przygotowanie i przeprowadzenie niezbędnych prac związanych z LTO; (ii) starzejących się aktywów i zwiększonego ryzyka systemowego związanego z posiadaniem dwóch jednostek opartych na tej samej technologii; (iii) jednoczesnym rozruchem i eksploatacją jednostek LTO w ciągu pierwszych trzech lat; oraz (iv) łącznych uśrednionych kosztów wytworzenia energii, które w przypadku przedłużenia okresu eksploatacji elektrowni jądrowej są w większym stopniu obciążone kosztami eksploatacji i konserwacji niż w przypadku nowego aktywa jądrowego.
- (305) Engie stwierdziło ponadto, że zarówno płatności MOCP, jak i pożyczki SDC są absolutnie niezbędne, ponieważ: (i) płatności należne od państwa belgijskiego na mocy umowy w sprawie wynagradzania nie obejmują zdarzeń związanych z istotną niedostępnością spowodowanych problemami technicznymi lub wynikających z nieprzewidywanych międzynarodowych regulacji bądź sytuacji nadzwyczajnych związanych z energią jądrową; (ii) wbrew temu, co stwierdzono w motywie 269 lit. b) decyzji o wszczęciu postępowania, takie nieoczekiwane zdarzenia nie są „skrajnymi, mało prawdopodobnymi” scenariuszami, ale prawdopodobnie będą miały miejsce w ciągu najbliższych dziesięciu lat oraz (iii) uwzględniono jedynie zdarzenia powyżej określonego progu.
- a) W umowie w sprawie wynagradzania dopuszcza się korekty kursu wykonania kontraktu na transakcje różnicowe na korzyść BE-NUC w następstwie konkretnych „zdarzeń otwierających możliwość zmiany”; korekty te wiążą się jednak z ograniczeniami i wyłączeniami. Na przykład wyłączenie jednej lub obu jednostek LTO ze względów bezpieczeństwa w następstwie sytuacji awaryjnej lub wymagane zmianą przepisów międzynarodowych nie byłoby objęte umową w sprawie wynagradzania. Ponadto umową tą nie byłaby objęta niedostępność spowodowana pewnymi problemami technicznymi, takimi jak: wyłączenia ze względów bezpieczeństwa po rutynowych kontrolach regulacyjnych, które są częścią przewidzianych działań operacyjnych; obowiązkowe modernizacje wymagane na mocy obowiązujących lub powszechnie przyjętych przepisów międzynarodowych, takich jak te wynikające z dyrektywy Rady 2014/87/Euratom przyjętej po awarii w Fukushima ⁽¹²³⁾; zapobiegawcze wyłączenia spowodowane incydentami międzynarodowymi, stanowiące przewidywalną reakcję regulacyjną; nałożenie przez władze regionalne bardziej rygorystycznych przepisów środowiskowych, które często mają wpływ na wiele sektorów; zakłócenia w łańcuchach dostaw uniemożliwiające niezbędną konserwację lub naprawę oraz nieprzewidziana degradacja krytycznego sprzętu.
- b) Prawdopodobieństwo wystąpienia takich zdarzeń technicznych/regulacyjnych/nadzwyczajnych nie jest tak niskie, jak stwierdzono w decyzji o wszczęciu postępowania, i może mieć wpływ zarówno na koszty eksploatacji jednostek LTO, jak i na ich dostępność. W tym względzie Engie wspomniało o następujących kwestiach:
- pomimo rygorystycznych przepisów dotyczących bezpieczeństwa jądrowego nie można wykluczyć wypadku takiego jak wypadek w Czarnobylu czy w Fukushima,
 - włączenie płatności MOCP do umowy opierało się na doświadczeniu i dotychczasowej eksploatacji belgijskiej floty jądrowej przez Electrabel: w latach 2012–2022 z przyczyn technicznych doszło do 11 zdarzeń związanych z nieoczekiwaną niedostępnością, które miały wpływ na siedem belgijskich jednostek jądrowych,
 - w ostatnim czasie odnotowano kilka przypadków przedłużonej niedostępności innych flot jądrowych na świecie (np. Ringhals 4 w Szwecji w 2022 r., Civaux 1 we Francji w 2021 r., Taishan 1 w Chinach w 2021 r.).

⁽¹²²⁾ Engie znalazło się w takiej sytuacji w 2018 r., kiedy to kilka jednostek było jednocześnie niedostępnych, co spowodowało, że przedsiębiorstwo dysponowało średnio jedynie 52 % swojej nominalnej zdolności produkcyjnej. Engie musiało odkupić swoje zabezpieczenia terminowe w kontekście znacznego wzrostu cen w Belgii i nasycenia zdolności połączeń wzajemnych, kończąc rok ze stratą EBITDA w wysokości [0–0,5] mld EUR z tytułu działalności jądrowej (w porównaniu z zyskiem w wysokości [0–0,5] mld EUR w poprzednim roku).

⁽¹²³⁾ Dyrektywa Rady 2014/87/Euratom z dnia 8 lipca 2014 r. zmieniająca dyrektywę 2009/71/Euratom ustanawiającą wspólnotowe ramy bezpieczeństwa jądrowego obiektów jądrowych (Dz.U. L 219 z 25.7.2014, s. 42, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj>).

- c) Wszystkie zdarzenia powodujące koszty poniżej progu 5 mln EUR nie kwalifikują się jako „zdarzenia otwierające możliwość zmiany” i w związku z tym nie są rekompensowane przez kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania.
- (306) Engie podniosło, że w przeciwieństwie do tego, co sugerowała Komisja w decyzji o wszczęciu postępowania, płatności MOCP nie stanowią nieograniczonej dotacji ponieważ przysługujące kontrahentowi umowy w sprawie wynagradzania zapisane w niej prawa do wypowiedzenia umowy umożliwiają mu ograniczenie zaangażowania.
- (307) Engie oświadczyło, że na jego wniosek państwo belgijskie wyraziło zgodę na rozszerzenie zakresu pożyczek SDC w celu pokrycia części kosztów poniesionych po dacie ponownego uruchomienia w wyniku zmiany terminu ponownego uruchomienia LTO na wcześniejszy (z 2026 r. na 2025 r.); zmiana tego terminu oznacza, że prace związane z LTO będą musiały być prowadzone podczas eksploatacji jednostek, co spowoduje zmniejszenie przychodów w ciągu pierwszych trzech lat eksploatacji. Wynika to z kluczowej zasady uzgodnionej między Engie a państwem belgijskim, zgodnie z którą wszelkie koszty wynikające z przedłużenia LTO ponoszą udziałowcy, podczas gdy BE-NUC finansuje koszty eksploatacji i konserwacji z własnych przychodów.
- (308) Jeżeli chodzi o proporcjonalność mechanizmów finansowych przewidzianych w projekcie LTO, Engie dowodziło, że nie chronią one BE-NUC przed żadnym ryzykiem operacyjnym, jak sugerowała Komisja w decyzji o wszczęciu postępowania. Spółka BE-NUC jest częściowo narażona m.in. na ryzyko związane z dostępnością przez cały okres eksploatacji jednostek LTO, a także na przekroczenie kosztów operacyjnych po dacie weryfikacji, co może uniemożliwić generowanie środków pieniężnych i negatywnie wpłynąć na stopę zwrotu BE-NUC. Koszty te związane są między innymi ze wzrostem kosztów personelu (programy utrzymania pracowników oraz dodatkowe koszty rekrutacji/szkoleń na potrzeby dalszej eksploatacji), kosztów eksploatacji i konserwacji (wzrost cen materiałów, niedobory w łańcuchach dostaw niezbędnych części zamiennych i komponentów, wymogi ANFC/FANC (wszystkie modyfikacje projektu podlegają szczegółowej ocenie i weryfikacji przez AFCN/FANC przed zatwierdzeniem), nieplanowane poważne awarie sprzętu przed ponownym uruchomieniem itp.) oraz kosztów paliwa (umowy są częściowo powiązane z ewolucją rynku).
- (309) Ponadto Engie dowodziło, że Electrabel, jako operator jednostek LTO, ma silne zachęty do maksymalizacji dostępności jednostek LTO w normalnych warunkach eksploatacji, aby uniknąć płacenia odszkodowań umownych, jeżeli dostępność spadnie poniżej [90–100] % w dowolnym roku objętym umową.
- (310) Engie przedstawiło symulację pokazującą wpływ następujących zdarzeń nieobjętych płatnościami MOCP na rentowność LTO: (i) zdarzeń związanych z ograniczoną dostępnością na etapie eksploatacji w celach ilustracyjnych (wzrost wskaźnika wymuszonych przestojów („FOR”)) oraz (ii) wzrostu niektórych kosztów operacyjnych po dacie weryfikacji w wyniku nieprzewidywanych kosztów, a także połączenia obu zdarzeń. W tabeli 16 pokazano, że zdarzenia te mogą mieć znaczący negatywny wpływ na wewnętrzną stopę zwrotu BE-NUC.

Tabela 16

Wpływ zdarzeń nieobjętych płatnościami MOCP na rentowność LTO (100 %)

	Scenariusz bazowy (brak ograniczonej dostępności)	FOR +5 %	FOR +10 %
Scenariusz bazowy (brak przekroczenia kosztów operacyjnych)		IRR = [5–10] % NPV = minus [100–300] mln EUR	IRR = [0–5] % NPV = minus [200–400] mln EUR
OPEX +5 %	IRR = [5–10] % NPV = minus [0–200] mln EUR	IRR = [5–10] % NPV = minus [100–300] mln EUR	IRR = [0–5] % NPV = minus [200–400] mln EUR
OPEX +10 %	IRR = [5–10] % NPV = minus [0–200] mln EUR	IRR = [0–5] % NPV = minus [100–300] mln EUR	IRR = [0–5] % NPV = minus [200–400] mln EUR

Źródło: Odpowiedź Engie na decyzję o wszczęciu postępowania.

- (311) Engie dowodziło również, że oprocentowanie pożyczek SDC jest proporcjonalne i odpowiednie, jak wynika z niezależnej analizy ⁽¹²⁴⁾. Engie dodało, że pożyczki SDC mają zostać spłacone – pod warunkiem wygenerowania przez BE-NUC wystarczającej ilości środków pieniężnych – wraz z odsetkami na koniec okresu LTO.

5.2.4. *Stanowisko Engie w sprawie warunków instrumentu WCF i pożyczek udziałowców*

- (312) Engie wyjaśniło, że oprocentowanie pożyczek udziałowców i instrumentu WCF będzie oprocentowaniem wolnorynkowym określonym przez zarząd BE-NUC poprzez odniesienie do obowiązujących stóp rynkowych i wszelkiego porównywalnego finansowania dłużnego przez osoby trzecie, które może być dostępne w danym momencie.
- (313) Engie wyjaśniło również, że przygotowało dokument opisujący metodykę zastosowaną przy ustalaniu stóp procentowych. Engie uściśliło, że metodyka ta jest zgodna z polityką Engie w zakresie ustalania cen transferowych w odniesieniu do pożyczek i z zasadą OECD dotyczącą BEPS, zapewniającą, że stopa procentowa jest ustalana na warunkach rynkowych (zob. motyw 63).
- (314) Engie stwierdziło zatem, że oprocentowanie zarówno instrumentu WCF, jak i pożyczek akcjonariuszy jest proporcjonalne.

5.2.5. *Stanowisko Engie w sprawie umowy EMSA*

- (315) Po pierwsze, Engie podkreśliło, że należąca do grupy Engie jednostka handlowa („GEMS”), która może zostać wybrana na partnera umowy EMSA w wyniku postępowania o udzielenie zamówienia lub jako tymczasowe rozwiązanie awaryjne, będzie w pełni niezależna od jednostki Nuclear. Engie doprecyzowało, że od stycznia 2024 r. wprowadzono z jednej strony odpowiednie procedury przetargowe, a z drugiej strony zabezpieczenia w ramach grupy Engie, aby uniknąć jakiegokolwiek zaangażowania Electrabel w wybór partnera umowy EMSA.
- (316) Po drugie, Engie wskazało, że potencjalny wybór GEMS w przetargu na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią nie stwarza ryzyka zamknięcia rynku. Engie argumentowało, że GEMS będzie działać jako strona na podstawie precyzyjnego mandatu określającego strategię składania ofert i zarządzania niezbilansowaniem (od której GEMS nie może odstąpić), otrzymywać wynagrodzenie w formie opłaty, a energia elektryczna pozostanie własnością BE-NUC do momentu jej sprzedaży. Jako że odnośnej sprzedaży BE-NUC nie można przypisać GEMS/grupie Engie, wyznaczenie GEMS na partnera umowy EMSA nie spowodowałoby zatem wzmocnienia pozycji Electrabel na rynku belgijskim.
- (317) Po trzecie, procedura przetargowa mająca na celu wybór partnera umowy EMSA jest zgodna z wymogami konkurencyjności, przejrzystości oraz niedyskryminacyjnego i bezwarunkowego charakteru określonymi w praktyce Komisji. Została ona opublikowana na szczeblu UE i będzie zawierać kryteria kwalifikacyjne (w szczególności dotyczące kondycji finansowej i doświadczenia operacyjnego wnioskodawcy). W związku z tym w przypadku wyboru GEMS w ramach procedury przetargowej wyznaczenie GEMS na partnera umowy EMSA można uznać za proporcjonalne. Engie dowodziło również, że w przypadku niepowodzenia procedury przetargowej i wyznaczenia GEMS na partnera umowy EMSA w ramach rozwiązania awaryjnego kryterium proporcjonalności zostałoby mimo wszystko spełnione: GEMS będzie otrzymywać wynagrodzenie zgodnie z warunkami rynkowymi, w przypadku braku porozumienia między stronami w wysokości ustalonej przez niezależnego eksperta, tak aby wynagrodzenie to nie przekraczało kwoty niezbędnej do osiągnięcia celu umowy EMSA. Ponadto Engie wyjaśniło, że wspomniane rozwiązanie awaryjne będzie jedynie tymczasowe, a państwo belgijskie natychmiast rozpocznie organizację nowego przetargu konkurencyjnego.

⁽¹²⁴⁾Memorandum Compass Lexecon z dnia 22 sierpnia 2024 r. „Supplementary note on MOCP and SDC Loan”, pkt 1.12.

5.3. Stanowisko Engie w sprawie porozumienia dotyczącego odpadów

- (318) Engie wskazało, że łączna kwota limitu odpowiedzialności za odpady jest wystarczająca, aby pokryć wszelkie dodatkowe ryzyko, które nie zostało uwzględnione przy obliczaniu kwoty podstawowej. Engie zauważyło ponadto, że limit odpowiedzialności za odpady przeniesie na państwo znacznie mniejsze ryzyko niż miało to miejsce w przypadku niemieckiego precedensu zatwierdzonego przez Komisję. Engie argumentowało w szczególności, co następuje:
- a) Odpowiedzialność za odpady nie będzie automatycznie przenoszona na Hederę po uiszczeniu płatności z tytułu przeniesienia tej odpowiedzialności. Przeniesienie odpowiedzialności będzie dotyczyło jedynie odpadów spełniających bardzo rygorystyczne umowne kryteria przeniesienia, a w przeciwnym razie odpowiedzialność za odpady będzie nadal ciążyła na Electrabel. Umowne kryteria przeniesienia zostały uzgodnione przez ekspertów i opierają się na aktualnych najlepszych praktykach. Ponadto jeżeli Electrabel będzie musiało przekazać dalsze ilości, musi zapłacić Hederze dodatkową kwotę („opłaty za dostosowanie ilości”).
 - b) W sprawie niemieckiej nadal istniały niepewności co do lokalizacji składowisk odpadów, natomiast w przedmiotowej sprawie obiektu trwałego składowania odpadów kategorii A jest już znane, co znacznie zmniejsza niepewność.
 - c) W odróżnieniu od sprawy niemieckiej kwota bazowa projektu LTO obejmuje już wysoki poziom rezerw na nieprzewidziane wydatki.
 - d) W sprawie niemieckiej zastosowano nominalną stopę dyskontową w wysokości 4,58 % (ustaloną na podstawie stóp EIOPA). W kontekście znacznego wzrostu stopy EIOPA (o 56 punktów bazowych) znacznie niższa (-158 punktów bazowych) (nominalna) stopa dyskontowa w wysokości 3 % zastosowana w projekcie LTO wydaje się w pełni zgodna z obecnym poziomem stóp procentowych. Ponadto rzeczywista stopa procentowa wynosząca 1 % zastosowana w projekcie LTO jest zachowawcza w porównaniu z innymi państwami europejskimi.
 - e) Hedera będzie w stanie wygenerować zwrot z inwestycji wystarczający do pokrycia swoich zobowiązań płatniczych. Pogląd ten potwierdza badanie dotyczące zarządzania aktywami i pasywami (ALM) przeprowadzone przez [...] na potrzeby przeglądu CPN z 2022 r.
- (319) Engie stwierdziło zatem, że kwota do zapłaty przez Electrabel na podstawie porozumienia w sprawie odpadów odpowiednio pokryje niepewność przejętą przez rząd belgijski, a zatem będzie proporcjonalna.
- (320) Jeżeli chodzi o zobowiązania z tytułu likwidacji, Engie wskazało, że Electrabel, jako operator siedmiu belgijskich jednostek jądrowych, pozostanie odpowiedzialny za zobowiązania z tytułu likwidacji. Engie zauważyło jednak, że Belgia pokryje (zwiększone) koszty likwidacji wynikające bezpośrednio z projektu LTO w drodze jednorazowej (pełnej i ostatecznej) płatności ryczałtowej na rzecz Electrabel.
- (321) Engie odniosło się do opinii CPN/CNV dotyczącej zobowiązań z tytułu likwidacji i demontażu LTO, w której CPN/CNV stwierdziło, że wpływ LTO na koszty likwidacji (wyrażone w kosztach *overnight*) oznacza wzrost kosztów likwidacji (dyssynergię) o [100–500] mln EUR (w wartościach z 2021 r.) lub, po zaktualizowaniu, o [100–500] mln EUR (w wartościach z 2023 r.). Engie stwierdziło zatem, że kwota z tytułu przeniesienia dodatkowych zobowiązań związanych z likwidacją, które wynikają z LTO, określona przez CPN/CNV, jest proporcjonalna.

6. UWAGI OSÓB TRZECICH

- (322) Oprócz uwag Engie Komisja otrzymała uwagi od 7 respondentów będących osobami trzecimi podczas konsultacji publicznych dotyczących decyzji o wszczęciu postępowania, które trwały do 9 września 2024 r.
- (323) Otrzymano uwagi od państw członkowskich, przedsiębiorstw, stowarzyszeń i organizacji pozarządowych. Uwagi osób trzecich zostaną także omówione w odpowiednich częściach oceny bez konkretnego odniesienia do poszczególnych uwag.
- (324) Poniżej przedstawiono opis uwag i obserwacji osób trzecich, istotnych dla oceny pomocy państwa, pogrupowanych według tematu.

6.1. Uwagi dotyczące istnienia pomocy

- (325) Nie otrzymano żadnych uwag dotyczących istnienia pomocy.

6.2. Uwagi dotyczące zgodności pomocy

6.2.1. Uwagi dotyczące adekwatności i konieczności środka

(326) Większość osób trzecich zgodziła się z wątpliwościami Komisji, które zostały wyrażone w decyzji o wszczęciu postępowania w odniesieniu do adekwatności i konieczności środka.

6.2.1.1. Obserwacje ogólne

(327) Jedna osoba trzecia nie zgodziła się z Komisją co do istnienia i znaczenia niedoskonałości rynku przedstawionych przez państwo belgijskie i argumentowała, że technologia jądrowa jest po prostu nieopłacalna i nie powinna być wspierana przez państwo. Ta osoba trzecia przypomniła, że zasadniczo zgodnie z unijnymi zasadami pomocy państwa pomoc operacyjna jest dozwolona wyłącznie w wyjątkowych okolicznościach i powinna być ograniczona do technologii, które nie są jeszcze zbywalne lub nie są jeszcze dojrzałe, pod warunkiem spełnienia określonych warunków. Osoba ta nie zgodziła się z adekwatnością i koniecznością wspierania energii jądrowej, którą uznała za dojrzałą i nierentowną technologię.

(328) Trzy z siedmiu osób trzecich stwierdziły, że energia jądrowa nie jest odpowiednią technologią do rozwiązywania problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw ze względu na niską elastyczność elektrowni jądrowych, które muszą pracować w sposób ciągły, ponieważ częsta modulacja jest w ich przypadku niepożądana.

6.2.1.2. Adekwatność projektu kontraktu na transakcje różnicowe

(329) Pięciu z siedmiu respondentów podzieliło wątpliwości Komisji dotyczące adekwatności projektu kontraktu na transakcje różnicowe. Największe wątpliwości budziły następujące kwestie: (i) zgodność z prawodawstwem UE, (ii) ustalanie kursu wykonania przy braku procedury konkurencyjnej (np. w przypadku morskich farm wiatrowych), (iii) ograniczone zachęty do dostosowania produkcji do warunków rynkowych, ponieważ (w pierwotnym projekcie kontraktu na transakcje różnicowe) próg ograniczenia produkcji ustala się dopiero po 6 godzinach ujemnych cen na rynkach energii elektrycznej, (iv) wybór ceny referencyjnej.

(330) Jedna z osób trzecich zauważyła jednak, że operatorzy elektrowni jądrowych mają trudności z reagowaniem na sygnały rynkowe ze względu na ograniczone możliwości modulacji elektrowni jądrowych. Ponadto jedna osoba trzecia stwierdziła, że w odniesieniu do projektu kontraktu na transakcje różnicowe nie należy stosować uniwersalnego rozwiązania, lecz państwa członkowskie powinny mieć możliwość dostosowania projektu tego kontraktu do konkretnych okoliczności. Na przykład do technologii jądrowych należy stosować inne zasady projektowania kontraktów na transakcje różnicowe niż do odnawialnych źródeł energii o zmiennej wydajności i należy wziąć pod uwagę, że elektrownie jądrowe służą do wytwarzania energii przy obciążeniu podstawowym.

(331) Komisja zauważa, że żadna z osób trzecich nie zgłosiła konkretnych uwag dotyczących sposobu ulepszenia projektu kontraktu na transakcje różnicowe, zaproponowanego przez państwo belgijskie w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania.

6.2.2. Uwagi dotyczące proporcjonalności środka

(332) Sześciu z siedmiu respondentów zgodziło się z wątpliwościami Komisji wyrażonymi w decyzji o wszczęciu postępowania w odniesieniu do proporcjonalności środka.

6.2.2.1. Uwagi dotyczące pakietu środków finansowych

(333) Ogólnie rzecz biorąc, pięciu z siedmiu respondentów uznało, że pakiet środków finansowych dotyczących wynagrodzeń (w tym kontrakt na transakcje różnicowe, płatności MOCP, szereg pożyczek) nie jest proporcjonalny. Te osoby trzecie zgodziły się ze wstępną oceną Komisji zawartą w decyzji o wszczęciu postępowania, że pakiet środków finansowych dotyczących wynagrodzeń umożliwia pełne wyeliminowanie ryzyka dla Engie.

(334) Jedna z osób trzecich zauważyła, że transakcja jest najbardziej niekorzystna dla rządu belgijskiego, który musi podjąć szereg zobowiązań finansowych, żeby zachęcić Engie do udziału w transakcji, a ostatecznie ryzyko ponoszą belgijscy podatnicy.

- (335) Jedna z osób trzecich porównała przedmiotową transakcję – podobnie jak Komisja – z przedłużeniem okresu eksploatacji reaktorów Doel 1, Doel 2 i Tihange 1 w 2015 r. i przypominała, że przedłużenie to zostało zrealizowane bez pomocy państwa.
- (336) Jeżeli chodzi o wynagradzanie i obliczanie wewnętrznej stopy zwrotu, jedna z osób trzecich zauważyła, że chociaż obecny poziom zwrotu może być typowy dla przemysłu jądrowego, nie uwzględnia on wielu elementów zmniejszających ryzyko zawartych w proponowanej umowie. Chociaż nie podano konkretnych wskazówek co do tego, jaki poziom wewnętrznej stopy zwrotu byłby proporcjonalny, za konieczną uznano korektę w dół.
- (337) Komisja zauważa ogólną zgodność wśród osób trzecich co do konieczności dokładnego zbadania pakietu środków finansowych dotyczących wynagradzania.

6.2.2.2. Uwagi dotyczące porozumienia w sprawie odpadów

- (338) W ramach uwagi ogólnej jedna z osób trzecich przypominała, że eksploatacja elektrowni jądrowych generuje niezwykle długotrwałe i niebezpieczne substancje, które nie występują naturalnie w żadnym miejscu na Ziemi. Ta osoba trzecia twierdziła, że całkowity koszt produkcji energii elektrycznej musi obejmować wiarygodny plan postępowania z tymi substancjami po ich wykorzystaniu do produkcji energii.
- (339) Jeśli chodzi o gospodarowanie odpadami jądrowymi, ta sama osoba trzecia dowodziła, że składowiska w głębokich warstwach geologicznych nie umożliwiają bezpiecznego bezterminowego składowania odpadów, ponieważ formacje geologiczne, które były stabilne przez długi okres w historii Ziemi, mogą stać się niestabilne w dłuższej perspektywie czasowej z powodu zmiany klimatu lub samego promieniowania. W związku z tym zasada ostrożności sugeruje przechowywanie odpadów na powierzchni ziemi lub w łatwo dostępnych miejscach oraz przepakowywanie ich co 50–100 lat.
- (340) Jeżeli chodzi o aspekty ekonomiczne porozumienia w sprawie odpadów, kilka osób trzecich uznało, że porozumienie to przynosi zbyt duże korzyści Engie, ponieważ koszty postępowania z odpadami jądrowymi zostały niedoszacowane.
- (341) Komisja zauważa, że większość osób trzecich nie dostarczyła konkretnych informacji na temat tego, która część porozumienia w sprawie odpadów jest problematyczna, jakie parametry należałoby zmienić oraz jaka byłaby rozsądna i proporcjonalna wartość, którą należy przyjąć na potrzeby porozumienia w sprawie odpadów. Tylko jedna z osób trzecich twierdziła, że Belgia powinna również wziąć pod uwagę koszty identyfikacji składowiska odpadów jądrowych, ale również nie przedstawiła bardziej szczegółowych informacji.

6.2.3. *Otrzymane uwagi na temat potencjalnych nadmiernych zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej między państwami członkowskimi*

6.2.3.1. Wpływ na odnawialne źródła energii i dekarbonizację

- (342) Sześć z siedmiu osób trzecich dowodziło, że wsparcie energii jądrowej nie jest przyjazne dla klimatu, mimo że przyczynia się do zmniejszenia emisji CO₂. Osoby te zwracały uwagę na fakt, że wsparcie energii jądrowej spowalnia rozwój odnawialnych źródeł energii i nie przyczynia się do osiągnięcia celów klimatycznych. W tym względzie podniesiono w szczególności następujące argumenty:
- Jedna strona trzecia wyraziła zaniepokojenie faktem, że poziom i forma dotacji publicznych dla elektrowni jądrowych w Doel i Tihange mogą zmniejszyć zachęty do rozwoju energii ze źródeł odnawialnych, a tym samym opóźnić dekarbonizację europejskiego systemu energetycznego i elektryfikację gospodarki. Inna strona trzecia zwróciła uwagę, że ponieważ konieczne będzie dostosowanie produkcji energii słonecznej i wiatrowej do nieelastycznej produkcji energii jądrowej, producenci tych dwóch pierwszych rodzajów energii znajdują się w niekorzystnej sytuacji. Wynika to w szczególności z faktu, że odnawialne źródła energii są narażone na konkurencję, podczas gdy państwa członkowskie pochłaniają ryzyko ponoszone przez operatorów elektrowni jądrowych.
 - Niektóre osoby trzecie uważały, że energia jądrowa nie może stanowić uzasadnionej strategii dekarbonizacji gospodarek UE, ponieważ nie jest konkurencyjna pod względem kosztów, pochłania zbyt wiele ograniczonych zasobów (nie tylko finansowych, ale także ludzkich i materialnych) oraz systematycznie boryka się z opóźnieniami.
 - Jedna z osób trzecich twierdziła, że nawet jeżeli technologia jądrowa może w większym stopniu przyczynić się do dekarbonizacji w porównaniu z innymi technologiami, ogólny bilans środowiskowy jest ujemny (np. ze względu na składowanie odpadów jądrowych).

- d) Jedna z osób trzecich zauważyła, że pomoc państwa przyznana Engie może zaszkodzić wielu mniejszym podmiotom przyszłego zdecentralizowanego systemu energetycznego. Ta osoba trzecia zaapelowała do Komisji, aby przed zablokowaniem znacznych kwot pomocy państwa na rzecz elektrowni jądrowych rozważyła warunki inwestowania w instalacje słoneczne i wiatrowe w Belgii, tj. inne, bardziej opłacalne technologie, które mogą nie wymagać pomocy państwa. Osoba ta wezwała również do oceny przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną przy obciążeniu podstawowym.

(343) Z kolei inna osoba trzecia nie zgodziła się z powyższymi argumentami i stwierdziła, że energia jądrowa odgrywa ważną rolę w realizacji celów klimatycznych UE i zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Osoba ta wezwała Komisję do uwzględnienia złożoności inwestycji jądrowych oraz do zapewnienia państwom członkowskim pewnego stopnia swobody w wyborze zestawu odpowiednich środków pomocy w celu wsparcia inwestycji jądrowych.

6.2.3.2. Brak procedury przetargowej i sprzedaż energii elektrycznej z elektrowni jądrowych

(344) Jedna ze stron trzecich wyraziła ubolewanie, że proponowana umowa między państwem belgijskim, Engie i Electrabel na przedłużenie okresu eksploatacji Doel 4 i Tihange 3 została wynegocjowana bez przeprowadzenia procedury przetargowej. Według tego respondenta połączenie portfela dużych elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii i instalacji magazynowania energii w akumulatorach mogłoby zapewnić podobny profil wytwarzania energii elektrycznej jak elektrownia jądrowa.

(345) W odniesieniu do sprzedaży energii jądrowej w ramach obecnej umowy inny respondent stwierdził, że w przypadku braku wyłonienia zwycięskiego oferenta w procedurze przetargowej usługi zarządzania energią powinny być świadczone przez niezależną stronę.

6.2.4. Inne uwagi podniesione przez osoby trzecie

(346) Jedna osoba trzecia twierdziła, że wykorzystanie energii jądrowej do wytwarzania energii elektrycznej narusza zasadę „zanieczyszczający płaci” i zasadę ostrożności określoną w art. 191 TFUE.

(347) Kilka osób trzecich wyraziło obawy dotyczące kwestii bezpieczeństwa związanych z eksploatacją technologii jądrowej.

a) Jedna z osób trzecich uważała, że nie można wykluczyć poważnych awarii w elektrowniach jądrowych, co miałyby konsekwencje również dla innych państw członkowskich.

b) W ujęciu bardziej ogólnym zdaniem tej samej osoby trzeciej ostatnie wydarzenia pokazały, że elektrownie jądrowe mogą być szczególnie narażone w czasie konfliktów zbrojnych, gdyż cywilna infrastruktura jądrowa nie jest co do zasady zaprojektowana tak, by być odporną na skutki wojny – ani te bezpośrednie, ani pośrednie. W związku z tym elektrownie jądrowe mogą stać się potencjalnymi celami, których zniszczenie mogłoby spowodować skażenie promieniotwórcze, co nie tylko stanowi ogromne zagrożenie dla bezpieczeństwa, ale może również zdestabilizować dostawy energii w danym kraju.

c) Inna osoba trzecia argumentowała, że każde przedłużenie okresu eksploatacji elektrowni jądrowej – pomimo wszelkich modernizacji i ulepszeń bezpieczeństwa – wiąże się ze zwiększonym ryzykiem negatywnych skutków związanych z obniżeniem jakości i niezawodności elementów takich reaktorów jądrowych w miarę upływu czasu. Według tej osoby trzeciej starzenie się reaktora powoduje, że jego mocno zanieczyszczone elementy mają tendencję do awarii, a zakłócenia w działaniu stają się coraz częstsze.

d) Jedna z osób trzecich przypominała, że dostępność uranu i toru jest ograniczona, a zależność państw członkowskich UE od przywozu rud uranu wynosi blisko 100 %. Strona ta odrzuca koncepcję „cyklu paliwowego”, argumentując, że ponowne przetwarzanie wypalonego paliwa jądrowego nie może być powtarzane tak często, jak to możliwe, i twierdzi, że ponowne przetwarzanie stwarza poważne zagrożenia dla bezpieczeństwa, zdrowia i środowiska oraz ryzyko proliferacji.

(348) Jedna z osób trzecich zgłosiła zastrzeżenia dotyczące przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. W szczególności stwierdziła, że podczas konsultacji społecznych nie uwzględniono kluczowych kwestii dotyczących niezbędnych ulepszeń w zakresie bezpieczeństwa i zarządzania starzeniem się obiektów. Osoba ta oświadczyła, że przedstawiła szczegółowe stanowisko w tej sprawie, ale nie zostało ono uwzględnione.

(349) Ponadto jedna ze stron trzecich przypomniała, że chociaż jednym z argumentów przedstawionych przez Belgię na poparcie realizacji projektu LTO jest zmniejszenie zależności od Rosji w zakresie gazu ziemnego, europejski przemysł jądrowy pozostaje silnie zależny od Rosji pod względem paliwa jądrowego, ponieważ Rosja odgrywa kluczową rolę zarówno w produkcji, jak i ponownym przetwarzaniu uranu. Według tego respondenta łatwiej byłoby znaleźć alternatywne źródła gazu ziemnego niż pozbawić Rosji jej obecnej roli w europejskim przemyśle jądrowym.

7. ODPOWIEDŹ BELGII NA ODPOWIEDŹ OSÓB TRZECICH

- (350) W dniu 30 października 2024 r. władze belgijskie przesłały swoją odpowiedź na uwagi przedstawione przez osoby trzecie.
- (351) Ogólnie rzecz biorąc, państwo belgijskie z zadowoleniem przyjęło wyrażone opinie, ale uznało, że szereg poruszonych kwestii ma charakter czysto polityczny, jest niejasnych lub opiera się na błędnym zrozumieniu projektu LTO.
- (352) Ponadto Belgia wyjaśniła, że do większości poruszonych kwestii odniosła się już w swoich poprzednich pismach oraz w odpowiedzi na decyzję o wszczęciu postępowania. Główne argumenty przedstawione przez Belgię w odpowiedzi na kluczowe kwestie poruszone przez osoby trzecie zostaną zaprezentowane poniżej. W szczególności podkreślone zostaną odpowiedzi na uwagi bezpośrednio związane z oceną pomocy państwa.
- (353) W odniesieniu do krytyki ze strony niektórych osób trzecich, że należało rozważyć inne mechanizmy finansowania lub inne technologie produkcji (takie jak procedura przetargowa dotycząca profilu wytwarzania energii elektrycznej otwarta dla innych producentów energii, wykorzystanie belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych, inwestycje w wielkoskalowe odnawialne źródła energii i magazynowanie energii w akumulatorach), Belgia udzieliła następujących odpowiedzi:
- Belgia odniosła się do istotnych kosztów inwestycji związanych z projektami jądrowymi oraz do istnienia dodatkowych niedoskonałości rynku w porównaniu z innymi technologiami (zob. motyw 39), co uniemożliwia finansowanie projektu LTO za pośrednictwem belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych. Ponadto Belgia stwierdziła, że mechanizm aukcyjny, taki jak aukcje w ramach belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych, nie jest odpowiednim narzędziem do finansowania wytwarzania energii jądrowej, w związku z czym jednostki LTO wymagają specjalnego pakietu wsparcia.
 - Belgia przypomniała, że zgodnie z art. 194 ust. 2 TFUE państwa członkowskie mają autonomię w zakresie kształtowania swojej polityki energetycznej, w tym możliwość włączenia energii jądrowej do swojego koszyka energetycznego, oraz że zróżnicowane połączenie metod produkcji energii ma zasadnicze znaczenie dla utrzymania niezawodnej i zrównoważonej sieci elektroenergetycznej. W 2022 r. Belgia zdecydowała, że przedmiotowe zdolności jądrowe powinny być częścią belgijskiego koszyka energetycznego przez kolejne dziesięć lat, a ta decyzja w sprawie koszyka energetycznego nie może zależeć od wyniku aukcji.
 - Ponadto Belgia podkreśliła, że z racjonalnego punktu widzenia jedynie Electrabel może eksploatować jednostki LTO jako obecny (większościowy) właściciel jednostek LTO i wyłączny operator elektrowni jądrowych w Belgii. Belgia przypomniała, że dostęp do mocy wytwórczych energii jądrowej wymaga szczególnej, w tym specyficznej dla danego kraju wiedzy fachowej, która nie jest dostępna dla wszystkich uczestników rynku, oraz że przetarg w tym przypadku nie przyniósłby znaczących rezultatów, ponieważ nie można było wybrać innego operatora niż Electrabel.
- (354) W odniesieniu do uwag stron trzecich, że pakiet różnych środków (wsparcie finansowe, porozumienie w sprawie odpadów) mających na celu wsparcie projektu LTO miałyby być nadmierny, niezgodny z zachętami rynkowymi i nieproporcjonalny, Belgia twierdzi, że umowy zawierają różne mechanizmy, które będą zachęcać BE-NUC do reagowania na sygnały rynkowe w jak największym stopniu, z uwzględnieniem ograniczeń technicznych elektrowni. W szczególności:
- W odniesieniu do kontraktu na transakcje różnicowe Belgia powtórzyła, że jego projekt wynika z ograniczeń technicznych, regulacyjnych i ekonomicznych jednostek LTO. Obejmuje on mechanizm podziału ryzyka i korzyści, z wewnętrzną stopą zwrotu wynoszącą między 6 % a 8 %, który zachęca BE-NUC do: (i) optymalizacji struktury kosztów przed ustaleniem i zmianą kursu wykonania, (ii) maksymalizacji wydajności elektrowni, gdy spodziewane są wysokie ceny, a system elektroenergetyczny zbliża się do stanu niedoboru (np. w okresie zimowym), (iii) ograniczania potencjalnych nadzwyczajnych zysków, (iv) uruchamiania modulacji w przypadku przedłużających się okresów ujemnych cen oraz (v) zapewnienia, by planowane wyłączenia na potrzeby długotrwałych operacji, konserwacji i uzupełnienia paliwa zostały przewidziane w okresie letnim.
 - W odniesieniu do połączenia kilku finansowych środków cząstkowych, które przewidziano obok kontraktu na transakcje różnicowe, Belgia oświadczyła, że środki te ograniczają się do niezbędnego minimum i każdy z nich dotyczy konkretnego rodzaju ryzyka związanego z projektem LTO (a zatem mają one charakter uzupełniający). Belgia przypomniała, że: (i) pożyczki MOC i SDC mają zasadnicze znaczenie dla zapewnienia, aby BE-NUC generowało wystarczające przepływy środków pieniężnych do wypłaty wynagrodzenia operatorowi i utrzymania długoterminowej rentowności operacyjnej, oraz (ii) struktura JV, pożyczki udziałowców i instrument kapitału obrotowego zostały zaprojektowane tak, aby zapewnić identyczne warunki zarówno dla państwa belgijskiego, jak i Electrabel jako udziałowców, i zostaną wprowadzone na warunkach rynkowych.

- c) Belgia zauważyła, że projekt LTO nie jest sprzeczny z zasadą „zanieczyszczający płaci” i zasadą ostrożności, i przypomniała, że podobne – pod względem mechanizmów finansowania i systemu limitu odpowiedzialności za odpady – projekty jądrowe w Niemczech i Zjednoczonym Królestwie zostały już uznane za zgodne z zasadą „zanieczyszczający płaci” i zasadą ostrożności i w związku z tym zostały zatwierdzone przez Komisję.
- d) W odniesieniu do porozumienia w sprawie odpadów Belgia zwróciła uwagę, że odpowiednie zobowiązania z tytułu odpadów jądrowych zostaną przeniesione na państwo belgijskie w drodze płatności ryczałtowej w wysokości 15 mld EUR, którą to kwotę ustalono na podstawie solidnej metodyki i opinii ekspertów. Belgia wskazała również, że ostateczna odpowiedzialność za bezpieczne gospodarowanie wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi spoczywa na państwach członkowskich i stanowi podstawową zasadę zapisaną w art. 4 ust. 1 dyrektywy Rady 2011/70/Euratom⁽¹²⁵⁾.
- (355) W odniesieniu do uwag osób trzecich dotyczących hamowania rozwoju energii odnawialnej Belgia argumentowała, że popyt na energię elektryczną będzie nadal wzrastał, stwarzając możliwości dla wszystkich rodzajów produkcji energii elektrycznej. Belgia podkreśliła również swoje zamiary rozwijania i wspierania dalszego rozwoju sektora energii odnawialnej.
- (356) W odniesieniu do uwagi strony trzeciej dotyczącej oceny oddziaływania na środowisko Belgia argumentowała, że ocena oddziaływania na środowisko projektu LTO została przeprowadzona z inicjatywy SPF Economie oraz że została ona dokonana w pełnej zgodności z prawem belgijskim i konwencją z Aarhus⁽¹²⁶⁾. Ponadto Belgia podkreśliła, że władze belgijskie i Engie przestrzegają wszystkich przepisów dotyczących zamówień publicznych.
- (357) W odniesieniu do wątpliwości osób trzecich dotyczących sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych Belgia podkreśliła, że wprowadzono szczególne zabezpieczenia w celu zapewnienia dodatkowych gwarancji dotyczących partnera umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią. Belgia podkreśliła, że przedsiębiorstwo Engie będzie wyłączone z procedury wyboru i podejmowania decyzji oraz że wprowadzone zostaną wystarczające środki w celu uniknięcia konfliktu interesów, jeśli GEMS weźmie udział w przetargu na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią.
- (358) W odniesieniu do uwagi dotyczącej kontynuacji zależności od Rosji Belgia argumentowała, że umowy na dostawy zawarte przez Synatom już wynegocjowane lub obecnie negocjowane pod nadzorem Agencji Dostaw Euratomu wyraźnie wykluczają dostawców naturalnego uranu i usług konwersji z Rosji.

8. OCENA ŚRODKA

8.1. Istnienie pomocy państwa

- (359) Zgodnie z art. 107 ust. 1 TFUE wszelka pomoc przyznawana przez państwo członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, jest niezgodna z rynkiem wewnętrznym w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (360) Środek stanowi pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE, jeśli spełnione są równocześnie cztery warunki. Po pierwsze środek musi być przyznany przez państwo lub przy użyciu zasobów państwowych. Po drugie środek musi przynosić korzyść beneficjentowi. Po trzecie środek musi faworyzować pewne przedsiębiorstwa lub pewien rodzaj działalności gospodarczej (tj. musi istnieć pewien poziom selektywności). Oraz po czwarte środek musi wywierać potencjalny wpływ na wymianę handlową między państwami członkowskimi i zakłócać konkurencję na rynku wewnętrznym.

⁽¹²⁵⁾ Dyrektywa Rady 2011/70/Euratom z dnia 19 lipca 2011 r. ustanawiająca ramy wspólnotowe w zakresie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi (Dz.U. L 199 z 2.8.2011, s. 48, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj>).

⁽¹²⁶⁾ Konwencja EKG ONZ o dostępie do informacji, udziale społeczeństwa w podejmowaniu decyzji oraz dostępie do sprawiedliwości w sprawach dotyczących środowiska, zazwyczaj zwana konwencją z Aarhus. Konwencja z Aarhus jest wielostronną umową środowiskową, dzięki której obywatele mają lepszy i bardziej przejrzysty dostęp do informacji dotyczących środowiska, a także zapewniona jest rzetelna procedura regulacyjna.

- (361) W sekcji 4.1.1 decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyjaśniła, że trzy komponenty zgłoszonego środka zaplanowano łącznie i są one ze sobą nierozzerwalnie związane. Zgodnie z pkt 81 zawiadomienia Komisji w sprawie pojęcia pomocy państwa różne środki można uznać za „pojedynczą interwencję”. Może tak być zwłaszcza wówczas, gdy kolejne interwencje są ze sobą tak ściśle powiązane, w szczególności pod względem chronologii, celu i sytuacji przedsiębiorstwa w momencie dokonania tych interwencji, że niemożliwe jest ich rozdzielenie⁽¹²⁷⁾. Na przykład kilka interwencji państwa podjętych w odniesieniu do tego samego przedsiębiorstwa w stosunkowo krótkim czasie, które są ze sobą powiązane lub które zostały w całości zaplanowane lub które były możliwe do przewidzenia w czasie pierwszej interwencji, można oceniać jako jedną interwencję⁽¹²⁸⁾.
- (362) W motywach 204 i 208 decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyjaśniła, że trzy komponenty środka, w tym wszystkie komponenty cząstkowe, mają razem na celu przedłużenie okresu eksploatacji jednostek LTO, ponieważ zostały zaplanowane łącznie, mają ten sam cel i zostały ustanowione na mocy tej samej umowy, a mianowicie porozumienia wykonawczego z dnia 13 grudnia 2023 r. (zob. motyw 24), i tego samego aktu ustawodawczego, a mianowicie ustawy Phoenix dotyczącej bezpieczeństwa dostaw energii i reformy sektora energii jądrowej (zob. sekcja 3.5.2), i podlegają temu samemu organowi przyznającemu pomoc, a mianowicie państwu belgijskiemu. Ponadto przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych – a tym samym projekt LTO – zostało zainicjowane przez rząd belgijski, a udział Engie i Electrabel w umowie był uzależniony od uzyskania odpowiedniego poziomu wynagrodzenia, gwarancji chroniącej przed zmianami w prawie w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej ze źródeł jądrowych oraz dodatkowego zmniejszenia ryzyka w odniesieniu do kosztów odpadów jądrowych (zob. motyw 23). W związku z tym każdy z trzech komponentów zgłoszonego środka, w tym ich komponenty cząstkowe, są ze sobą ściśle powiązane i niemożliwe byłoby ich rozdzielenie, ponieważ łącznie stanowią one niezbędny warunek udziału Engie i Electrabel w projekcie LTO.
- (363) W związku z powyższym Komisja uznała, że wspomniane trzy komponenty powinny zostać zbadane łącznie jako pojedyncza interwencja. Te trzy komponenty są od siebie współzależne i wzajemnie się wzmacniają, wpływając na skuteczność projektu LTO. Komisja dokonała również wstępnego ustalenia dotyczącego trzech komponentów środka rozpatrywanych łącznie, że interwencja wiązałaby się z pomocą państwa, ponieważ przyznano ją z zasobów państwowych, które można przypisać państwu belgijskiemu, oraz że środek przyznałby selektywną korzyść gospodarczą i że może on potencjalnie wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi oraz zakłócać konkurencję na rynku wewnętrznym.
- (364) Podczas formalnego postępowania wyjaśniającego Komisja nie znalazła żadnych powodów, które wpłynęłyby na zmianę jej oceny w tym zakresie. Ponieważ trzy komponenty środka zostały zaplanowane łącznie, mają ten sam cel, zostały ustanowione na mocy tej samej umowy i ustawy, są przyznawane przez ten sam organ przyznający pomoc i wszystkie trzy były niezbędne do przekonania Engie i Electrabel do udziału w projekcie LTO, Komisja uważa, że stanowią one część pojedynczej interwencji i powinny być rozpatrywane łącznie jako pojedyncza interwencja.

8.1.1. Przepisywalność i istnienie zasobów państwowych

- (365) Aby środki mogły zostać zakwalifikowane jako pomoc w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE, muszą być przyznawane bezpośrednio lub pośrednio przy użyciu zasobów państwowych.
- (366) Jak wyjaśniono w motywie 213 decyzji o wszczęciu postępowania, w momencie podpisywania porozumienia wykonawczego w dniu 13 grudnia 2023 r. państwo belgijskie (w porozumieniu z Engie) podjęło decyzję o zastosowaniu połączenia środków cząstkowych projektu LTO opisanych w sekcji 3 niniejszej decyzji. Ponadto projekt LTO obejmuje utworzenie podmiotu będącego częściowo własnością państwa (BE-NUC), a organem udzielającym pomocy jest państwo belgijskie.

⁽¹²⁷⁾ Wyrok z dnia 19 marca 2013 r. w sprawach połączonych C-399/10 P i C-401/10 P, Bouygues i Bouygues Télécom/Komisja i in., ECLI:EU:C:2013:175, pkt 104; wyrok z dnia 13 września 2010 r. w sprawach połączonych T-415/05, T-416/05 i T-423/05, Grecja i in./Komisja, ECLI:EU:T:2010:386, pkt 177; wyrok z dnia 15 września 1998 r., BP Chemicals/Komisja, T-11/95, ECLI:T:1998:199, pkt 170 i 171.

⁽¹²⁸⁾ Wyrok z dnia 15 grudnia 2021 r., Oltchim SA/Komisja, T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, pkt 93–197.

- (367) Jak wyjaśniono w motywie 214 decyzji o wszczęciu postępowania, projekt LTO składa się z szeregu środków częściowych obejmujących przekazanie zasobów państwowych na rzecz BE-NUC, nowo utworzonej spółki JV będącej własnością państwa belgijskiego i Electrabel. W szczególności wspierany przez państwo kontrakt na transakcje różnicowe, umożliwiający spółce JV otrzymanie dodatkowego wynagrodzenia w przypadku, gdyby ceny rynkowe doprowadziły do spadku przychodów z działalności, naraża państwo na transfer zasobów państwowych na rzecz spółki JV.
- (368) W związku z wyżej opisanymi powodami Komisja stwierdza, że środek przyznaje się przy użyciu zasobów państwowych i można go przypisać państwu w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE.

8.1.2. *Selektywna korzyść gospodarcza*

- (369) Środek uznaje się za selektywny, jeżeli sprzyja tylko niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów. Komisja powtarza, że przedmiotowy środek, w tym jego różne komponenty częściowe, oceniane łącznie i oddzielnie, stanowi selektywną korzyść w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE.
- (370) Jak wyjaśniono w motywie 217 decyzji o wszczęciu postępowania, projekt LTO, obejmujący trzy komponenty zgłoszonego środka, ukierunkowany jest na przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych z myślą o oferowaniu energii elektrycznej na rynku energii, a tym samym przyczynieniu się do bezpieczeństwa dostaw. Środek zapewni głównym beneficjentom – Electrabel i Luminus, a także BE-NUC – szczególną korzyść: i) która nie jest udostępniana innym operatorom instalacji energetycznych znajdującym się w podobnej sytuacji prawnej i faktycznej, biorąc pod uwagę cel i skutki środka (zapewnienie finansowania i stabilnych dochodów w celu wydłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych oraz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Belgii) oraz (ii) której nie uzyskaliby oni w normalnych warunkach rynkowych i bez konkretnego porozumienia dotyczącego poszczególnych komponentów środka. Korzyść ta jest selektywna, ponieważ faworyzuje właścicieli i operatora jednostek LTO, którzy znajdują się w porównywalnej sytuacji faktycznej i prawnej z innymi dostawcami mocy wytwórczych, którzy nie mają możliwości eksploatacji elektrowni jądrowych w Belgii, ale mogą również przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw (np. elektrownie gazowe, operatorzy odpowiedzi odbioru, dostawcy instalacji magazynowych).
- (371) Ponadto, jak wyjaśniono w motywie 218 decyzji o wszczęciu postępowania, wiele poszczególnych środków częściowych, które są częścią projektu LTO, przynosi selektywną korzyść gospodarczą przedsiębiorstwu Electrabel lub Luminus (oraz, w stosownych przypadkach, przedsiębiorstwom wnoszącym wkład). Na przykład umowa w sprawie wynagradzania w komponencie 1 obejmuje dwukierunkowy kontrakt różnicowy, ustanawiając stały strumień przychodów z produkcji energii elektrycznej ze źródeł jądrowych i chroniąc w ten sposób właścicieli elektrowni przed ryzykiem rynkowym. Państwo belgijskie zapewnia również pożyczkę udziałowca, pożyczki SDC oraz płatność na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych i płatność z tytułu nakładów kapitałowych w celu pokrycia kosztów uruchomienia jednostek LTO i ich potencjalnego braku rentowności. Te pożyczki i umowy nie są dostępne dla innych konkurentów, a zatem przynoszą selektywną korzyść gospodarczą przedsiębiorstwom Electrabel, które jest częścią BE-NUC, i Luminus. Komponent 3 zapewnia Engie i Luminus ochronę w postaci zwrotu kosztów w przypadku zmiany prawa lub polityki, zmniejszając tym samym ryzyko inwestycyjne i przenosząc je na państwo oraz przyznając korzyść gospodarczą, której nie można by było uzyskać w normalnych warunkach rynkowych i która nie jest dostępna dla innych podmiotów gospodarczych.
- (372) Belgia twierdzi, że procedura przetargowa na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią zostanie przeprowadzona zgodnie z belgijską ustawą o zamówieniach publicznych z dnia 17 czerwca 2016 r. oraz dekretem królewskim z dnia 18 czerwca 2017 r. w sprawie zamówień publicznych w sektorach użyteczności publicznej. Partner umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią zostanie wybrany w drodze otwartej, przejrzystej, niedyskryminacyjnej i bezwarunkowej procedury przetargowej. Konkurencyjna procedura przetargowa na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią, która opiera się na procedurach przewidzianych w dyrektywach w sprawie zamówień publicznych i jest zgodna z tymi procedurami, gwarantuje, że transakcja – w tym przypadku zakup usług w zakresie zarządzania energią – jest zgodna z warunkami rynkowymi i wyklucza wszelkie korzyści przyznane podmiotowi zarządzającemu energią. Projekt LTO nie przynosi zatem selektywnej korzyści partnerowi umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią.
- (373) Na podstawie powodów przedstawionych powyżej Komisja stwierdza, że projekt LTO przynosi selektywną korzyść gospodarczą beneficjentom środka.

8.1.3. Ryzyko nadmiernego zakłócenia konkurencji oraz wpływu na wymianę handlową

- (374) Jak wskazała Komisja w motywie 221 decyzji o wszczęciu postępowania, rynek energii elektrycznej został zliberalizowany, a producenci energii elektrycznej uczestniczą w wymianie handlowej między państwami członkowskimi, w związku z czym korzyść przyznana producentom jądrowej energii elektrycznej może zakłócić konkurencję i wpłynąć na wymianę handlową między państwami członkowskimi. Energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł jądrowych zazwyczaj sprzedaje się na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, na którym musi ona konkurować ze wszystkimi źródłami energii elektrycznej, w tym z innych państw członkowskich. Ponadto belgijski rynek energii elektrycznej jest w dużym stopniu wzajemnie połączony z regionem wyznaczania zdolności przesyłowych Core.
- (375) W związku z tym Komisja podtrzymuje swoje stanowisko, że korzyść przyznana beneficjentom w ramach projektu LTO grozi zakłóceniem konkurencji i wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

8.1.4. Wniosek dotyczący istnienia pomocy

- (376) Komisja stwierdza, że komponent 1, komponent 2 i komponent 3 zgłoszonego środka (łącznie projekt LTO), jako różne środki dotyczące jednej interwencji państwa, stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE.

8.2. Zgodność pomocy z prawem

- (377) Jak wskazała Komisja w motywie 224 decyzji o wszczęciu postępowania, środek zgłoszono Komisji w dniu 21 czerwca 2024 r. i do tej pory go nie wdrożono. Belgia potwierdziła, że żadne faktyczne prace, poza pracami przygotowawczymi, które stanowią część działań rozwojowych na podstawie JDA++, nie zostaną wykonane przed sfinalizowaniem transakcji. Sfinalizowanie transakcji i wdrożenie środka jest uzależnione od zatwierdzenia środka przez Komisję, ponieważ warunkiem wstępnym stosowania porozumienia wykonawczego jest zatwierdzenie pomocy państwa.
- (378) W związku z tym władze belgijskie wypełniły obowiązki w zakresie zgłoszenia i klauzuli zawieszającej wynikające z art. 108 ust. 3 TFUE.

8.3. Zgodność środka z rynkiem wewnętrznym

- (379) Biorąc pod uwagę, że przyjęto, iż środek stanowi pomoc państwa, Komisja przeprowadziła dalsze badania, aby stwierdzić, czy środek ten można uznać za zgodny z rynkiem wewnętrznym.

8.3.1. Podstawa prawna oceny

- (380) Komisja oceniła zgłoszony środek na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE, który stanowi, że Komisja może uznać za zgodną z rynkiem wewnętrznym „pomoc przeznaczoną na ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych lub niektórych regionów gospodarczych, o ile nie zmienia [ona] warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem”.

8.3.2. Przesłanka pozytywna: rozwój działania gospodarczego

8.3.2.1. Wkład w rozwój działań gospodarczych

- (381) Art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE stanowi, że Komisja może uznać za zgodną z rynkiem wewnętrznym „pomoc przeznaczoną na ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych lub niektórych regionów gospodarczych, o ile nie zmienia [ona] warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem”. Aby pomoc była zgodna z rynkiem wewnętrznym na podstawie tego postanowienia Traktatu, musi ona zatem przyczyniać się do rozwoju niektórych działań gospodarczych⁽¹²⁹⁾.
- (382) Ingerencja państwa może być konieczna w celu ułatwienia lub stworzenia zachęty do rozwijania niektórych rodzajów działalności gospodarczej, które w przypadku braku pomocy nie rozwijałyby się lub ich rozwój przebiegałby w innym tempie lub na innych warunkach.

⁽¹²⁹⁾ Wyrok z dnia 22 września 2022 r., Austria/Komisja, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, pkt 20 i 24.

- (383) Zdaniem Belgii wszystkie trzy komponenty środka zmniejszają główne czynniki ryzyka, które pojawiają się w inwestycjach w aktywa związane z wytwarzaniem energii jądrowej. Jak wyjaśniono w sekcji 3.1 niniejszej decyzji oraz w sekcji 2.3 decyzji o wszczęciu postępowania, celem zgłoszonego środka jest umożliwienie inwestycji w dwa istniejące reaktory jądrowe, aby zapewnić ich eksploatację przez okres dłuższy o 10 lat (w szczególności za pośrednictwem komponentu 1 środka, zob. sekcja 3.3.1), przyczyniając się tym samym do bezpieczeństwa dostaw w Belgii oraz zapewniając finansowanie odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego w perspektywie długoterminowej (w szczególności za pośrednictwem komponentu 2 środka, zob. sekcja 3.3.2). Ponadto Belgia twierdzi, że zabezpieczenia przed zmianami w prawie (za pośrednictwem komponentu 3 środka, zob. sekcja 3.3.3) są niezbędne do przyspieszenia realizacji projektu LTO poprzez ograniczenie niektórych rodzajów ryzyka, które uznaje się za pozostające poza kontrolą inwestora.
- (384) Komisja przypomina, że Trybunał Sprawiedliwości uznał rozwój nowych zdolności wytwórczych energii jądrowej za działania gospodarcze w rozumieniu art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE⁽¹³⁰⁾ i ustalił, że art. 107 TFUE może mieć zastosowanie do inwestycji w elektrownie jądrowe⁽¹³¹⁾. Ponieważ projekt LTO przyczynia się do rozwoju wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł energii jądrowej w Belgii, przyczynia się on również do rozwoju działalności gospodarczej w Belgii.
- (385) W związku z tym Komisja uważa, że środek ten ułatwia rozwój niektórych działań gospodarczych zgodnie z wymogami określonymi w art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE.

8.3.2.2. Efekt zachęty

- (386) Pomoc państwa można uznać za ułatwiającą działalność gospodarczą tylko wtedy, gdy wywołuje ona efekt zachęty. Efekt zachęty występuje wówczas, gdy pomoc skłania beneficjenta do zmiany zachowania skutkującej rozwojem działalności gospodarczej, której służy pomoc, i jeżeli ta zmiana zachowania nie nastąpiłaby bez przyznanej pomocy.
- (387) Jak wskazano w motywach 5 i 6 decyzji o wszczęciu postępowania oraz w motywach 19 i 23 niniejszej decyzji, Belgia wyjaśniła, że w przypadku braku pomocy przedsiębiorstwo Engie nie miałoby niezbędnych zachęt do dalszego inwestowania w rozwój zdolności wytwórczych opartych na energii jądrowej, w szczególności ponieważ przed podjęciem przez rząd belgijski decyzji w sprawie projektu LTO w marcu 2022 r. Belgia planowała całkowicie wycofać się z energetyki jądrowej (zob. sekcja 2.2). Ponadto Belgia wyjaśniła, że istnieją poważne niedoskonałości rynku związane z inwestycjami w zasoby energetyczne ogólnie, a w szczególności w energetykę jądrową (zob. sekcja 3.1). Jest mało prawdopodobne, aby inwestycje w energetykę jądrową były rentowne bez wsparcia państwa ze względu na niepewność co do rozwoju sytuacji na rynku energii elektrycznej, w szczególności w przypadku przedłużenia okresu eksploatacji na ograniczony okres 10 lat.
- (388) Jak wyjaśniono w motywie 19 niniejszej decyzji i w motywie 5 decyzji o wszczęciu postępowania, przedsiębiorstwo Engie ogłosiło już swoje plany wycofania się z sektora jądrowego w Belgii i odpowiednio dostosowało swoją komunikację i strategię. W odpowiedzi na konsultacje publiczne dotyczące decyzji o wszczęciu postępowania Engie potwierdziło, że nie ma wątpliwości, iż przedsiębiorstwo Electrabel nie kontynuowałoby eksploatacji jednostek LTO w przypadku braku projektu LTO, w tym jego trzech komponentów (zob. sekcja 5.1.2).
- (389) Belgia wskazuje również, że działania rozwojowe podjęte w wyniku zawarcia JDA++ przed sfinalizowaniem transakcji są jedynie pracami przygotowawczymi i studiami wykonalności oraz że przed formalnym sfinalizowaniem transakcji nie zostaną podjęte żadne faktyczne prace (zob. sekcja 3.3.1.1).
- (390) Komisja uważa, że wszystkie komponenty środka mają ten sam cel szczegółowy i wszystkie są niezbędne do realizacji projektu LTO.
- a) Mechanizmy wsparcia finansowego w ramach komponentu 1 zgłoszonego środka są niezbędne do zmniejszenia ryzyka dla projektu LTO i pokrycia jego kosztów inwestycyjnych, w tym rozsądnego zysku, w szczególności z uwagi na fakt, że – zgodnie z obecną podstawą prawną – operator elektrowni jądrowych musi ponownie zaprzestać działalności jądrowej po 10-letnim przedłużeniu okresu eksploatacji, co powoduje jeszcze wyższy poziom niepewności co do dochodów z wytwarzania energii ze źródeł jądrowych.

⁽¹³⁰⁾ Tamże, pkt 63.

⁽¹³¹⁾ Tamże, pkt 32.

- b) Porozumienie w sprawie odpadów w ramach komponentu 2 środka oraz porozumienie w sprawie zabezpieczeń w przypadku zmiany przepisów dotyczących wytwarzania energii ze źródeł jądrowych (komponent 3) stanowiły również wymóg Engie i Electrabel przed rozważeniem ich zaangażowania w projekt LTO i ponownego rozpoczęcia działalności związanej z energetyką jądrową w Belgii.

(391) W związku z powyższym Komisja uważa, że środek wywołuje efekt zachęty, ponieważ skłania beneficjentów do prowadzenia działalności gospodarczej, której nie prowadziliby, gdyby środek nie został wprowadzony.

8.3.2.3. Zgodność z odpowiednimi przepisami prawa Unii

(392) Jak wyjaśniono w decyzji o wszczęciu postępowania, Trybunał Sprawiedliwości orzekł w sprawie Hinkley Point C ⁽¹³²⁾, że „pomoc państwa, która narusza przepisy lub ogólne zasady prawa Unii, nie może być uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym”. W szczególności w odniesieniu do energetyki jądrowej Trybunał Sprawiedliwości wyjaśnił, że w przypadku sektora „objętego” zakresem stosowania Traktatu Euratom, pomoc państwa na rzecz działań gospodarczych w tym sektorze, która zostanie uznana po zbadaniu za naruszającą przepisy prawa Unii w dziedzinie środowiska, nie może zostać uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym na podstawie tego przepisu”.

(393) Ponadto Trybunał Sprawiedliwości podkreślił, że do elektrowni jądrowych i innych reaktorów jądrowych ma zastosowanie prawo wtórne, takie jak dyrektywa 2011/92/UE, na mocy której niektóre przedsięwzięcia podlegają ocenie oddziaływania na środowisko.

(394) Trybunał wyjaśnił również, że art. 194 TFUE dotyczący polityki Unii w zakresie energii nie wyklucza inwestycji w energetykę jądrową ⁽¹³³⁾. Z orzecznictwa ⁽¹³⁴⁾ wynika, że ponieważ zgodnie z TFUE państwa członkowskie UE mają swobodę wyboru w zakresie włączenia energii jądrowej do swojego koszyka energetycznego, oczywiste jest, iż cele i zasady unijnego prawa ochrony środowiska oraz cele realizowane przez Traktat Euratom nie są sprzeczne, w związku z czym nie można uznać, że zasada ochrony środowiska, zasada ostrożności, zasada „zanieczyszczający płaci” i zasada zrównoważonego rozwoju w każdych okolicznościach wykluczają przyznanie pomocy państwa na budowę lub eksploatację elektrowni jądrowej.

(395) W związku z tym fakt, że środek dotyczy energii jądrowej, nie czyni go niezgodnym z rynkiem wewnętrznym. Aby rozwiązać problemy związane z bezpieczeństwem dostaw i przyczynić się do dekarbonizacji swojego koszyka energetycznego, Belgia wybrała energię jądrową (zob. sekcje 2.3 i 2.4).

(396) Jak wspomniano w motywie 240 decyzji o wszczęciu postępowania i w motywie 222 niniejszej decyzji, Belgia wyjaśniła, że opracowanie projektu LTO było poprzedzone szeroko zakrojonym i otwartym procesem oceny oddziaływania na środowisko przeprowadzonym zgodnie z wymogami prawa wtórnego UE ⁽¹³⁵⁾. W odpowiedzi na uwagę strony trzeciej w tym zakresie (zob. motyw 348) Belgia powtórzyła, że ocena oddziaływania na środowisko projektu LTO została przeprowadzona z inicjatywy SPF Economie oraz że została ona dokonana w pełnej zgodności z prawem belgijskim i konwencją z Aarhus (zob. motyw 356). W związku z tym Komisja nie ma przesłanek wskazujących na to, że projekt LTO naruszałby jakiegokolwiek przepisy unijnego prawa ochrony środowiska.

(397) Komisja została powiadomiona o projekcie LTO, a władze belgijskie zgłosiły go zgodnie z art. 41 Traktatu Euratom.

(398) Nie wyklucza się, że przedsiębiorstwo Electrabel będzie musiało przeprowadzić prace mające na celu dostosowanie jednostek LTO do wymogów nałożonych przez organ ds. bezpieczeństwa. Zgodnie z orzecznictwem „gdy Komisja prowadzi postępowanie w dziedzinie pomocy państwa, jest ona zobowiązana na podstawie ogólnej systematyki

⁽¹³²⁾ Wyrok z dnia 22 września 2022 r., Austria/Komisja, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, pkt 44 i 45.

⁽¹³³⁾ Wyrok z dnia 22 września 2022 r., Austria/Komisja, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, pkt 48 i 49.

⁽¹³⁴⁾ Tamże, pkt 49.

⁽¹³⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko (Dz.U. L 26 z 28.1.2012, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj>).

traktatu do przestrzegania spójności między postanowieniami regulującymi pomoc państwa i postanowieniami szczególnymi innymi niż postanowienia dotyczące pomocy państwa, a zatem do oceny zgodności rozpatrywanej pomocy z tymi szczególnymi postanowieniami. Jednakże taki obowiązek ciąży na Komisji wyłącznie w odniesieniu do tych aspektów pomocy, które są do tego stopnia nierozzerwalnie związane z przedmiotem pomocy, iż nie jest możliwa ich odrębna ocena. [...] Natomiast jeśli rozpatrywane aspekty mogą zostać oderwane od przedmiotu pomocy, Komisja nie jest zobowiązana do dokonania oceny ich zgodności z przepisami innymi niż przepisy dotyczące pomocy państwa w ramach postępowania przewidzianego w art. 108 TFUE”⁽¹³⁶⁾. W wyroku dotyczącym pomocy państwa na rzecz elektrowni jądrowej Paks II Sąd potwierdził, że Komisja nie jest zobowiązana do sprawdzenia, czy jakikolwiek aspekt środka pomocy lub jakikolwiek element związany z pomocą – w braku nierozzerwalnego związku – jest zgodny z prawem Unii⁽¹³⁷⁾. W przedmiotowej sprawie Sąd zauważył ponadto, że „przeprowadzenie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego i ewentualne skorzystanie z usług innego przedsiębiorstwa w celu budowy reaktorów nie zmieniliby przedmiotu pomocy [...] ani beneficjenta pomocy [...]”⁽¹³⁸⁾.

- (399) Jak wspomniano w motywie 243 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uważa, że na ocenę zgodności zgłoszonego środka może mieć wpływ ewentualna niezgodność z dyrektywą 2014/25/UE, gdyby środek powodował dodatkowe nadmierne zakłócenia konkurencji i wymiany handlowej na rynku energii elektrycznej (rynku, na którym działają beneficjenci). Komisja zauważa, że dyrektywa 2014/25/UE ma znaczenie w odniesieniu do bezpośredniego zlecenia konkretnym przedsiębiorstwom (potencjalnych) robót budowlanych na rzecz jednostek LTO.
- (400) W niniejszej sprawie, nawet gdyby przedsiębiorstwo Electrabel zleciło podwykonawstwo całości lub części (potencjalnych) robót budowlanych związanych z projektem LTO, które mogłyby podlegać przepisom dotyczącym zamówień publicznych, Komisja uważa, że nie istnieje „nierozzerwalny związek” między pomocą a aspektami zamówień publicznych, ponieważ można je ocenić oddzielnie. Zgłoszony środek wspiera przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych niezależnie od tego, w jaki sposób wybiera się przyszłych wykonawców. Wdrożenie zgłoszonej pomocy nie zależy również od dokładnego stosowania przepisów dotyczących zamówień publicznych. Eksploatacja jednostek LTO i warunki wprowadzania do obrotu energii elektrycznej można zatem oddzielić od aspektów zamówień publicznych dotyczących prac związanych z odnowieniem reaktorów jądrowych. W związku z tym Komisja może ocenić środek nie oceniając aspektów zamówień publicznych dotyczących prac związanych z odnowieniem reaktorów, ponieważ takie aspekty nie są nierozzerwalnie związane z działalnością gospodarczą wspieraną pomocą ani z jej warunkami.
- (401) Jeżeli chodzi o umowę na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią, Belgia twierdzi, że trwa przetarg publiczny na wybór partnera tej umowy oraz że procedura przetargowa jest zgodna z przepisami belgijskiego prawa zamówień publicznych (zob. sekcja 3.3.1.5.1). Rząd belgijski działa jako podmiot zamawiający w imieniu i na rzecz BE-NUC (ponieważ spółka BE-NUC nie jest jeszcze w pełni operacyjna), ale umowę na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią zawarze sama BE-NUC. Z uwagi na działalność BE-NUC zdecydowano o zastosowaniu przepisów dla sektorów użyteczności publicznej. Podmiot zamawiający wybierze kwalifikujące się podmioty i zaprosi je do złożenia oferty na podstawie projektu umowy na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią zaproponowanego przez podmiot zamawiający, po czym mogą nastąpić dalsze negocjacje i składanie dalszych ofert. Komisja może zatem stwierdzić, że przetarg na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią jest zgodny z odpowiednimi belgijskimi i unijnymi przepisami dotyczącymi zamówień publicznych.
- (402) Belgia potwierdziła, że władze belgijskie i Engie przestrzegają przepisów dotyczących zamówień publicznych w odniesieniu do procedury przetargowej na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią (zob. motyw 143) i ogólnie przepisów dotyczących zamówień publicznych (zob. motyw 356). Z powodów, o których mowa w motywach 398–401, Komisja nie ma przesłanek wskazujących na to, że projekt LTO naruszałby jakiegokolwiek przepisy prawa zamówień publicznych.

⁽¹³⁶⁾ Zob. wyrok z dnia 3 grudnia 2014 r., *Castelnuovo Energia*, T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, pkt 181–184; wyrok z dnia 30 listopada 2022 r., *Austria/Komisja*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, pkt 30.

⁽¹³⁷⁾ Wyrok z dnia 30 listopada 2022 r., *Austria/Komisja*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, pkt 32.

⁽¹³⁸⁾ Wyrok z dnia 30 listopada 2022 r., *Austria/Komisja*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, pkt 37. Trybunał Sprawiedliwości wyraził w wyroku *Braesch* aprobatę wobec rozumowania dotyczącego konieczności zaistnienia „nierozzerwalnego związku”, aby Komisja oceniła zgodność niektórych form pomocy z prawem UE. Zob. wyrok z dnia 31 stycznia 2023 r., *Komisja/Braesch i in.*, sprawa C-284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, pkt 96–99.

- (403) Jak wspomniano w motywie 245 decyzji o wszczęciu postępowania i w sekcji 3.3.2.1 niniejszej decyzji, w odniesieniu do przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego, umowa jest zgodna z przepisami określonymi w dyrektywie 2011/70/Euratom. Traktat Euratom i odpowiednie prawo wtórne nakładają główną odpowiedzialność za zapewnienie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz ich finansowania na operatorów instalacji jądrowych zgodnie z zasadą określoną w art. 4 ust. 3 dyrektywy 2011/70/Euratom. Ostateczną odpowiedzialność za odpowiedzialne i bezpieczne gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym oraz za zapewnienie dostępności odpowiednich środków finansowych na takie gospodarowanie ponosi jednak państwo. Władze belgijskie wykazały, że środek ma na celu zapewnienie finansowania gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami jądrowymi jako warunek wstępny odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania tymi materiałami. W związku z tym Komisja nie ma przesłanek wskazujących na to, że część projektu LTO dotycząca gospodarowania odpadami narusza przepisy określone w dyrektywie 2011/70/Euratom.
- (404) Ponieważ projekt LTO otrzymuje wsparcie w formie dwukierunkowego kontraktu różnicowego, Komisja uważa, że zasady określone w art. 19d ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943⁽¹³⁹⁾, zmienionego rozporządzeniem (UE) 2024/1747 („rozporządzenie w sprawie energii elektrycznej”), mają zastosowanie do wszystkich dwukierunkowych kontraktów różnicowych od dnia wejścia w życie tego rozporządzenia w dniu 16 lipca 2024 r. Obejmuje to przypadki, w których państwo członkowskie, nie mając takiego obowiązku na mocy rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej, podejmuje decyzję o wprowadzeniu dwukierunkowego kontraktu różnicowego w odniesieniu do inwestycji mających na celu przedłużenie okresu eksploatacji istniejących instalacji, jak ma to miejsce w przypadku projektu LTO. W tym kontekście władze belgijskie dokonały pewnych zmian w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe, aby usprawnić decyzje w sprawie modulacji poprzez przeniesienie uprawnień decyzyjnych w odniesieniu do modulacji ekonomicznych na partnera umowy EMSA, jak wyjaśniono w sekcji 3.3.1.5.2. Ponadto Belgia wzmocniła mechanizm podziału ryzyka i korzyści (zaktualizowana MPRA), aby lepiej dostosować wsparcie finansowe do zmian cen rynkowych (zob. motyw 107). Komisja przyznaje, że wielkość elektrowni jest stosunkowo duża w porównaniu z płynnością rynku dnia bieżącego i rynku bilansującego w Belgii, że przedmiotowe elektrownie opierają się na starej technologii jądrowej o ograniczonej elastyczności, że elektrownie te podlegają szczególnie wysokim wymogom w zakresie bezpieczeństwa oraz że przedłużenie eksploatacji i wprowadzenie modulacji ekonomicznych zwiększają ryzyko wyłączeń (zob. sekcja 2.1). Jednocześnie Komisja zauważa, że chociaż belgijski rynek dnia bieżącego i rynek bilansujący są coraz bardziej zintegrowane z rynkami sąsiadującymi, pozostają one stosunkowo niewielkie w porównaniu z wielkością obu elektrowni. W tym kontekście Komisja odnotowuje fakt, że władze belgijskie dokonały pewnych zmian w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe, aby lepiej dostosować go do celów art. 19d ust. 2 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej poprzez zapewnienie modulacji jednostek LTO w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w szczególności poprzez zapewnienie – w stopniu, w jakim jest to technicznie możliwe – efektywnego harmonogramu produkcji i konserwacji.
- (405) Jak wspomniano w motywie 247 decyzji o wszczęciu postępowania i w motywie 110 niniejszej decyzji, Belgia twierdzi, że wszelkie przychody z kontraktu na transakcje różnicowe będą wpływać do ogólnego budżetu państwa (gdzie będą podlegać odrębnej rachunkowości) i będą wykorzystywane przede wszystkim do finansowania płatności na rzecz kontrahenta umowy w sprawie wynagradzania na podstawie kontraktu na transakcje różnicowe mającego zastosowanie do jednostek LTO. Jeżeli przychody z kontraktu na transakcje różnicowe przekroczą kwoty niezbędne do sfinansowania kosztów tego kontraktu, będą mogły zostać wykorzystane do sfinansowania kosztów innego kontraktu na transakcje różnicowe. Belgia zobowiązuje się, że wszelkie pozostałe przychody z kontraktu na transakcje różnicowe zostaną podzielone między przedsiębiorstwa; podział ten zostanie dokonany zgodnie z art. 19d ust. 2 lit. d) i e) rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej. W przypadku gdy przychody z kontraktu na transakcje różnicowe zostaną podzielone między przedsiębiorstwa, Belgia poinformuje o tym z góry Komisję oraz, w razie potrzeby, dokona zgłoszenia takiego środka (zob. motyw 110). Komisja uważa, że podejmując to zobowiązanie, Belgia zapewniła wystarczającą pewność co do zgodności z zasadami określonymi w art. 19d ust. 2 lit. d) i e) rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej. Belgia potwierdziła również, że projekt kontraktu na transakcje różnicowe zawiera klauzule dotyczące kar w przypadku nieuzasadnionego jednostronnego wcześniejszego wypowiedzenia tego kontraktu, zgodnie z art. 19d ust. 2 lit. f) rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej (zob. motyw 110).

⁽¹³⁹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>), zmienione rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającym rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz.U. L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj>).

- (406) Jak wspomniano również w motywie 248 decyzji o wszczęciu postępowania, w odniesieniu do zgodności spółki JV z rozporządzeniem Rady (WE) nr 139/2004⁽¹⁴⁰⁾ z informacji przekazanych przez państwo belgijskie i Engie wynika, że planowanej spółki JV nie można uznać za pełniącą wszystkie funkcje samodzielnego podmiotu gospodarczego w rozumieniu art. 3 tego rozporządzenia. W związku z tym środek ten nie podlega zgłoszeniu Komisji Europejskiej w zakresie zgodności z tym rozporządzeniem.
- (407) Jak stwierdzono w motywie 249 decyzji o wszczęciu postępowania i w sekcji 3.6 niniejszej decyzji, w odniesieniu do finansowania środka władze belgijskie wyjaśniły, że koszty związane z projektem LTO są w razie potrzeby pokrywane z budżetu państwa. Korzyści płynące z projektu również miałyby wpływać do budżetu państwa. Nie zabezpieczono żadnych zasobów na ten środek, dlatego też środek ten nie narusza art. 30 ani art. 110 TFUE.
- (408) Z powodów przedstawionych powyżej Komisja stwierdza, że proponowany środek jako taki nie narusza żadnych odnośnych przepisów prawa UE.

8.3.2.4. Wniosek

- (409) W związku z powyższym Komisja stwierdza, że projekt LTO spełnia pierwszy (pozytywny) warunek oceny zgodności (tj. pomoc ułatwia rozwój działalności gospodarczej).

8.3.3. Przesłanka negatywna: pomoc nie może wpływać niekorzystnie na warunki wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem

8.3.3.1. Określenie rynku objętego pomocą

- (410) Jak wskazano w decyzji o wszczęciu postępowania, celem projektu LTO jest przyczynienie się do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na rynku belgijskim przy jednoczesnym zmniejszeniu zależności Belgii od paliw kopalnych (a tym samym przyczynienie się do dekarbonizacji belgijskiego systemu energetycznego). Jednocześnie ustalono, że rynek belgijski jest w dużym stopniu wzajemnie połączony z regionem wyznaczania zdolności przesyłowych Core (zob. motyw 374).
- (411) W związku z powyższym rynkami właściwymi do oceny przedmiotowych środków są rynki energii elektrycznej w Belgii i rynek energii elektrycznej w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core.

8.3.3.2. Określenie pozytywnych skutków środka pomocy

- (412) Jak wspomniano w motywie 254 decyzji o wszczęciu postępowania oraz jak wynika z tabeli 2 zamieszczonej w niniejszej decyzji, energia wyprodukowana dzięki przedłużeniu okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych ma stanowić od 12 % do 16 % energii elektrycznej wytwarzanej w Belgii, co uzasadnia kontynuację wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem energii jądrowej i pozwala na utrzymanie niezbędnej produkcji energii po stronie podaży zgodnie z konkretnym koszykiem energetycznym wybranym przez Belgię. Jak wykazano w najnowszej ocenie wystarczalności zasobów przeprowadzonej przez belgijskiego OSP (zob. sekcja 2.4), utrzymanie na rynku dwóch najmłodszych reaktorów jądrowych przez kolejne 10 lat – w połączeniu ze zdolnościami pozyskanymi w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych – jest konieczne, aby zaspokoić stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w Belgii. Projekt LTO ma zatem pozytywny wpływ na rynek, ponieważ pomoże rozwiązać problemy z wystarczalnością zasobów i przyczyni się do bezpieczeństwa dostaw w Belgii.
- (413) Ponadto inwestycje w źródła energii jądrowej zapewniają niezawodne niskoemisyjne aktywa wytwórcze. Zapewnianie bezpieczeństwa w zakresie dostaw przy stopniowym odchodzeniu od najbardziej zanieczyszczających rodzajów paliwa i zmniejszaniu zależności od gazu ziemnego, wytwarzanie energii jądrowej, charakteryzujące się niskimi emisjami dwutlenku węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, przyczynia się (wraz z rozwojem energii ze źródeł odnawialnych) do osiągnięcia krajowych i europejskich celów w zakresie dekarbonizacji.
- (414) Projekt będzie również bezpośrednio wspierał cele REPowerEU, ponieważ zmniejszy zależność od importowanych paliw kopalnych (w szczególności gazu), które podlegają wahaniom cen i ryzyku geopolitycznemu, zwiększając tym samym bezpieczeństwo energetyczne (zob. motyw 21).

⁽¹⁴⁰⁾ Rozporządzenie Rady (WE) nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (rozporządzenie WE w sprawie kontroli łączenia przedsiębiorstw) (Dz.U. L 24 z 29.1.2004, s. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj>).

(415) W świetle powyższych rozważań Komisja stwierdza, że projekt LTO przyniesie pozytywne skutki dla rynku, ponieważ zwiększy bezpieczeństwo dostaw i przyczyni się do dekarbonizacji koszyka energetycznego Belgii. Ponieważ region obliczania podstawowych zdolności przesyłowych Core jest w dużym stopniu połączony, te pozytywne skutki byłyby prawdopodobnie korzystne dla sąsiadujących państw członkowskich importujących energię elektryczną z Belgii.

8.3.3.3. Konieczność interwencji rządowej

(416) Aby ustalić, czy środek pomocy jest konieczny, Komisja musi ocenić, czy środek dotyczy sytuacji, w której mógłby on doprowadzić do istotnej poprawy niemożliwej do osiągnięcia w wyniku działania samego rynku. Pomocy, która poprawia sytuację finansową przedsiębiorstwa będącego jej beneficjentem, ale nie jest konieczna do osiągnięcia zamierzonego celu, nie można uznać za zgodną z rynkiem wewnętrznym.

(417) W niniejszej sprawie Belgia chce wydłużyć okres eksploatacji swoich dwóch najmłodszych reaktorów jądrowych, aby rozwiązać problemy związane z bezpieczeństwem dostaw, a jednocześnie zmniejszyć zużycie paliw kopalnych, co przyczyni się do dekarbonizacji. Komisja musi ocenić, czy pomoc państwa na utrzymanie energii jądrowej na rynku jest niezbędna do osiągnięcia tych celów.

(418) W sekcji 2.3.2 decyzji o wszczęciu postępowania i sekcji 3.1 niniejszej decyzji Komisja wyjaśniła, że istotnym czynnikiem dla oceny konieczności pomocy jest istnienie niedoskonałości rynku, i wskazała na niektóre niedoskonałości rynku, które wymagają interwencji państwa w zakresie rozwoju energetyki jądrowej⁽¹⁴¹⁾. W szczególności w przypadku inwestycji w energetykę jądrową niedoskonałość rynku wynika głównie z szeregu szczególnych rodzajów ryzyka, które są trudne do opanowania dla inwestorów komercyjnych⁽¹⁴²⁾, takich jak:

- a) złożoność technologii jądrowej, która prowadzi do narażenia na ryzyko techniczne i ryzyko związane z zarządzaniem projektami, a także na ryzyko rynkowe i inwestycyjne (ze względu na kapitałochłonność inwestycji i zmienność rynków energii), które to rodzaje ryzyka zostały uwzględnione w komponencie 1 środka;
- b) długoterminowe ryzyko związane z gospodarowaniem odpadami jądrowymi oraz likwidacją i demontażem elektrowni jądrowych, które to ryzyko zostało uwzględnione w komponencie 2 środka oraz
- c) narażenie na ryzyko związane z decyzjami regulacyjnymi i politycznymi, które to ryzyko zostało uwzględnione w komponencie 3 środka.

(419) Według Belgii każdy z trzech komponentów projektu LTO odnosi się do jednego z rodzajów ryzyka i niedoskonałości rynku, o których mowa w motywie 418.

(420) Belgia twierdzi również, że belgijski mechanizm zdolności wytwórczych nie jest odpowiednim mechanizmem finansowania zdolności wytwórczych energii jądrowej w Belgii, w szczególności biorąc pod uwagę krótki przedział czasowy, w którym podjęto decyzję o przedłużeniu okresu eksploatacji, dodatkowe niepewności i niedoskonałości rynku związane z inwestycjami w energię jądrową w porównaniu z innymi technologiami, szczególne cechy mechanizmu zdolności wytwórczych, który obejmuje coroczne aukcje o niepewnym wyniku, oraz harmonogram niezgodny z harmonogramem projektu LTO (zob. sekcja 3.3.4 i motyw 353). Ponadto Belgia twierdzi, że zgłoszony środek, w tym pakiet środków cząstkowych, był konieczny, aby przekonać Engie do przystąpienia do negocjacji w sprawie przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO, ponieważ Engie podjęło już decyzję o zaprzestaniu wszelkiej działalności w zakresie energetyki jądrowej w Belgii (zob. motyw 19).

⁽¹⁴¹⁾ Decyzja Komisji z dnia 13.1.2015 r., SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Zjednoczone Królestwo, wsparcie dla elektrowni jądrowej Hinkley Point C (Dz.U. L 109 z 28.4.2015, s. 44), motywy 382–385.

⁽¹⁴²⁾ Zob. np. decyzja Komisji z dnia 13.1.2015 r., SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Zjednoczone Królestwo, wsparcie dla elektrowni jądrowej Hinkley Point C (Dz.U. L 109 z 28.4.2015, s. 44); decyzja Komisji z dnia 24 lipca 2017 r., SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Węgry, utworzenie dwóch reaktorów jądrowych w elektrowni jądrowej Paks II (Dz.U. L 317 z 1.12.2017, s. 45); decyzja Komisji z dnia 17 marca 2017 r., SA.39487 (2016/NN), Belgia, przedłużenie okresu eksploatacji elektrowni jądrowych Tihange 1, Doel 1 i Doel 2 (Dz.U. C 142 z 5.5.2017, s. 1); decyzja Komisji z dnia 16 czerwca 2017 r., SA.45296 (2017/N), Niemcy, przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego w Niemczech (Dz.U. C 254 z 4.8.2017, s. 1).

- (421) Belgia utrzymuje zatem, że przedłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych jest mało prawdopodobne bez wsparcia państwa, w tym odpowiedniego modelu wynagradzania (komponent 1), porozumienia w sprawie przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego (komponent 2) oraz postanowień dotyczących zabezpieczeń przed zmianami w prawie (komponent 3), z których każdy odnosi się do jednej z wyżej wymienionych niedoskonałości rynku.
- (422) Konieczność zastosowania każdego z trzech komponentów środka oceniono (oddzielnie) w sekcjach 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 i 8.3.3.3.3. Ocenę łącznej konieczności zastosowania komponentu 1, komponentu 2 i komponentu 3, a także ich potencjalnych skumulowanych skutków przedstawiono w sekcji 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Konieczność zastosowania komponentu 1

- (423) Jeżeli chodzi o wspomniane przez Belgię ryzyko techniczne, ryzyko związane z zarządzaniem projektami, ryzyko rynkowe i ryzyko inwestycyjne, Komisja uznała we wcześniejszych decyzjach, że inwestycje w nowe projekty dotyczące energii jądrowej są obciążone znacznym ryzykiem, biorąc pod uwagę połączenie wysokich początkowych kosztów kapitałowych, długiego czasu budowy i długiego okresu eksploatacji w celu odzyskania kosztów inwestycji. Komisja zauważyła również, że brak rynkowych instrumentów finansowych, jak również innego rodzaju kontraktów, służących zabezpieczeniu przed znacznym ryzykiem, stanowi niedoskonałość rynku, która jest cechą niewielu technologii, w tym energii jądrowej⁽¹⁴³⁾. Dotyczyło to jednak inwestycji w nowe elektrownie jądrowe. Niniejsza sprawa dotyczy natomiast inwestycji w przedłużenie okresu eksploatacji dwóch istniejących elektrowni jądrowych. W związku z tym Komisja uważa, że kwestia inwestycji w wydłużenie okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych nie pojawiłaby się w przypadku braku pomocy.
- (424) Po pierwsze, w odniesieniu do uwagi Komisji zawartej w motywie 295 decyzji o wszczęciu postępowania, zgodnie z którą przedłużenie okresu eksploatacji Doel 1, Doel 2 i Tihange 1 o 10 lat w 2015 r. odbyło się bez pakietu środków wsparcia finansowego⁽¹⁴⁴⁾, przedsiębiorstwo Engie stwierdziło w odpowiedzi na konsultacje publiczne (zob. motyw 290), że okoliczności obu projektów nie są porównywalne, ponieważ w niniejszej sprawie: (i) rząd belgijski podjął decyzję w sprawie projektu LTO po tym, jak Engie rozpoczęło już przygotowania do wycofania się z sektora jądrowego, (ii) napięty harmonogram obecnego projektu LTO wiąże się z dodatkowymi kosztami, które zostały również uznane przez Agencję ds. Bezpieczeństwa Jądrowego (AFCN/FANC), oraz (iii) zwiększony udział odnawialnych źródeł energii w systemie energetycznym prowadzi do większej zmienności cen rynkowych w porównaniu z sytuacją i oczekiwaniami w 2015 r.
- (425) Po drugie, w odniesieniu do wątpliwości Komisji dotyczących konieczności wprowadzenia pełnego pakietu środków w zakresie wynagradzania, Belgia i Engie stwierdziły, że każda część komponentu 1 spełnia określony cel, a komponenty cząstkowe wzajemnie się uzupełniają. Belgia wyjaśniła bardziej szczegółowo strukturę środków finansowych (zob. również motyw 68).
- a) Koszty eksploatacji i konserwacji w ramach projektu LTO są finansowane z przychodów operacyjnych LTO, przy czym stabilny przepływ przychodów operacyjnych jest gwarantowany za pomocą kontraktu na transakcje różnicowe. Jak wyjaśniły Belgia i Engie, biorąc pod uwagę niedoskonałości rynku związane z przemysłem jądrowym i dużą zmiennością rynku energii elektrycznej w nadchodzących latach, projekt LTO jest narażony na wysokie ryzyko luki w finansowaniu, co sprawia, że kontrakt na transakcje różnicowe jest instrumentem niezbędnym do osiągnięcia celu leżącego we wspólnym interesie. Komisja uważa, że odpowiednio zaprojektowany kontrakt na transakcje różnicowe jest instrumentem niezbędnym do zagwarantowania stabilnego strumienia dochodów w niepewnym otoczeniu rynkowym. W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja dostrzegła już wysokie ryzyko ujemnej wartości bieżącej netto projektu LTO w przypadku braku kontraktu na transakcje różnicowe. Ponadto Komisja zgadza się również, że przedłużenie okresu eksploatacji jednostek LTO (o 10 lat) stanowi krótki okres w porównaniu ze średnim czasem trwania inwestycji w sektorze jądrowym (tym bardziej że przez pierwsze trzy lata jednostki LTO nie będą wykorzystywać 100 % swoich mocy wytwórczych ze względu na konieczność przeprowadzenia w tym samym czasie prac związanych z przedłużeniem okresu eksploatacji tych jednostek), a zapewnienie zgodności jednostek LTO z przepisami bezpieczeństwa wiąże się ze znacznymi kosztami.

⁽¹⁴³⁾ Decyzja Komisji z dnia 13.1.2015 r., SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Zjednoczone Królestwo, wsparcie dla elektrowni jądrowej Hinkley Point C (Dz.U. L 109 z 28.4.2015, s. 44), motywy 382–383.

⁽¹⁴⁴⁾ W tej sprawie zapewniono jedynie zabezpieczenia przed ryzykiem blokad politycznych (podobne do zabezpieczeń przed zmianami w prawie w ramach komponentu 3 obecnego środka).

- b) Aby zapewnić długoterminową stabilność finansową, kontrakt na transakcje różnicowe uzupełniono płatnościami MOCP i pożyczkami SDC, ponieważ nie można wykluczyć, że w ciągu 10 lat wystąpią okresy znaczącej nieplanowanej niedostępności. Z danych dostarczonych przez Electrabel wynika, że prawdopodobieństwo wystąpienia takiego zdarzenia nie jest niskie, lecz raczej wysokie, biorąc pod uwagę doświadczenia tego przedsiębiorstwa związane z belgijskimi reaktorami jądrowymi w latach 2012–2022 (zob. tabela 10). Pożyczki SDC mają zapewnić wystarczającą ilość środków pieniężnych na etapie rozruchu projektu LTO, kiedy to wciąż konieczne będzie wykonywanie istotnych prac, a jednostki LTO nie będą mogły w pełni wykorzystywać swoich mocy wytwórczych; zgodnie z planem pożyczki te mają zostać zwrócone do końca 10-letniego okresu. Płatności MOCP mają być z kolei dostępne przez cały okres 10 lat, ale dotyczą jedynie sytuacji znaczącej nieplanowanej niedostępności. Instrument finansowania kapitału obrotowego (instrument WCF) pełni funkcję śródrocznego pomostu do rocznych płatności MOCP. Belgia przedstawiła trzy scenariusze ukazujące wpływ wystąpienia zdarzeń związanych ze znaczącą nieplanowaną dostępnością. Jak wynika jasno z tabeli 11, bez płatności MOCP i pożyczek SDC spółka JV mogłaby w takich sytuacjach – a sytuacje te nie są mało prawdopodobne w ciągu 10 lat – ogłosić upadłość.
- c) Komisja uznaje zatem, że kontrakt na transakcje różnicowe, pożyczki SDC, płatności MOCP i instrument WCF stanowią wzajemnie uzupełniające się środki i że są one wszystkie niezbędne do zapewnienia, aby spółka BE-NUC przez cały czas dysponowała wystarczającą płynnością, by pokryć koszty operacyjne, koszty konserwacji i koszty paliwa, umożliwiając bezpieczną i niezawodną eksploatację jednostek LTO.
- d) Ponieważ przedsiębiorstwo Engie było w trakcie ograniczania swojego zaangażowania w energetykę jądrową (zob. motyw 19) i nie chciało samodzielnie inwestować ponad [2–2,5] mld EUR w projekt LTO oraz jednostronnie ponosić wszelkich potencjalnych strat wynikających z nieoczekiwanej niedostępności i przekroczenia kosztów, przed podpisaniem umowy w sprawie projektu LTO zażądało wprowadzenia mechanizmu podziału ryzyka na zasadzie 50/50 z państwem belgijskim (zob. motyw 23) oraz należało na utworzenie spółki JV (BE-NUC) – obok mechanizmów wynagradzania w umowie w sprawie wynagradzania – w celu pokrycia pozostałego ryzyka związanego z finansowaniem i wypłacalnością. Wymogi dotyczące nakładów inwestycyjnych na projekt LTO są finansowane przez udziałowców spółki JV na zasadzie równorzędności, poprzez kapitał własny i pożyczki udziałowców.
- Nawet przy istniejących mechanizmach wynagradzania finansowego wprowadzonych umową w sprawie wynagradzania nadal istnieje znaczące ryzyko, którego Engie nie chciało ponosić samodzielnie. Engie przedstawiło symulację pokazującą wpływ zdarzeń związanych z ograniczoną dostępnością lub wzrostu kosztów operacyjnych na etapie eksploatacji, które nie są objęte płatnościami MOCP; sytuacje takie mogą mieć znaczący negatywny wpływ na rentowność BE-NUC, jak pokazano w tabeli 16.
 - Dzięki strukturze spółki JV finansowanie nakładów inwestycyjnych może odbywać się bez zaciągania długów, co w obecnej sytuacji byłoby bardzo kosztowne lub trudne do zrealizowania, ponieważ banki komercyjne unikają ekspozycji na aktywa związane z energetyką jądrową.
 - Wprowadzenie pożyczek udziałowców obok zastrzyku kapitału własnego wynika z przyczyn finansowych, ponieważ zapewnia większą elastyczność w zakresie ustalania harmonogramów wypłat i spłat oraz optymalizuje strukturę finansową pod względem dochodu podlegającego opodatkowaniu.
- e) Komisja stwierdza zatem, że utworzenie spółki JV, w której ryzyko związane z przekroczeniem kosztów i przymusowymi wyłączeniami, nieobjęte innymi instrumentami finansowymi, jest dzielone z państwem belgijskim, można uznać za konieczne.
- f) Umowa JDA++ dotyczy kosztów związanych z działaniami rozwojowymi, które należy podjąć, aby spełnić wymogi organu ds. bezpieczeństwa w odniesieniu do projektu LTO. Biorąc pod uwagę napięty harmonogram projektu LTO, Komisja uważa, że dokonanie ustaleń i zawarcie porozumienia w sprawie finansowania tych działań było konieczne.
- g) W odniesieniu do pozostałych środków cząstkowych w ramach komponentu 1, jak już wspomniano w decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uważa, że:
- umowa O&M umożliwia zabezpieczenie pokrycia wszystkich kosztów eksploatacji i konserwacji w dowolnym momencie, tak więc jest konieczna;

- zawarcie umowy na świadczenie usług administracyjnych i sprzedaż energii jest warunkiem funkcjonowania projektu LTO w praktyce, tak więc umowy ASA i EMSA są konieczne oraz
- standardową praktyką między dwiema umawiającymi się stronami jest uzgodnienie warunków na wypadek niesfinalizowania transakcji, tak więc pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania transakcji jest konieczne.

(426) Po trzecie, Komisja przywołuje uwagi stron trzecich, które twierdziły, że dostawy energii mogą być również gwarantowane przez tańsze technologie, i uznały, że dotacje dla sektora jądrowego spowolniłyby postępy w zakresie innych tańszych i bardziej przyjaznych dla klimatu technologii (w szczególności energii ze źródeł odnawialnych). Belgia zauważyła, że państwa członkowskie mają autonomię w zakresie kształtowania swojej polityki energetycznej, w tym możliwość włączenia energii jądrowej do swojego koszyka energetycznego, oraz że zróżnicowane połączenie metod produkcji energii ma zasadnicze znaczenie dla utrzymania niezawodnej i zrównoważonej sieci elektroenergetycznej. Biorąc pod uwagę fakt, że w ostatnich latach koncentracja rynku zmniejszyła się dzięki większemu udziałowi energii ze źródeł odnawialnych w belgijskim koszyku energetycznym (zob. motywy 34–37), oraz biorąc pod uwagę niedawne inwestycje państwa belgijskiego w morską farmę wiatrową Princess Elisabeth⁽¹⁴⁵⁾, Komisja nie widzi powodu, aby stwierdzić, że projekt LTO utrudniłby rozwój energii ze źródeł odnawialnych w Belgii. Konieczność inwestowania zarówno w energię jądrową, jak i odnawialną jest również uzasadniona, ponieważ energia odnawialna ma obecnie nadal pewne wady, takie jak dostępność lokalizacji i zdolność przyłączeniowa do sieci. Wynagrodzenie wynikające z (zmodyfikowanego) projektu kontraktu na transakcje różnicowe stanowi dodatkową zachętę do maksymalizacji produkcji w godzinach, w których ceny są wysokie (w zakresie, w jakim jest to możliwe, biorąc pod uwagę starą technologię wykorzystywaną w jednostkach LTO). Zmniejsza to wpływ środka na konkurencyjność rynkowych inwestycji w odnawialne źródła energii, ponieważ można oczekiwać, że aktywa związane z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych będą działać szczególnie często w okresach niższych cen (wysoka dostępność zasobów odnawialnych w tych okresach powoduje spadek cen rynkowych).

(427) Ponadto w odniesieniu do argumentu Belgii, że luki w finansowaniu jednostek LTO nie można skutecznie wyeliminować poprzez udział w mechanizmie zdolności wytwórczych (zob. sekcja 3.3.4 i motywy 353), Komisja uznaje, że niepewny wynik aukcji w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych i ich harmonogram nie przystają do planu Belgii zakładającego ponowne uruchomienie jednostek LTO w 2025 r. W szczególności rząd belgijski ogłosił projekt LTO w marcu 2022 r. i podpisał wiążące porozumienie wykonawcze w dniu 13 grudnia 2023 r. (zob. sekcja 2.3). Do tego czasu odbyły się już trzy aukcje w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.

(428) W świetle powyższych rozważań Komisja uważa, że wszystkie środki cząstkowe komponentu 1 wzajemnie się uzupełniają i są konieczne.

8.3.3.3.2. Konieczność zastosowania komponentu 2

(429) Jeżeli chodzi o niedoskonałości rynku i ryzyko związane z niepewnymi kosztami gospodarowania odpadami jądrowymi i likwidacji, jak wspomniano w motywie 276 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uważa, że uwzględniono je poprzez przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego oraz przeniesienie dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających z projektu LTO. Porozumienie w sprawie odpadów ma zapewnić odpowiedzialne i bezpieczne gospodarowanie wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi, ponieważ wspomniane przeniesienie zobowiązań zabezpieczy finansowanie odpadów jądrowych i zwiększy bezpieczeństwo tymczasowego przechowywania i trwałego składowania tych materiałów. Belgia twierdzi, że dodatkowe zobowiązania z tytułu likwidacji wynikające z projektu LTO obejmują jedynie dodatkowe koszty związane z projektem LTO i nie obejmują żadnych kosztów operacyjnych związanych z bieżącym zarządzaniem lub zwykłą działalnością, a zatem nie powodują zakłóceń.

⁽¹⁴⁵⁾ Zob. decyzja Komisji z dnia 13 września 2024 r., SA.107336 (2024/N), Belgia, mechanizm wsparcia dla części 1 strefy morskiej Princess Elisabeth (Dz.U. C, C/2024/5754, 25.9.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2024/5754/oj>).

- (430) Jak wskazała Komisja we wcześniejszych decyzjach dotyczących przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych w Niemczech i Zjednoczonym Królestwie⁽¹⁴⁶⁾, gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi charakteryzuje się długim horyzontem czasowym, co może wymagać pewnej formy interwencji państwa. Ponadto konieczność interwencji państwa, aby zapewnić odpowiedzialne i bezpieczne gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi, została zapisana w art. 4 ust. 1 dyrektywy 2011/70/Euratom, który przewiduje ostateczną odpowiedzialność państwa w tym zakresie. Przeniesienie zobowiązań z tytułu gospodarowania odpadami promieniotwórczymi i likwidacją ma zapewnić finansowanie gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi, co jest warunkiem koniecznym do odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania tymi materiałami. Ponadto przedsiębiorstwo Engie zamierzało wycofać się z działalności związanej z energetyką jądrową w Belgii (zob. motyw 19) i zgodziło się przystąpić do negocjacji w sprawie przedłużenia okresu eksploatacji dopiero po osiągnięciu porozumienia w sprawie warunków finansowych, ale także w sprawie przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych (zob. motyw 23).
- (431) Jeżeli chodzi o przeniesienie dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających w szczególności z projektu LTO, ponieważ przeniesienie to obejmuje jedynie dodatkowe koszty wynikające z projektu LTO, a zwykle zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu pozostają po stronie operatora elektrowni jądrowych, oraz ponieważ to rząd belgijski, a nie przedsiębiorstwa Engie czy Electrabel, wystąpił o przedłużenie okresu eksploatacji, Komisja uważa, że przeniesienie dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających z projektu LTO jest również konieczne. Ponadto dodatkowe koszty likwidacji związane z projektem LTO, które nie były znane w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania i których nie uwzględniono wówczas w ocenie, zostały w międzyczasie potwierdzone przez CPN/CNV (zob. motyw 200).
- (432) Komisja nie sprzeciwia się także uwolnieniu pozaeuropejskich aktywów Electrabel z portfela Electrabel z uwagi na fakt, że Engie zapewni, aby w Electrabel pozostały aktywa o wartości co najmniej 4 mld EUR (zob. motywy 59 i 181).
- (433) W świetle powyższego Komisja uważa zatem, że komponent 2 zgłoszonego środka jest konieczny.

8.3.3.3.3. Konieczność zastosowania komponentu 3

- (434) Jeżeli chodzi o niedoskonałości rynku związane z ryzykiem regulacyjnym i politycznym, jak wspomniano w motywie 278 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uważa, że chociaż wszystkie technologie mogą co do zasady ucierpieć z powodu blokad politycznych, z uwagi na kontrowersyjny charakter technologii jądrowej można oczekiwać, że projekty jądrowe ucierpią z tego powodu w większym stopniu⁽¹⁴⁷⁾. W szczególności w ciągu ostatnich 25 lat Belgia już kilkakrotnie zmieniła swój kurs polityczny w zakresie energii jądrowej (zob. sekcja 2.2), w związku z czym Komisja uważa, że ryzyko to jest w Belgii szczególnie znaczące. Ponadto w trakcie konsultacji publicznych w tej sprawie Komisja nie otrzymała żadnych dowodów, że jest inaczej.
- (435) Komisja uważa zatem, że środek obejmujący zabezpieczenia przed zmianami w prawie skutecznie ogranicza ryzyko regulacyjne i polityczne oraz że w przypadku energii jądrowej zabezpieczenia przed zmianami w prawie są konieczne, co Komisja potwierdziła również w decyzji w sprawie SA.39487⁽¹⁴⁸⁾.

8.3.3.3.4. Wniosek dotyczący konieczności środka

- (436) W związku z powyższym Komisja stwierdza, że wszystkie trzy komponenty środka (w tym ich komponenty cząstkowe) są niezbędne do zapewnienia przedłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych w Belgii. Komisja stwierdza ponadto, że środek wywołuje efekt zachęty dla beneficjentów, dzięki czemu projekt LTO zostanie pomyślnie zrealizowany.

⁽¹⁴⁶⁾ Zob. decyzja Komisji z dnia 16 czerwca 2017 r., SA. 45296 (2017/ N), Niemcy, przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego w Niemczech (Dz. U. C 254 z 4. 8. 2017, s. 1). Decyzja Komisji z dnia 20. 4. 2016 r., SA. 34962 (2015/N), Zjednoczone Królestwo, umowa o przeniesieniu zobowiązań z tytułu odpadów dla nowych elektrowni jądrowych (Dz. U. C 161 z 4. 5. 2016, s. 1).

⁽¹⁴⁷⁾ Zob. również motywy 384–385 decyzji Komisji w sprawie SA.34947 (zob. Przypis 144).

⁽¹⁴⁸⁾ Zob. decyzja Komisji z dnia 17 marca 2017 r., SA.39487 (2016/NN), Belgia, przedłużenie okresu eksploatacji elektrowni jądrowych Tihange 1, Doel 1 i Doel 2 (Dz.U. C 142 z 5.5.2017, s. 1).

8.3.3.4. Adekwatność

- (437) Niedoskonałości rynku, o których mowa w sekcji 3.1, wynikające z: (i) niepewności na rynku energii i niepewnego klimatu inwestycyjnego, (ii) niepewności co do kosztów związanych z odpadami jądrowymi oraz (iii) narażenia na decyzje polityczne uniemożliwiają operatorowi elektrowni jądrowych uzyskanie pewności dochodów. W niniejszej sprawie Komisja uważa, że jest to szczególnie problematyczne ze względu na starą technologię, na której opierają się jednostki LTO, co pozostawia niewiele miejsca na elastyczność, a także ze względu na ograniczony okres przedłużenia eksploatacji o 10 lat. Cechy te, które są szczególnie istotne w przedmiotowej sprawie, dodatkowo utrudniają rentowną działalność jednostek LTO, w związku z czym Komisja uznaje wsparcie państwa za odpowiednie.
- (438) Belgia twierdzi, że ze względu na stwierdzone niedoskonałości rynku i szczególne rodzaje ryzyka związane z energetyką jądrową dziedzina ta wymaga odrębnego mechanizmu wsparcia. Jak wspomniano w sekcji 3.3.4, Belgia twierdzi, że rozważono inne formy systemów bezpośredniego wsparcia finansowego (stała premia gwarantowana, jednokierunkowy kontrakt różnicowy i model regulowanej bazy aktywów), ale nie uznano ich za odpowiednie do wspierania projektu LTO. Belgia twierdzi, że trzy komponenty zgłoszonego środka są niezbędne, aby zaradzić niedoskonałościom rynku i ryzyku. Według Belgii: (i) szczególna struktura projektu LTO i środki wsparcia finansowego w ramach komponentu 1 są odpowiednie do zagwarantowania stabilnych dochodów operatorowi elektrowni jądrowych oraz do uniknięcia niewypłacalności spółki JV w przypadku znaczących nieplanowanych zdarzeń; (ii) limit odpowiedzialności za odpady i powiązane środki cząstkowe w ramach komponentu 2 są odpowiednie, aby zagwarantować dostępność wymaganych środków na finansowanie odpowiedzialnych i bezpiecznych rozwiązań w zakresie gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi, natomiast (iii) zabezpieczenia przed zmianami w prawie w ramach komponentu 3 są odpowiednie, aby zagwarantować ochronę przed zmianami opinii publicznej i stanowiska decydentów politycznych wobec energii jądrowej.
- (439) W poniższych sekcjach Komisja oceni – w odniesieniu do każdego komponentu oddzielnie – czy komponent 1, komponent 2 i komponent 3 zgłoszonego środka, w tym ich środki cząstkowe, są odpowiednie. Ocenę łącznej adekwatności komponentu 1, komponentu 2 i komponentu 3, a także ich potencjalnych skumulowanych skutków przedstawiono w sekcji 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Adekwatność komponentu 1

- (440) Po pierwsze, jak wspomniano odpowiednio w motywach 285, 300 i 303 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uznała, że umowa JDA++, umowa ASA i odszkodowanie na pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania transakcji są odpowiednie. Po pierwsze, biorąc pod uwagę krótki okres przed datą wznowienia eksploatacji LTO oraz konieczność jak najszybszego rozpoczęcia działań rozwojowych po podjęciu przez rząd belgijski decyzji o przedłużeniu okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych, Komisja uznaje zawarcie umowy JDA++ przed ostatecznym sfinalizowaniem transakcji za odpowiedni instrument zapewniający terminowe podjęcie niezbędnych działań rozwojowych przez operatora elektrowni jądrowych. Po drugie, Komisja uważa, że zawarcie umowy na świadczenie usług administracyjnych (umowa ASA) oraz uzgodnienie warunków na wypadek niesfinalizowania transakcji jest standardową praktyką między dwiema umawiającymi się stronami. Ponadto w trakcie konsultacji publicznych w tej sprawie Komisja nie otrzymała żadnych dowodów przeciwnych w odniesieniu do tych trzech środków cząstkowych. W związku z tym Komisja uważa, że umowa JDA++, umowa ASA i odszkodowanie na pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania transakcji są odpowiednimi środkami, które muszą być częścią projektu LTO.
- (441) Po drugie, w odniesieniu do kontraktu na transakcje różnicowe Belgia twierdzi, że dwukierunkowy kontrakt różnicowy jest najwłaściwszym rozwiązaniem pozwalającym zaradzić niedoskonałościom rynku i zapewnić pewność przychodów przy jednoczesnym unikaniu nadmiernego wynagradzania operatora elektrowni jądrowych. Alternatywne mechanizmy wsparcia (udział w mechanizmie zdolności wytwórczych, stała premia gwarantowana, jednokierunkowy kontrakt różnicowy, model RAB) zostały zbadane przez władze belgijskie, ale uznano je za mniej odpowiednie (zob. sekcja 3.3.4). Jak wspomniano w motywach 290–293 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja miała szereg wątpliwości dotyczących projektu kontraktu na transakcje różnicowe, a wielu respondentów będących osobami trzecimi, które wzięły udział w konsultacjach publicznych, zgodziło się ze stanowiskiem Komisji (zob. sekcja 6.2.1.2):
- a) Pierwotny projekt kontraktu na transakcje różnicowe przewidywał stałe wynagrodzenie za każdą megawatogodzinę faktycznie wyprodukowanej energii elektrycznej i nie zawierał odpowiednich zachęt do produkcji energii elektrycznej oraz planowania konserwacji zgodnie z warunkami rynkowymi, co stwarzało ryzyko nadmiernego zakłócenia funkcjonowania rynku.

- b) Ponadto pierwotny z góry określony system modulacji przewidywał kary jedynie w przypadku braku ograniczenia produkcji energii elektrycznej przez jednostki LTO, gdy cena tej energii wynosiła minus 20 EUR za MWh lub mniej przez ponad 6 godzin, co prowadziłyby do przyznania pomocy w okresach ujemnych cen energii elektrycznej.
 - c) Komisja nie była wówczas przekonana, że (pierwotny) mechanizm podziału ryzyka i korzyści będzie miał wpływ w praktyce.
 - d) Wreszcie wyrażono wątpliwość, czy cena na rynku dnia następnego jako rynkowa cena referencyjna w formule kontraktu na transakcje różnicowe jest najbardziej efektywnym wyborem i czy nie byłoby bardziej właściwe uwzględnienie w rynkowej cenie referencyjnej również produktu długoterminowego.
- (442) W odpowiedzi na wątpliwości Komisji dotyczące projektu kontraktu na transakcje różnicowe Belgia wprowadziła pewne zmiany:
- a) Belgia wyjaśniła po pierwsze, że ze względu na starą technologię jądrową, na której opierają się jednostki LTO, nie można sprawić, żeby reagowały one bardzo dynamicznie na sygnały rynkowe. Jak wspomniano w sekcji 2.1, przedsiębiorstwo Engie było otwarte na możliwość wykorzystania elastyczności jednostek LTO na rynkach energii w kontekście środka, podkreślając jednocześnie wynikające z tego ryzyko wyłączeń spowodowanych modulacjami reaktorów. Jednocześnie belgijski organ ds. bezpieczeństwa jądrowego nałożył ograniczenie liczby modulacji ekonomicznych na cykl. Aby odpowiedzieć na wątpliwości Komisji i osób trzecich, jak wspomniano w motywie 441 lit. a), oraz mając na uwadze ograniczenia techniczne elektrowni, Belgia postanowiła zmienić formułę wynagradzania niezależnego partnera umowy EMSA. Belgia uwzględniła w formule wynagradzania część zmienną, tak aby partner umowy EMSA miał motywację do sprzedaży jak największej ilości energii jądrowej zgodnie z warunkami rynkowymi, mając jednocześnie na uwadze ograniczenia dotyczące modulacji, jak wyjaśniono w sekcji 3.3.1.5.2. W ramach tego nowego rozwiązania, aby odpowiedzieć na wątpliwości wyrażone w motywie 441 lit. b), zrezygnowano z ustaleń dotyczących modulacji, ponieważ to partner umowy EMSA będzie decydował, kiedy należy uruchomić modulację ekonomiczną. Partner umowy EMSA będzie miał odpowiednie zachęty do przeprowadzenia modulacji ekonomicznej w przypadku niskich lub ujemnych cen rynkowych, ponieważ w przeciwnym razie otrzyma karę.
 - b) Jeżeli chodzi o wątpliwości opisane w motywie 441 lit. c), Belgia wzmocniła mechanizm MPRA, tak aby wynagrodzenie na podstawie kontraktu na transakcje różnicowe było bardziej uzależnione od zmieniających się okoliczności rynkowych (zob. sekcja 3.3.1.3.2).
 - c) Jeżeli chodzi o wątpliwości opisane w motywie 441 lit. d), Belgia zachowała w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe cenę na rynku dnia następnego jako rynkową cenę referencyjną z powodów wymienionych w motywie 98. W szczególności na etapie formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia podkreśliła wysokie ryzyko i duży wpływ nieplanowanych wyłączeń, zwłaszcza na etapie rozruchu projektu LTO. Sytuacja ta sprawia, że produkcja jednostek LTO w pierwszych trzech latach eksploatacji jest obciążona wysoką niepewnością, a zatem włączenie długoterminowej ceny referencyjnej do projektu kontraktu na transakcje różnicowe zwiększyłoby ryzyko związane z elektrowniami.
 - d) Ponadto Belgia potwierdza również, że kontrahent kontraktu na transakcje różnicowe (BE-WATT) opracuje strategię zarządzania ryzykiem w odniesieniu do swojej otwartej pozycji, jak przewidziano w prawie, oraz że wdrożenie tej strategii przyczyni się do zapewnienia płynności na rynkach terminowych energii elektrycznej (zob. motyw 99). Przyjęcie strategii jest uzależnione od opinii organu regulacyjnego, która będzie obejmować ocenę wpływu strategii na odnośne rynki energii elektrycznej (zob. motyw 158).
- (443) Komisja uważa, że zmiany związane z projektem kontraktu na transakcje różnicowe i jego wdrożeniem, a także zobowiązanie do opracowania strategii zarządzania ryzykiem, która przyczyni się do płynności rynków terminowych energii elektrycznej, są wystarczające, aby rozwiązać wątpliwości wyrażone w decyzji o wszczęciu postępowania. Komisja przyznaje, że jednostki LTO opierają się na starej technologii o ograniczonej elastyczności, co ogranicza zdolność operatora elektrowni jądrowych do regularnego modyfikowania produkcji elektrowni. Inaczej rzecz ma się w przypadku nowszych technologii jądrowych lub innych projektów elektrowni jądrowych (np. z szarymi prętami regulacyjnymi zamiast czarnych), które umożliwiają podążanie za obciążeniem. Biorąc pod uwagę ograniczony okres przedłużenia wynoszący 10 lat, Komisja uznaje, że technologia ta nie zmieni się, co ogranicza możliwości operatora elektrowni jądrowych w zakresie znaczącej modyfikacji działania elektrowni.

W związku z tym Komisja docenia podejmowane przez władze belgijskie i Electrabel próby dostosowania w jak największym stopniu produkcji i konserwacji do okoliczności rynkowych, po pierwsze, poprzez przekazanie uprawnień decyzyjnych w zakresie modulacji ekonomicznych partnerowi umowy EMSA i poprzez zmianę formuły jego wynagradzania, a po drugie, poprzez przejście z 18-miesięcznego cyklu paliwowego na 12-miesięczny cykl paliwowy, aby móc w miarę możliwości zaplanować prace konserwacyjne w okresie letnim. W tym względzie również wzmocnienie mechanizmu podziału ryzyka i korzyści przyczynia się do osiągnięcia celu, jakim jest zapewnienie, aby wynagrodzenie na podstawie kontraktu na transakcje różnicowe było w jak największym stopniu zgodne z warunkami rynkowymi, a także przyczynia się do większego narażenia na ryzyko rynkowe. Chociaż ze względu na ograniczoną elastyczność elektrowni i kwestie dotyczące bezpieczeństwa nadal nie można w pełni wykluczyć wsparcia w okresach cen ujemnych, zmieniony projekt kontraktu na transakcje różnicowe wraz ze zmienioną formułą wynagradzania partnera umowy EMSA ogranicza zachęty do produkcji w tych okresach. Komisja uznaje również, że w szczególności na etapie rozruchu projektu LTO istnieje wysokie ryzyko nieplanowanych niedostępności i wyłączeń, w związku z czym ekspozycja na rynki długoterminowe może wiązać się z dodatkowym ryzykiem, tak że w początkowym okresie realizacji projektu LTO cena na rynku dnia następnego jest bardziej odpowiednia jako rynkowa cena referencyjna. Komisja zauważa również, że władze belgijskie mają możliwość dostosowania rynkowej ceny referencyjnej w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe, a także rozliczenia wynagrodzenia partnera umowy EMSA po upływie trzech pierwszych lat realizacji projektu. Ponadto wykorzystanie ceny na rynku dnia następnego ma ograniczony wpływ na rynki terminowe dzięki strategii zabezpieczającej, która będzie sprzyjać płynności rynków terminowych, a wpływ na rynek dnia bieżącego jest łądzony przez koszty zmienne ponoszone przez partnera umowy EMSA.

- (444) W związku z tym oraz w świetle szczególnych okoliczności niniejszej sprawy, która dotyczy istniejących jednostek jądrowych działających w oparciu o starą technologię o ograniczonej elastyczności, Komisja uważa, że zmodyfikowany projekt kontraktu na transakcje różnicowe w połączeniu ze zmodyfikowaną formułą wynagradzania partnera EMSA jest odpowiedni.
- (445) Po trzecie, Komisja wyraziła również wątpliwości co do adekwatności pożyczek SDC i płatności MOCP, które pokrywają odpowiednio koszty okresu wyłączenia i ewentualne niedobory przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w sposób podobny do potencjalnie nieograniczonej dotacji, chroniąc spółkę JV przed wszelkim ryzykiem operacyjnym. Ponadto płatności MOCP zapewniają ochronę 50 % kapitału. Belgia twierdzi, że bez pożyczek SDC, instrumentu WCF oraz płatności na pokrycie minimalnych kosztów operacyjnych i płatności z tytułu nakładów kapitałowych konieczne byłyby dodatkowe wkłady kapitałowe, ponieważ w przypadku nawet pojedynczego zdarzenia związanego z niedostępnością udziałowcy spółki JV byłiby narażeni na ryzyko niewypłacalności i lukę w finansowaniu, co sprawiłoby, że inwestycja stałaby się nierentowna.
- (446) W odpowiedzi na wątpliwości Komisji dotyczące pożyczek SDC i płatności MOCP Belgia przedstawiła dalsze wyjaśnienia i dostosowała te środki.
- a) Belgia twierdzi, że pożyczki SDC zostaną co do zasady spłacone. W odniesieniu do ryzyka, że pożyczki SDC nie zostaną spłacone w przypadku niewystarczających wpływów środków pieniężnych (ponieważ pożyczki te są spłacane po spłacie wkładów udziałowców), Belgia twierdzi, że taki scenariusz jest bardzo mało prawdopodobny i że pożyczki SDC nie zostaną spłacone tylko w przypadku bardzo negatywnego scenariusza (zob. motyw 132), tj. gdyby przez kilka lat występowała znacząca niedostępność, np. poniżej 60 % w każdym roku od 2029 r. do 2035 r. Chociaż nie jest to niemożliwe, ryzyko to jest niewielkie i może się urzeczywistnić jedynie w skrajnych okolicznościach, które wiązałyby się z wystąpieniem poważnego niespodziewanego zdarzenia lub serii takich zdarzeń przez dłuższy okres, a ostatecznie mogłyby oznaczać zakończenie działalności elektrowni (zob. lit. b)). Sytuacja ta byłaby niekorzystna dla udziałowców: pożyczki SDC nie zostaną w całości spłacone tylko wtedy, gdy projekt nie wygeneruje wystarczających zysków, aby wypłacić zwrot z inwestycji udziałowców, dlatego też pożyczki SDC nie przynoszą udziałowcom nieproporcjonalnych korzyści.
 - b) Podobnie Belgia twierdzi, że płatności MOCP uruchamia się jedynie w przypadku bardzo negatywnej sytuacji i że Engie nadal ryzykuje utratę 50 % swoich inwestycji kapitałowych. Aby jednak odpowiedzieć na obawy, że płatności MOCP mogą stać się nieograniczoną dotacją, Belgia wprowadziła pułap płatności MOCP. Jak wyjaśniono w motywie 121, kontrahent umowy w sprawie wynagradzania (tj. państwo belgijskie) skorzysta z przysługującego mu na mocy tej umowy prawa do wypowiedzenia umowy, w przypadku gdy wypłacone płatności MOCP osiągną kwotę 2 mld EUR.
 - c) Ponadto Belgia przedstawiła dodatkowe informacje dotyczące ryzyka wystąpienia zdarzenia związanego ze znaczącą nieplanowaną niedostępnością w 10-letnim okresie wydłużenia eksploatacji, które to ryzyko, jak wykazano, nie jest niewielkie (zob. motywy 114–118), a którego skutki mają duży wpływ na rentowność projektu LTO (zob. tabela 11).

- (447) Komisja stwierdza zatem, że pożyczki SDC i płatności MOCP są niezbędnymi i odpowiednimi instrumentami do zabezpieczenia rentowności projektu LTO, w szczególności w świetle szczególnych okoliczności niniejszej sprawy, która dotyczy istniejących reaktorów jądrowych opartych na starej technologii, a zatem narażonych na ryzyko znaczących nieplanowanych wyłączeń. Z tej perspektywy – zważywszy że przedłużenie okresu eksploatacji jest ograniczone do 10 lat, co ogranicza możliwość odzyskania znacznych strat – płatności MOCP zapewniają spółce JV zabezpieczenie, chroniąc ją przed ryzykiem operacyjnym. Bez dodatkowych gwarancji w formie płatności MOCP i pożyczek SDC inwestor prywatny prawdopodobnie nie podjąłby ryzyka realizacji projektu LTO. Biorąc pod uwagę potencjalną skalę płatności MOCP w przypadku przedłużającego się wyłączenia jednej lub obu jednostek LTO w ciągu kilku lat, konieczne okazało się ograniczenie tego mechanizmu do kwoty, która odpowiadałaby praktykom rynkowym i zapewniłaby wystarczająco dużo czasu na przywrócenie normalnego funkcjonowania jednostek LTO. Komisja z zadowoleniem przyjmuje ograniczenie (potencjalnych) płatności MOCP, tak aby ekspozycja państwa belgijskiego była co najmniej kwantyfikowana i znana z góry.
- (448) Jeżeli chodzi o udział państwa belgijskiego w spółce JV, Belgia twierdzi, że pozwala to państwu belgijskiemu na współkontrolowanie spółki projektowej, ponieważ obaj udziałowcy przystępują do spółki JV na równych warunkach. Umożliwia to również państwu belgijskiemu zachowanie pewnego stopnia własności infrastruktury krytycznej. Komisja stwierdza zatem, że spółka JV jest właściwa.
- (449) Po czwarte, w odniesieniu do umowy EMSA Komisja uważa, że wybór partnera, który będzie sprzedawał na rynku hurtowym energię elektryczną wytwarzaną przez jednostki LTO, jest odpowiednie, pod warunkiem że partner ten będzie działał w pełni niezależnie, a nie w interesie Electrabel. Komisja miała jednak wątpliwości co do ograniczenia sprzedaży do rynku hurtowego dnia następnego. Belgia doprecyzowała, że partner umowy EMSA ma swobodę sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO na dowolnym rynku i nie musi ograniczać się do rynku dnia następnego (zob. motyw 152). Belgia potwierdziła również, że partner umowy EMSA zostanie wybrany w drodze przetargu konkurencyjnego oraz że wprowadzone zostaną zabezpieczenia w celu zapewnienia, aby przedsiębiorstwo Engie nie miało wpływu na procedurę przetargową ani na jej wynik (zob. sekcje 3.3.1.5.1 i 3.3.1.5.3). Ponadto w przypadku wyboru GEMS na partnera umowy EMSA Belgia i Engie zobowiązują się do wprowadzenia niezbędnych zabezpieczeń, tak aby GEMS nie ingerowało w inne działania handlowe (zob. sekcja 3.3.1.5.3). W związku z tym Komisja uważa, że struktura umowy EMSA i wybór partnera EMSA są odpowiednie.
- (450) Ponadto Komisja wyraziła wątpliwości co do adekwatności połączenia kilku mechanizmów wynagradzania stanowiących uzupełnienie kontraktu na transakcje różnicowe i uznała, że pakiet środków cząstkowych w ramach komponentu 1 można uznać za odpowiedni jedynie w takim zakresie, w jakim nie prowadzą one do nieuzasadnionych, dodatkowych nadmiernych zakłóceń handlu i konkurencji. Ponieważ Komisja nie ma przesłanek wskazujących na to, że partner umowy EMSA nie będzie działać niezależnie ani że Engie będzie chronione przed wszystkimi ryzykami rynkowymi (przeciwko temu przemawiają dostosowany mechanizm MPRA, pułap płatności MOCP oraz 50-procentowe ryzyko kapitałowe), Komisja stwierdza, że wszystkie środki cząstkowe w ramach komponentu 1 można uznać za odpowiednie, zarówno indywidualnie, jak i łącznie.

8.3.3.4.2. Adekwatność komponentu 2

- (451) Jak wspomniano w motywie 304 decyzji o wszczęciu postępowania, gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi charakteryzuje się długim horyzontem czasowym i w związku z tym może wymagać pewnej formy interwencji państwa; ostateczną odpowiedzialność państwa za odpowiedzialne i bezpieczne gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi określono w art. 4 ust. 1 dyrektywy 2011/70/Euratom.
- (452) W związku z tym Komisja uważa, że przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego na niezależny organ publiczny, Hedera, jest odpowiednim środkiem do powierzenia państwu belgijskiemu większej odpowiedzialności za trwałe składowanie wypalonego paliwa jądrowego i odpadów promieniotwórczych oraz do zabezpieczenia jego finansowania przez długi czas. Komisja nie zidentyfikowała również żadnego alternatywnego środka lub rozwiązania, innego niż środek opisany w sekcji 3.3.2.2, które pozwoliłoby Belgii osiągnąć te cele w równie skuteczny sposób.

- (453) Jeżeli chodzi o przeniesienie dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających z projektu LTO („dyssynergie związane z likwidacją”), jak opisano w sekcji 3.3.2.4, przeniesienie to obejmuje jedynie dodatkowe koszty wynikające z projektu LTO, podczas gdy zwykle zobowiązania z tytułu likwidacji i demontażu pozostają po stronie operatora elektrowni jądrowych. CPN/CNV faktycznie potwierdziło istnienie dyssynergii mających wpływ na koszty likwidacji i demontażu oraz określiło ich kwotę. Ponieważ to rząd belgijski, a nie Engie/Electrabel, wystąpił o przedłużenie okresu eksploatacji, Komisja uważa, że przeniesienie dyssynergii związanych z likwidacją w drodze jednorazowej płatności ryczałtowej ze strony państwa belgijskiego jest odpowiednie.
- (454) Ponadto przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów radioaktywnych na fundusz Hedera, odrębny podmiot publiczny, który pod kontrolą niezależnego organu rządowego (CPN/CNV) zabezpieczy środki finansowe na zamierzone cele i będzie kontrolował koszty związane z przeniesionymi zobowiązaniami, uzasadnia wyłączenie pozaeuropejskich aktywów Electrabel z portfela Electrabel i sprawia, że przeniesienie zobowiązań dotyczących odpadów radioaktywnych i wypalonego paliwa jądrowego jest odpowiednie.
- (455) Komisja uważa zatem, że komponent 2 zgłoszonego środka, w tym jego środki cząstkowe, jest odpowiedni do wyeliminowania niedoskonałości rynku związanej z niepewnymi kosztami gospodarowania odpadami i likwidacji.

8.3.3.4.3. Adekwatność komponentu 3

- (456) Komisja uważa, że technologia jądrowa jest szczególnie narażona na blokady polityczne. W związku z tym, jak już stwierdzono w motywie 306 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uważa, że porozumienie w sprawie zabezpieczeń przed zmianami w prawie jest odpowiednie do wyeliminowania niedoskonałości rynku związanej z ryzykiem politycznym i regulacyjnym, co Komisja uznała również w decyzji w sprawie SA.39487⁽¹⁴⁹⁾.

8.3.3.4.4. Wniosek dotyczący adekwatności środka

- (457) Komisja uważa, że zmiany dotyczące środka, w tym zmiana projektu kontraktu na transakcje różnicowe, wzmocnienie MPRA i wprowadzenie pułapu płatności MOCP, a także dodatkowe wyjaśnienia dotyczące połączenia środków cząstkowych są wystarczające, aby Komisja mogła stwierdzić, że komponent 1 jest odpowiedni. Komisja bierze również pod uwagę szczególne okoliczności sprawy, która dotyczy inwestycji w istniejące elektrownie jądrowe oparte na starej technologii i trwającej przez ograniczony czas. W odniesieniu do komponentów 2 i 3 w ramach formalnego postępowania wyjaśniającego nie przedstawiono dowodów pozwalających na odstąpienie od wcześniejszego wniosku Komisji, zgodnie z którym komponenty 2 i 3 są odpowiednie.
- (458) W świetle powyższego Komisja uznaje środki cząstkowe w ramach komponentu 1, komponentu 2 i komponentu 3 za odpowiedni sposób wsparcia projektu LTO.

8.3.3.5. Proporcjonalność

- (459) W ramach oceny proporcjonalności środka Komisja musi sprawdzić, czy środek jest ograniczony do minimalnej kwoty umożliwiającej skuteczne ukończenie projektu LTO pozwalające na osiągnięcie realizowanych celów.
- (460) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyjaśniła, że ocena proporcjonalności musi uwzględniać połączenie środków wsparcia zaproponowanych przez władze belgijskie, tj. połączenie komponentu 1, komponentu 2 i komponentu 3, w tym połączenie środków cząstkowych w ramach każdego komponentu.
- (461) W poniższych sekcjach Komisja oceni najpierw, czy komponent 1, komponent 2 i komponent 3 zgłoszonego środka, w tym ich środki cząstkowe, są proporcjonalne. Ocena łącznej proporcjonalności komponentu 1, komponentu 2 i komponentu 3, a także ich potencjalnych skumulowanych skutków przedstawiono w sekcji 8.3.3.6.

⁽¹⁴⁹⁾ Zob. również motyw 103 decyzji Komisji w sprawie SA.39487 (zob. przypis 25).

8.3.3.5.1. Proporcjonalność komponentu 1

- (462) Jak zauważono w motywie 331 decyzji o wszczęciu postępowania, ustalono, że do umowy JDA++, umowy O&M i umowy ASA oraz odszkodowania na pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania transakcji zastosowano warunki rynkowe i w związku z tym można je uznać za proporcjonalne. Jak wspomniano w motywie 324 decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja przyznała, że zastosowanie procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji w odniesieniu do umowy O&M może nie być właściwe, biorąc pod uwagę wrażliwość i szczególny charakter jednostek LTO, w związku z czym proporcjonalność tej procedury można ocenić na podstawie poziomu marży uzyskanej przez Electrabel w wyniku wykonania umowy, którą to marżę należy ustalić na warunkach rynkowych. Ponieważ poziomy marż określone w umowie O&M są dostosowane do poziomów stosowanych na podstawie umowy partnerstwa LTO z Luminus, która jest odpowiednią umową referencyjną, ponieważ obejmuje podobne usługi, Komisja uznała umowę O&M za proporcjonalną. Ponadto w trakcie konsultacji publicznych w tej sprawie Komisja nie otrzymała żadnych dowodów przeciwnych w odniesieniu do proporcjonalności umowy JDA++, umowy O&M, umowy ASA ani odszkodowania na pokrycie kosztów strat w przypadku niesfinalizowania transakcji.
- (463) W decyzji o wszczęciu postępowania uznano również, że spółka JV jest proporcjonalna, ponieważ rząd belgijski i Electrabel będą korzystać ze swoich praw na równych zasadach: zarządzanie spółką JV, a także koszty i przychody będą równomiernie dzielone.
- (464) W niniejszej sekcji Komisja ocenia proporcjonalność wewnętrznej stopy zwrotu z projektu LTO, a także pozostałych finansowych środków cząstkowych w ramach komponentu 1 (płatności MOCP, instrument WCF, pożyczki SDC, pożyczki udziałowców). Aby zapewnić proporcjonalność środka pomocy państwa i uniknąć nadmiernej rekompensaty, środek pomocy państwa musi zapewniać beneficjentowi minimalną stopę zwrotu skłaniającą do dokonania inwestycji. Innymi słowy, musi zapewniać minimalną stopę, która umożliwi wypełnienie luki w finansowaniu projektu. Lukę w finansowaniu definiuje się jako różnicę między wartością bieżącą netto dla scenariusza faktycznego i scenariusza kontrfaktycznego; jest to zarazem minimalna kwota pomocy państwa potrzebna, aby środek wywołał efekt zachęty dla przedsiębiorstwa, oraz maksymalna kwota pomocy państwa proporcjonalna do uruchomienia inwestycji.
- (465) Koncepcja luki w finansowaniu jest głęboko zakorzeniona w standardowym procesie podejmowania decyzji biznesowych. Gdy przedsiębiorstwa dążące do maksymalizacji zysku podejmują decyzję w sprawie realizacji projektu, oceniają wartość wygenerowaną przez dany projekt w różnych scenariuszach działania i wybierają ten, który zapewnia najwyższą wysokość spodziewanego zwrotu. W związku z tym, aby skłonić przedsiębiorstwa do realizacji projektu, który nie zapewnia najwyższej wysokości spodziewanego zwrotu, może być konieczne stworzenie dla nich zachęty w postaci pomocy państwa wypełniającej lukę w finansowaniu.
- (466) W celu ustalenia, która część różnych ulepszeń wynika z wpływu interwencji, ponieważ taka poprawa może nastąpić nie tylko dzięki projektowi LTO, ale również wskutek innych czynników, Belgia przedstawiła scenariusz kontrfaktyczny, który nie był dostępny dla Komisji w momencie wydania decyzji o wszczęciu postępowania⁽¹⁵⁰⁾. W tym przypadku scenariusz kontrfaktyczny jest scenariuszem, w którym nie doszłoby do przedłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO, co miałyby miejsce w przypadku niezawarcia umowy z rządem belgijskim. W analizie scenariusza kontrfaktycznego wyniki interwencji porównuje się z wynikami, które zostałyby osiągnięte, gdyby interwencja nie została wdrożona. W takiej sytuacji przedsiębiorstwo Electrabel: i) kontynuowałoby eksploatację reaktorów jądrowych do pierwotnej ustawowej daty zakończenia ich eksploatacji oraz (ii) zachowałoby wszystkie zobowiązania związane z odpadami. Rząd belgijski przedstawił dane finansowe dotyczące tej kwestii, a mianowicie prognozy określonych niezdyktowanych⁽¹⁵¹⁾ wolnych przepływów środków pieniężnych związanych z eksploatacją belgijskich elektrowni jądrowych przez pozostały okres ich eksploatacji (do ustawowej daty zakończenia ich eksploatacji w 2025 r.). Belgia twierdzi, że projekt LTO nie ma wpływu na przepływy środków pieniężnych jednostek LTO przez pozostały ustawowy okres eksploatacji.
- (467) W decyzji o wszczęciu postępowania przedstawiono trzy główne wątpliwości co do proporcjonalności komponentu 1, które są istotne dla oceny Komisji. Wątpliwości te dotyczyły:
- płatności MOCP i warunków instrumentu WCF, pożyczek udziałowców i pożyczek SDC (zob. sekcja 8.3.3.5.1.1);
 - docelowej wewnętrznej stopy zwrotu w wysokości 7 % stanowiącej podstawę modelu finansowego (zob. sekcja 8.3.3.5.1.2) oraz
 - umowy EMSA (zob. sekcja 8.3.3.5.1.3).

⁽¹⁵⁰⁾ Analiza scenariusza kontrfaktycznego, o której mowa w decyzji o wszczęciu postępowania, odnosi się do scenariusza, w którym przedsiębiorstwo Engie realizowałoby projekt LTO bez osiągnięcia porozumienia z rządem belgijskim.

⁽¹⁵¹⁾ Wolne przepływy środków pieniężnych nie zostały zdyskontowane, ponieważ okres pozostały do ustawowej daty zakończenia eksploatacji wynosi mniej niż jeden rok.

8.3.3.5.1.1. Proporcjonalność środków wsparcia finansowego w ramach komponentu 1

- (468) Po pierwsze, jak wspomniano w decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja uznała, że płatności MOCP rzeczywiście zapewniają spółce JV zabezpieczenie, ponieważ każdy spadek przychodów wynikający z braku wytwarzania energii elektrycznej w okresie początkowym i w okresie eksploatacji zostanie pokryty płatnością ze strony państwa belgijskiego, co zapewni spółce JV ochronę finansową przed wszelkim ryzykiem operacyjnym. Głównym problemem związanym z płatnościami MOCP było to, że w przypadku długich nieplanowanych okresów niedostępności jednostek LTO mogły one *de facto* stanowić niemal nieograniczoną dotację dla BE-NUC. Teoretycznie, gdyby poważne nieprzewidziane zdarzenie lub seria poważnych nieprzewidzianych zdarzeń uniemożliwiły jednostkom LTO wytwarzanie energii elektrycznej przez 10 lat trwania projektu LTO, płatności MOCP mogłyby osiągnąć poziom nawet [7 000–8 000] mln EUR. Belgia przedstawiła dodatkowe wyjaśnienia dotyczące istotnego prawdopodobieństwa wystąpienia takich znaczących nieplanowanych wyłączeń (zob. motywy 114–118) oraz konsekwencji, jakie mogłyby one za sobą pociągać (zob. tabela 11), a także zobowiązała się ograniczyć płatności MOCP do 2 mld EUR (zob. motyw 121). Kwota ta, która wydaje się zgodna z praktyką branży w odniesieniu do poziomów gwarancji, odpowiada górnej granicy scenariusza, w którym obie jednostki LTO są jednocześnie niedostępne przez dwa kolejne lata. Biorąc pod uwagę okres przedłużenia eksploatacji elektrowni (ograniczony do 10 lat), uznano, że maksymalny czas, jaki można poświęcić na zidentyfikowanie i rozwiązanie problemu lub serii problemów, w zależności od ich znaczenia, przed rozważeniem możliwości zamknięcia elektrowni, wynosi dwa lata. Komisja uważa zatem, że ograniczona pułapem kwota płatności MOCP jest proporcjonalna.
- (469) Po drugie, w odniesieniu do pożyczek SDC Belgia wskazuje, że do 2028 r. pożyczki SDC pokrywają koszty w okresie, w którym jednostki LTO nie mają generować dochodu netto, i są spłacane rządowi belgijskiemu, co gwarantuje minimalizację pomocy. Jak wspomniano w decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja miała obawy dotyczące spłaty pożyczek SDC, ponieważ w praktyce pożyczki SDC stanowią linię finansowania niższego szczebla w stosunku do wszystkich innych pożyczek, a także do kapitału własnego spółki JV. Oznacza to, że mogą one nie zostać spłacone na koniec okresu LTO, jeśli produkcja energii elektrycznej nie będzie wystarczająco wysoka, co wiąże się ze znaczącym ryzykiem, którego może nie odzwierciedlać oprocentowanie ustalone na poziomie (pięcioletniej) stopy OLO⁽¹⁵²⁾ w Belgii powiększonej o 200 punktów bazowych lub 6 %, w zależności od tego, która z tych wartości będzie niższa. Belgia uściśliła, że pożyczki SDC nie zostaną spłacone wyłącznie w przypadku bardzo negatywnego scenariusza, w związku z czym ryzyko, że nie zostaną one zwrócone państwu belgijskiemu, jest bardzo niskie (zob. motyw 132). W szczególności Belgia podkreśliła, że w takim bardzo negatywnym scenariuszu nie odnotowano by również żadnego zwrotu z wkładu kapitałowego. Ryzyko związane z pożyczkami SDC odnosi się bowiem wyłącznie do ryzyka związanego z wynikami i rentownością projektu, jako że pożyczki SDC nie są wykorzystywane do finansowania kosztów kapitałowych. Jeżeli chodzi o oprocentowanie, jest ono ograniczone do maksymalnego poziomu, który nie przekracza przedziału docelowej wewnętrznej stopy zwrotu po korekcie MPRA wynoszącego 6–8 %. Komisja uważa zatem, że warunki pożyczek SDC są proporcjonalne. Jeżeli ostateczne warunki pożyczek SDC zmienią zgłoszony środek przedstawiony w niniejszej decyzji, Belgia zobowiązuje się zgłosić je Komisji.
- (470) Po trzecie, jeżeli chodzi o warunki instrumentu WCF i pożyczek udziałowców, w toku formalnego postępowania wyjaśniającego, Belgia doprecyzowała, że będą one udzielane na warunkach rynkowych, z zastosowaniem stóp procentowych, które nie zostały jeszcze ustalone, ale zostaną ustalone w oparciu o obowiązujące stopy rynkowe i wszelkie porównywalne finansowanie dłużne przez strony trzecie, które może być dostępne w danym momencie. Przygotowano dokument określający warunki obu pożyczek udziałowców oraz opisujący metodykę ustalania stopy procentowej. Belgia doprecyzowała, że metodyka ta jest zgodna z polityką Engie w zakresie ustalania cen transferowych w odniesieniu do pożyczek i z zasadą OECD dotyczącą BEPS, zapewniającą, że stopa procentowa jest ustalana na warunkach rynkowych. Zgodnie z dokumentem określającym warunki pożyczek stopa procentowa ma być stopą zmienną, ustaloną na poziomie 6-miesięcznej stopy EURIBOR powiększonej o oczekiwaną marżę w wysokości około [0–3] %. Komisja zauważa, że marża dodana do sześciomiesięcznej stopy EURIBOR zostanie oszacowana na podstawie [...], który jest powszechnie uznanym i stosowanym narzędziem szacowania spreadów marży na podstawie kryteriów takich jak termin zapadalności, zdolność kredytowa oraz waluta pożyczki i pożyczkobiorcy. Jeśli chodzi o rating, który będzie brany pod uwagę przy szacowaniu marży dla spółki JV, w związku z brakiem formalnego ratingu BE-NUC przyznanego przez agencję ratingową, Belgia szacuje go na podstawie najniższego ratingu kredytowego udziałowców tego podmiotu. Są to państwo belgijskie (rating Moody's na poziomie Aa3⁽¹⁵³⁾ potwierdzony na stronie internetowej

⁽¹⁵²⁾ Odpowiada to szacowanemu okresowi trwania pożyczek SDC (5 lat).

⁽¹⁵³⁾ Odpowiednik AA- w terminologii ratingowej S&P i Fitch.

rządu belgijskiego ⁽¹⁵⁴⁾, rating S&P na poziomie AA i rating Fitch na poziomie AA- potwierdzony na stronie internetowej rządu belgijskiego i zweryfikowany przez Komisję Europejską na portalu S&P Capital IQ Pro ⁽¹⁵⁵⁾ w dniu 16 stycznia 2025 r.) oraz Electrabel (rating Moody's na poziomie Baa1 ⁽¹⁵⁶⁾ zgodnie z publicznie dostępnym sprawozdaniem z 10 lipca 2024 r. ⁽¹⁵⁷⁾ i rating Fitch na poziomie BBB+ zgodnie z publicznie dostępnymi informacjami na stronie internetowej Fitch ⁽¹⁵⁸⁾). Jest to standardowe podejście, zwłaszcza biorąc pod uwagę, że jednostki LTO stanowią podstawową działalność Electrabel, dodatkowo wspieraną przez nieograniczoną gwarancję spółki dominującej Engie (rating Moody's na poziomie Baa1 ⁽¹⁵⁹⁾ i rating Fitch na poziomie BBB+ ⁽¹⁶⁰⁾), oraz biorąc pod uwagę strukturę kapitałową spółki JV. Komisja uważa zatem, że warunki instrumentu WCF i pożyczek udziałowców są proporcjonalne. Jeżeli ostateczne warunki instrumentu WCF i pożyczek udziałowców zmieniają zgłoszony środek przedstawiony w niniejszej decyzji, Belgia zobowiązuje się zgłosić je Komisji.

- (471) Biorąc pod uwagę wprowadzenie pułapu płatności MOCP oraz dodatkowe wyjaśnienia dotyczące pożyczek SDC oraz warunków instrumentu WCF i pożyczek udziałowców, Komisja uważa, że płatności MOCP, instrument WCF, pożyczki SDC i pożyczki udziałowców są proporcjonalne.

8.3.3.5.1.2. Proporcjonalność docelowego zwrotu w wysokości 7 % (na którym opiera się kontrakt na transakcje różnicowe)

- (472) W ramach umowy w sprawie wynagradzania między stronami będzie obowiązywać dwukierunkowy kontrakt różnicowy. Komisja oceniła metodykę ustalania kursu wykonania, w tym poprzez sprawdzenie parametrów wprowadzonych do modelu finansowego, który określa poziom kursu wykonania. Jak wspomniano w motywie 71, w scenariuszu podstawowym modelu finansowego stanowiącego podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania oraz leżącego u podstaw umowy wykonawczej podpisanej 13 grudnia 2023 r. Belgia zakłada, że koszty modernizacji dwóch reaktorów wyniosą [2–2,5] mld EUR wydatków kapitałowych, co przekłada się na kurs wykonania na poziomie [80–90] EUR/MWh, zapewniający wewnętrzną stopę zwrotu w wysokości 7 % w całym okresie eksploatacji jednostek LTO. Innymi słowy zdyskontowanie wolnych przepływów środków pieniężnych według stopy po opodatkowaniu wynoszącej 7 % dałoby wartość bieżącą netto równą zero, co wskazuje na proporcjonalność wewnętrznej stopy zwrotu i wypełnia lukę w finansowaniu. Ponadto Belgia wskazuje, że w umowie w sprawie wynagradzania przewidziano mechanizm podziału ryzyka i korzyści (MPRA), za pośrednictwem którego Engie częściowo dzieli ryzyko z państwem belgijskim, gdy ceny rynkowe okażą się niższe lub wyższe niż przewidywano w scenariuszu podstawowym. Przy niższych cenach docelowy zwrot (w postaci niższego kursu wykonania) spada z 7 % do 6 %, natomiast przy wyższych cenach docelowy zwrot (w postaci wyższego kursu wykonania) wzrasta do 8 %.

- (473) W trakcie formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia przedstawiła dodatkowe wyjaśnienia, dlaczego docelowa stopa zwrotu wynosząca 7 % i przedział od 6 do 8 % są proporcjonalne, wykazując, że kwota pomocy jest ograniczona do minimum niezbędnego do wypełnienia luki w finansowaniu.

- (474) Po pierwsze, Belgia zmodyfikowała projekt kontraktu na transakcje różnicowe, tak aby produkcja energii elektrycznej z jednostek LTO była lepiej dopasowana do sygnałów rynkowych, a partner umowy EMSA nie otrzymywał żadnych zachęt do sprzedaży energii elektrycznej po cenach ujemnych. Jak wspomniano w sekcji 8.3.3.4.1, Komisja uważa, że zmieniony projekt kontraktu na transakcje różnicowe jest rzeczywiście odpowiedni.

⁽¹⁵⁴⁾ Zob. <https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating>.

⁽¹⁵⁵⁾ W portalu S&P Capital IQ Pro, do którego dostęp ma Komisja Europejska, widnieją jedynie ratingi S&P i Fitch, o ile są one dostępne.

⁽¹⁵⁶⁾ Odpowiednik BBB+ w terminologii ratingowej S&P i Fitch.

⁽¹⁵⁷⁾ Zob. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.

⁽¹⁵⁸⁾ Zob. <https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890>.

⁽¹⁵⁹⁾ Baa1 odpowiada BBB+ w terminologii ratingu kredytowego S&P i Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.

⁽¹⁶⁰⁾ Zob. <https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337>.

- (475) Po drugie, Belgia zaktualizowała analizę porównawczą i stwierdziła, że przedział rentowności wynoszący 6–8 % jest zgodny z branżowymi poziomami odniesienia, a mianowicie wewnętrzna stopa zwrotu na poziomie 7 % odpowiada premii w wysokości około 4 % powyżej stopy wolnej od ryzyka wynoszącej około 3 % (zob. sekcja 3.3.1.3.1.1). W przedstawionej przez Belgię międzynarodowej analizie porównawczej wykorzystano, w miarę możliwości, porównywalne przedsiębiorstwa i projekty. Biorąc pod uwagę, że sektor jądrowy opiera się na bardzo specyficznym i dostosowanym do potrzeb finansowaniu, często przy silnym zaangażowaniu rządu, zaproponowanie punktu odniesienia dla dokładnie równoważnych mechanizmów wydaje się nierealistyczne. W rzeczywistości Belgia przyznała, że różnorodność ram rynkowych i regulacyjnych, profili ryzyka, a także charakterystyk przedsiębiorstw i projektów utrudnia opracowanie w pełni porównywalnego zestawu przedsiębiorstw lub projektów. Przykłady zaproponowane przez Belgię można jednak uznać za stosowne, ponieważ opierają się one na przedsiębiorstwach i projektach posiadających aktywa jądrowe na różnych obszarach geograficznych i wykorzystujących mechanizmy finansowania najbardziej zbliżone do mechanizmów projektu. W odniesieniu do wewnętrznej stopy zwrotu wynoszącej 6–8 % okazuje się, że – podobnie jak w przypadku większości projektów o porównywalnym zakresie i środkach ochrony finansowej – parametry przyjęte przez Belgię znajdują się w dolnej części skali.
- (476) Po trzecie, Belgia zmodyfikowała mechanizm MPRA, tak aby dostosowywanie wewnętrznej stopy zwrotu do warunków rynkowych następowało szybciej (zob. sekcja 3.3.1.3.2). Dostosowanie progów MPRA z 30 % do 20 %, prowadzące do wzmocnienia mechanizmu, będzie skutkowało szybszym spadkiem wewnętrznej stopy zwrotu, gdy cena rynkowa będzie niższa niż kurs wykonania, lub szybszym wzrostem wewnętrznej stopy zwrotu, gdy cena rynkowa będzie wyższa niż kurs wykonania. Przy założeniu, że wszystkie inne czynniki są takie same, miałyby to większy wpływ na wewnętrzną stopę zwrotu JV w przypadku zmian cen rynkowych w ramach przedziału cenowego.
- (477) Po czwarte, na podstawie zaktualizowanej korekty MPRA i aktualnych prognoz dotyczących cen rynkowych Belgia obliczyła rzeczywistą stopę zwrotu, którą spółka BE-NUC uzyskałaby dzisiaj, a mianowicie 6,5 %, czyli o 0,5 punktu bazowego mniej niż stopa docelowa 7 % i w dolnej części przedziału 6–8 %. Ocena ta opiera się na zmianach na rynkach energii elektrycznej od czasu podpisania umowy (2023 r.) oraz na fakcie, że ceny prognozowane na lata 2025–2035 uległy obniżeniu. Komisja zauważa, że ocena ta jest zgodna z aktualnymi wycenami EEX. Na dzień 16 stycznia 2025 r. prognozy dotyczące średnich cen są następujące: 79,72 EUR/MWh w 2025 r., 80,23 EUR/MWh w 2026 r., 75,75 EUR/MWh w 2027 r., 64,99 EUR/MWh w 2028 r. ⁽¹⁶¹⁾
- (478) Po piąte, Belgia porównała docelową wewnętrzną stopę zwrotu z teoretycznym kosztem kapitału, stosując dwie powszechnie akceptowane metodyki, a mianowicie średni ważony koszt kapitału (WACC) i koszt kapitału własnego (nielewarowany). Belgia obliczyła WACC, który mieści się w przedziale 6,2–7,4 %, oraz nielewarowany koszt kapitału własnego, który mieści się w przedziale 6,2–7,5 %. W tym kontekście aby dodatkowo potwierdzić, czy docelowa wewnętrzna stopa zwrotu jest proporcjonalna, Komisja porównała docelowy WACC Belgii z rynkowym przedziałem WACC ⁽¹⁶²⁾. Docelowa wewnętrzna stopa zwrotu w wysokości wykraczającej poza ten przedział oznacza nieproporcjonalnie wysoki poziom zwrotu, a w wysokości niższej od tego przedziału – nieproporcjonalnie niski poziom zwrotu (nieakceptowalny dla inwestorów na rynku). Aby oszacować teoretyczny zakres WACC na podstawie danych rynkowych, Komisja opiera się na standardowym wzorze WACC, stosowanym również przez Belgię i opisanym w sekcji 3.3.1.3.1.2.1.
- (479) W przypadku kosztu kapitału własnego Komisja oparła się na standardowym wzorze CAPM, zastosowanym również przez Belgię i opisanym w sekcji 3.3.1.3.1.2.2, szacując każdy z jego elementów na podstawie danych rynkowych, jak wyjaśniono poniżej.
- (480) Podobnie jak Belgia Komisja opiera się na rentowności 10-letnich belgijskich obligacji skarbowych (OLO), która dobrze odzwierciedla denominowany w euro czynnik wolny od ryzyka w ratingu kredytowym Belgii i jest spójna z 10-letnim okresem trwania projektu. Jeżeli chodzi o okres uśredniania, Komisja wzięła pod uwagę zarówno

⁽¹⁶¹⁾ Zob. <https://www.eex.com/en/market-data>.

⁽¹⁶²⁾ Biorąc pod uwagę, że parametry rynkowe stosowane w odniesieniu do nielewarowanego kosztu kapitału własnego i WACC są takie same, w niniejszej sekcji Komisja skoncentruje się na obliczeniach WACC.

6-miesięczną, jak i 12-miesięczną średnią kroczącą wynoszącą we wrześniu 2024 r. odpowiednio 3,01 % i 3,03 %⁽¹⁶³⁾. Szacowany przedział stopy wolnej od ryzyka mieści się zatem w dolnych i górnych szacunkach obliczonych przez Belgię, wynoszących 2,8 % i 3,11 % (na podstawie 12-miesięcznej średniej kroczącej, odpowiednio w połowie 2023 r. i na koniec 2023 r.). Szacunki te są również zgodne ze średnimi stopami wolnymi od ryzyka stosowanymi w Belgii według danych Fernandez i in.⁽¹⁶⁴⁾ z początku 2024 r.

- (481) W odniesieniu do premii z tytułu ryzyka rynkowego Belgia przyjmuje przedział od 5,27 % do 5,75 % na podstawie danych Damodarana i Kroll (zob. tabela 8). Są to powszechnie uznane bazy danych, wykorzystywane w świecie finansów i biznesu. Komisja uznaje te źródła za wiarygodne i przyjmuje w swoim scenariuszu niskich kosztów średnią danych Damodarana (5,27 %), a w scenariuszu zakładającym wysokie koszty – zachowawczą wartość przyjętą przez Belgię wynoszącą 5,75 %. Na potrzeby swojego scenariusza bazowego Komisja uwzględniła trzecie powszechnie uznawane źródło danych, a mianowicie dane z corocznego badania opublikowanego przez Fernandez i in.⁽¹⁶⁵⁾, w którym premię z tytułu ryzyka rynkowego na początku 2024 r. oszacowano na 5,7 %. Ze względów ostrożności na potrzeby scenariusza bazowego Komisja przyjmuje średnią z tych trzech źródeł (Damodaran, Kroll i Fernandez), która wynosi 5,57 %.
- (482) Jeżeli chodzi o nielewarowany współczynnik beta, Komisja oceniła obie metodyki przedstawione przez Belgię, które opierają się na średniej arytmetycznej i medianie dźwigni finansowej (dług/kapitał własny) pięciu porównywalnych przedsiębiorstw użyteczności publicznej oraz współczynnikach beta szacowanych z częstotliwością dzienną jako 5-letnie średnie kroczące od połowy 2023 r. Komisja uważa tę metodykę i źródło danych (Bloomberg) za zgodne z powszechnie uznaną metodyką⁽¹⁶⁶⁾. Na potrzeby swojego scenariusza bazowego Komisja przyjmuje średnią dolnych ([0,40–1,00]) i górnych ([0,40–1,00]) szacunków dla swojego scenariusza bazowego ([0,40–1,00]). Na potrzeby procesu odlewarowania i lewarowania szacunków współczynnika beta Komisja, podobnie jak Belgia, opiera się również na podejściu Hamady (jak opisano w tabeli 6) i stosuje, ze względów ostrożności, dolną granicę szacowanej przez Belgię docelowej dźwigni finansowej (dług/kapitał własny) wynoszącą 53 %.
- (483) Jeżeli chodzi o wskaźnik dźwigni finansowej⁽¹⁶⁷⁾, Komisja zauważa, że przedział 34,6–35,2 % (zob. tabela 6) wynika z docelowej dźwigni finansowej wynoszącej od 53 % do 54,5 % w oparciu o porównywalne przedsiębiorstwa wykorzystane do oszacowania współczynnika beta, jak opisano w motywie 482. Ze względów ostrożności w swoim scenariuszu bazowym Komisja stosuje dolną granicę szacunków⁽¹⁶⁸⁾.
- (484) W odniesieniu do szacowania kosztów obsługi długu przed opodatkowaniem Belgia stosuje powszechnie uznaną metodykę polegającą na dodaniu do stopy wolnej od ryzyka spreadu korporacyjnego (uzależnionego od branży, w której działa przedsiębiorstwo). Zgodnie z tą metodyką w odniesieniu do scenariusza bazowego Komisja dodaje do stopy procentowej wolnej od ryzyka wynoszącej 3,03 % (scenariusz bazowy) średnie spready korporacyjne z początku 2023 r. i początku 2024 r. wynoszące odpowiednio 2,69 % i 2,17 %.⁽¹⁶⁹⁾

⁽¹⁶³⁾ Dane uzyskane z S&P Capital IQ Pro 4 września 2024 r.

⁽¹⁶⁴⁾ Powszechnie uznawane źródło danych. Prof. Fernandez i in. publikują co roku badanie dotyczące premii z tytułu ryzyka rynkowego i stopy wolnej od ryzyka stosowanej w wielu krajach. Badanie z 2024 r., z którego wynika, że średnia stopa wolna od ryzyka wynosi 3,1 %, jest dostępne pod linkiem poniżej. Badanie: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 by Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín - https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

⁽¹⁶⁵⁾ Powszechnie uznawane źródło danych. Prof. Fernandez i in. publikują co roku badanie dotyczące premii z tytułu ryzyka rynkowego i stopy wolnej od ryzyka stosowanej w wielu krajach. Badanie z 2024 r., z którego wynika, że średnia premia z tytułu ryzyka rynkowego wynosi 5,7 %, jest dostępne pod linkiem poniżej. Badanie: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 by Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín: SSRN.

⁽¹⁶⁶⁾ Wykorzystanie 5-letniej średniej kroczącej z dzienną częstotliwością pozwala wygładzić krótkoterminową zmienność i zapewnić bardziej stabilną miarę ryzyka.

⁽¹⁶⁷⁾ Wskaźnik dźwigni finansowej (zadłużenie/kapitał ogółem) wywodzi się z docelowej dźwigni finansowej stosowanej w procesie odlewarowania i lewarowania szacunków współczynnika beta, jak opisano w sekcji 3.3.1.3.1.2. Wskaźnik dźwigni finansowej oblicza się jako (docelowa dźwignia)/(1+ docelowa dźwignia).

⁽¹⁶⁸⁾ Wskaźnik dźwigni finansowej jest również zasadniczo zgodny z danymi branżowymi przekazanymi przez Damodarana, który szacuje, że średni wskaźnik dźwigni finansowej dla sektora energetycznego w 2023 r. wynosi 39,25 % (dane opublikowane w styczniu 2024 r., dostępne pod adresem https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

⁽¹⁶⁹⁾ Dane ze strony internetowej Damodarana, podstrona „Archived data” (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), pliki dotyczące 1/24 i 1/23 dla Europy w sekcji „Cost of Capital by Industry”.

- (485) Wnioski Komisji dotyczące WACC przedstawiono w tabeli 17 poniżej. W tabeli przedstawiono trzy scenariusze WACC, wynikające z trzech zbiorów założeń: scenariusz Belgii zakładający niskie koszty, scenariusz bazowy Komisji i scenariusz Belgii zakładający wysokie koszty.

Tabela 17
Trzy scenariusze WACC

Scenariusze (*)	Belgia niskie koszty	Komisja bazowy	Belgia wysokie koszty
Stopa wolna od ryzyka	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Premia z tytułu ryzyka rynkowego	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Lewarowany współczynnik beta	[0,40–1,00]	[1,00–1,60]	[1,00–1,60]
Koszty obsługi długu przed opodatkowaniem	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Wskaźnik dźwigni finansowej	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Stawka podatkowa	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Liczby zaokrąglone do pierwszego miejsca po przecinku

- (486) Parametry WACC przedstawione w tabeli 17 przekładają się na WACC wynoszący około 7,0 % w scenariuszu bazowym Komisji oraz mieszczący się w przedziale oszacowanym przez Belgię w scenariuszach niskich i wysokich kosztów. Docelowa wewnętrzna stopa zwrotu wynosząca 7 % mieści się w tym przedziale. Należy zauważyć, że:
- dane te nie obejmują żadnej specjalnej premii z tytułu ryzyka związanego z działalnością jądrową ani innych premii, takich jak premia za ryzyko płynności, odzwierciedlających ograniczenie ryzyka wynikające z różnych środków opisanych w powyższych sekcjach ⁽¹⁷⁰⁾;
 - szacunki współczynnika beta i dźwigni finansowej opierają się na średniej arytmetycznej wybranych porównywalnych przedsiębiorstw. Jeśli chodzi o współczynnik beta, w dodatkowych wyjaśnieniach dotyczących zakresu szacunków kosztów kapitału przedstawionych w grudniu 2024 r i omówionych w sekcji 3.3.1.3.1.2 Belgia podkreśla jednak, że średnia arytmetyczna porównywalnych współczynników beta nie odzwierciedlałyby w pełni ryzyka rynkowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej zajmującego się wytwarzaniem energii jądrowej, ponieważ przypisuje ona jednakową wagę przedsiębiorstwom o różnym składzie portfela ⁽¹⁷¹⁾. Z tego powodu Belgia przedstawiła nieznacznie skorygowane szacunki nielewarowanego współczynnika beta odpowiadające średniej arytmetycznej wszystkich porównywalnych przedsiębiorstw z wyjątkiem przedsiębiorstwa o najniższym udziale energii jądrowej w aktywach, co daje wartość [0,40–1,00], oraz średniej nielewarowanych współczynników beta dwóch przedsiębiorstw o największej ekspozycji na energię jądrową, co daje wartość [0,40–1,00]. Komisja uznaje zasadność uwag przedstawionych przez Belgię. Gdyby w scenariuszu bazowym Komisji do obliczenia WACC zastosowano średnią ([0,40–1,00]) dwóch szacunków nielewarowanego wskaźnika beta, oszacowana wartość WACC byłaby nieco wyższa i wynosiła 7,12 %;
 - przy uwzględnieniu zmienionych prognoz cen rynkowych (energii elektrycznej), o których mowa w sekcji 3.3.1.3.1.3, szacowana wewnętrzna stopa zwrotu wynosi w rzeczywistości 6,5 %.
- (487) Ponadto, jak wspomniano w motywie 318 decyzji o wszczęciu postępowania, proporcjonalność finansowych środków cząstkowych w ramach komponentu 1 jest związana z ich adekwatnością. Jak wspomniano w sekcji 8.3.3.4.1, Komisja stwierdziła, że pakiet finansowych środków cząstkowych w ramach komponentu 1 można uznać za odpowiedni do wyeliminowania niedoskonałości rynku i ryzyka związanego z inwestycjami w energetykę jądrową.

⁽¹⁷⁰⁾ Jest to zgodne z decyzją w sprawie Dukovan.

⁽¹⁷¹⁾ Zob. Belgia, grudzień 2024 r., „SA.106107 Supplementary note - Additional explanations on the range of cost of capital estimates”: Na przykład w przypadku Iberdrola (której nielewarowany współczynnik beta wynosił [0,00–0,60]) aktywa jądrowe odpowiadały za 5 % zainstalowanej mocy, a 14 % wytwarzanej energii elektrycznej pochodziło z energii jądrowej. Jednocześnie 53 % całkowitej energii elektrycznej wytwarzanej przez Fortum pochodziło z energii jądrowej, przy wskaźniku beta wynoszącym [0,40–1,00].

- (488) Z powodów wymienionych powyżej Komisja uważa, że Belgia wystarczająco wykazała proporcjonalność projektu kontraktu na transakcje różnicowe i leżącej u jego podstaw wewnętrznej stopy zwrotu.

8.3.3.5.1.3. Proporcjonalność umowy EMSA

- (489) Ponadto podczas formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia potwierdziła, że zostanie zorganizowana procedura przetargowa dotycząca wyboru partnera umowy EMSA i wyjaśniła bardziej szczegółowo kryteria i warunki wyboru mające zastosowanie jego wyboru (zob. sekcja 3.3.1.5.1). Komisja uważa, że procedura przetargowa jest konkurencyjna, a mianowicie otwarta, jasna, przejrzysta, niedyskryminacyjna i oparta na obiektywnych kryteriach, które zostały określone ex ante zgodnie z celem środka i które minimalizują ryzyko składania ofert strategicznych. Kryteria wyboru opublikowano również na odpowiednich platformach belgijskich i unijnych, z wystarczającym wyprzedzeniem w stosunku do terminu składania wniosków, aby umożliwić skuteczną konkurencję. Belgia wdrożyła dodatkowe postanowienia i zabezpieczenia, aby zapewnić osiągnięcie celów umowy EMSA oraz odpowiednie świadczenie oczekiwanych usług (np. zaproszenie do przekazywania informacji, zaproszenie do składania kandydatur, jak wyjaśniono w sekcji 3.3.1.5.1).
- (490) Belgia zastosowała również środki służące skutecznej identyfikacji i zapobieganiu potencjalnym konfliktom interesów z Engie podczas przeprowadzania procedury przetargowej.
- (491) Aby rozwiązać wątpliwości Komisji wyrażone w motywie 328 decyzji o wszczęciu postępowania, Belgia zmieniła również projekt kontraktu na transakcje różnicowe, przyznając uprawnienia decyzyjne w zakresie modulacji ekonomicznych partnerowi umowy EMSA, który dzięki zmodyfikowanej formule wynagradzania ma odpowiednie zachęty do dostosowywania decyzji w sprawie modulacji ekonomicznej do sytuacji na rynku, zapewniając optymalne dysponowanie jednostkami LTO i optymalizując ich konserwację, a także mniejsze zachęty do produkcji w okresach ujemnych cen (zob. sekcja 8.3.3.4.1). W związku z tym Komisja uważa, że partner umowy EMSA nie będzie zachęcany do oferowania pełnej zdolności jednostek LTO na rynku dnia następnego po najniższej dozwolonej cenie.
- (492) Zmieniona formuła wynagradzania partnera umowy EMSA uwzględnia również właściwą równowagę między zwiększonym ryzykiem wyłączeń a utrzymaniem odpowiednich zachęt dla partnera umowy EMSA do dążenia do zrównoważenia. W związku z tym Komisja uważa, że przetarg na świadczenie usług w zakresie zarządzania energią przyciągnie wystarczającą liczbę oferentów.
- (493) Ponadto Belgia wyjaśniła, że przewidziano szczegółowe przepisy i środki na wypadek udziału i wyboru GEMS w przetargu lub na wypadek sytuacji, w której GEMS będzie musiał tymczasowo pełnić rolę partnera umowy EMSA, ponieważ w procedurze przetargowej nie zostanie wyłoniony zwycięski oferent (zob. sekcja 3.3.1.5.3). Komisja uważa, że środki te są wystarczające do zapewnienia niezależności partnera umowy EMSA w każdych okolicznościach.
- (494) Z powodów przedstawionych powyżej Komisja uważa, że Belgia wystarczająco wykazała proporcjonalność umowy EMSA.

8.3.3.5.2. Proporcjonalność komponentu 2

- (495) W celu ustalenia, czy przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego jest proporcjonalne, Komisja zweryfikowała, czy warunki, na jakich odbywa się przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego, zostały określone w taki sposób, aby w jak największym stopniu ograniczyć ryzyko przekroczenia kosztów dotyczące państwo oraz związaną z tym niepewność. Ze względu na charakter gospodarowania odpadami promieniotwórczymi oraz utrzymującą się niepewność co do wyboru lokalizacji i kosztów składowania nie musi to oznaczać całkowitego wykluczenia jakiegokolwiek możliwości przekroczenia kosztów, co potwierdzono w poprzednich decyzjach Komisji dotyczących zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego (zob. przypis 149).
- (496) W poprzednich sprawach Komisja zwracała również uwagę, że gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi charakteryzuje się długimi horyzontami czasowymi, co może wymagać pewnej formy interwencji państwa. Belgia argumentuje również, że konieczność interwencji państwa w celu zapewnienia odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania odpadami promieniotwórczymi jest zapisana w art. 4 ust. 1 dyrektywy 2011/70/Euratom, który przewiduje ostateczną odpowiedzialność państwa w tym zakresie, a także we Wspólnej konwencji bezpieczeństwa w postępowaniu z wypalonym paliwem jądrowym i bezpieczeństwu w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi. Belgia twierdzi, że interwencja państwa może być uzasadniona, aby uniknąć ryzyka większego obciążenia państwa w przyszłości, jeśli nie zostaną podjęte żadne działania.

- (497) Belgia zauważyła również, że zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci” określoną w zaleceniu Euratom 2006/851 belgijski operator elektrowni jądrowych przeznaczył odpowiednie środki finansowe na koszty gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi w okresie produkcyjnym siedmiu reaktorów jądrowych. CPN/CNV dokonuje systematycznego przeglądu adekwatności tych środków finansowych. Ponadto Belgia twierdzi, że obecne porozumienie w sprawie odpadów jest nadal zgodne z zasadą „zanieczyszczający płaci” i spełnia wymogi, o których mowa w art. 4 ust. 3 lit. e) i art. 5 ust. 1 lit. f) oraz art. 9 dyrektywy 2011/70/Euratom, z następujących powodów:
- a) Operator elektrowni jądrowych pozostaje odpowiedzialny za zobowiązania z tytułu likwidacji i działania mające na celu dostosowanie odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego do umownych kryteriów przeniesienia. Ponadto zdaniem Belgii wspomniane umowne kryteria przeniesienia można uznać za bardzo rygorystyczne, co dodatkowo ogranicza ryzyko podejmowane przez państwo belgijskie. Państwo nie ponosi również odpowiedzialności finansowej ani innej odpowiedzialności za zarządzanie odpadami przed przeniesieniem zobowiązań, która to odpowiedzialność leży po stronie operatora elektrowni jądrowych.
 - b) Ilość odpadów została określona z góry, a operator elektrowni jądrowych ponosi ryzyko związane z ilością: jeśli wytworzona zostanie większa ilość odpadów niż uzgodniono, uiszcza opłatę za dostosowanie ilości, natomiast w przypadku wytworzenia mniejszej ilości odpadów nie przysługuje mu zwrot.
 - c) W płatności ryczałtowej uwzględniono premię z tytułu ryzyka w celu wzięcia pod uwagę niepewności, na które zgodnie z MSR 37 (międzynarodowe standardy rachunkowości) nie było jeszcze konieczności utworzenia rezerw.
 - d) Płatność kwoty ryczałtowej w wysokości 15 mld EUR przez Electrabel następuje natychmiast, a nie w ciągu kilku dziesięcioleci. Środkami tymi zarządza i inwestuje je niezależny podmiot publiczny (Hedera), który zabezpiecza fundusze na zamierzony cel i kontroluje koszty związane z przeniesionymi zobowiązaniami, pod nadzorem niezależnego organu rządowego (CPN/CNV). Zapewnia to dostępność środków finansowych w momencie rozpoczęcia trwałego składowania odpadów promieniotwórczych i zmniejsza ryzyko związane z potencjalną niewypłacalnością spółki Electrabel. Dzięki z góry wypłaconej kwocie ryczałtowej w wysokości kwot maksymalnych państwo belgijskie będzie miało już do dyspozycji środki finansowe i nie będzie uzależnione od istnienia prywatnego operatora elektrowni jądrowych w odległej przyszłości.
- (498) W motywach 337–340 decyzji o wszczęciu postępowania Komisja przyznała, że w porozumieniu w sprawie odpadów zawartym między Belgią a Engie przewidziano wiele trafnych rozwiązań, takich jak: (i) natychmiastowa płatność gotówkowa, oparta na aktualnych rezerwach jądrowych (poświadczonych przez międzynarodowych biegłych rewidentów) i obejmująca premię z tytułu ryzyka, która zabezpiecza państwo belgijskie przed potencjalną niewypłacalnością operatora elektrowni jądrowych, (ii) ustanowienie opłaty za dostosowanie ilości, na wypadek gdyby ilość odpadów jądrowych była wyższa niż obecnie przewidywana, oraz (iii) uwzględnienie rygorystycznych umownych kryteriów przeniesienia.
- (499) Komisja uważa, że przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych na fundusz Hedera – odrębny podmiot publiczny, który pod kontrolą niezależnego organu rządowego (CPN/CNV) zabezpieczy środki finansowe na zamierzone cele i będzie kontrolował koszty związane z przeniesionymi zobowiązaniami – uzasadnia wyłączenie pozaeuropejskich aktywów Electrabel z portfela Electrabel (a tym samym zakończenie towarzyszącego im nadzoru CPN/CNV) i sprawia, że przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego jest odpowiednie, biorąc pod uwagę, że oszacowano, iż w chwili sfinalizowania transakcji w portfelu Electrabel będą znajdować się aktywa o wartości co najmniej 4 mld EUR. Ponadto, jak już wspomniano w motywie 334 decyzji o wszczęciu postępowania, wyłączenie to można uznać za proporcjonalne, ponieważ Engie udziela nieograniczonej i nieodwołalnej gwarancji spółki dominującej obejmującej: (i) zobowiązania Electrabel dotyczące likwidacji (co obejmuje również ryzyko, że wartość rezerw jest niewystarczająca), (ii) ryzyko wolumenu wynikające z porozumienia w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady oraz (iii) spłatę pożyczek udzielonych Synatom.
- (500) Ponadto Belgia wyjaśniła również, że model finansowy stanowiący podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania uwzględnia koszty związane z gospodarowaniem odpadami LTO i zużytym paliwem jądrowym LTO, szacowane na około 0,9 mln EUR na zestaw paliwowy (w wartościach z 2022 r.) (zob. motyw 177), w związku z czym wartości te można przypisać wyłącznie do okresu wydłużenia eksploatacji i nie zostały one uwzględnione w porozumieniu dotyczącym odpadów.

- (501) W decyzji o wszczęciu postępowania wymieniono trzy główne nierozstrzygnięte kwestie dotyczące proporcjonalności komponentu 2, które mają znaczenie dla oceny Komisji:
- a) wysokość stopy dyskontowej służącej do obliczenia wartości bieżącej przeniesionych zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych, która może nie odzwierciedlać bardzo długoterminowego ryzyka związanego z całkowitym przeniesieniem wszystkich zobowiązań z tytułu odpadów na państwo belgijskie (jak wskazano w opinii CPN/CNV);
 - b) wysokość premii z tytułu ryzyka oraz
 - c) wartość przeniesienia dodatkowych zobowiązań z tytułu likwidacji wynikających z projektu LTO, która nie była jeszcze znana w momencie dokonywania oceny przedstawionej w decyzji o wszczęciu postępowania.
- (502) Po pierwsze, aby obliczyć wartość bieżącą zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego, Belgia wybrała jeden nominalny współczynnik dyskontowy w wysokości 3 %, oparty na stopie inflacji wynoszącej 2 % i stopie rzeczywistej wynoszącej 1 %, inaczej niż w zaleceniu CPN/CNV, aby zastosować dwuetapowe podejście, zgodnie z którym przez pierwsze 30 lat stosuje się stopę dyskontową w wysokości 3,17 % (opartą na 30-letniej stopie OLO), a w kolejnym okresie stosuje się stopę dyskontową w wysokości 2,17 % (w oparciu o stopę wolną od ryzyka). Komisja wyraziła wątpliwości, dlaczego Belgia odeszła od podejścia CPN/CNV.
- (503) Jak opisano w sekcji 3.3.2.3.1, Belgia wyjaśniła, że stopa dyskontowa w wysokości 3 % jest zachowawczą stopą długoterminową, porównując ją z symulowaną pojedynczą stopą odpowiadającą dwuetapowemu podejściu CPN/CNV (obliczaną dla różnych momentów czasowych) i ostateczną stopą forward EIOPA. Jak pokazano w tabeli 14, porównując stopę dyskontową na poziomie 3 % z tymi innymi stopami referencyjnymi obliczonymi dla różnych momentów od czasu podpisania porozumienia wykonawczego, stopa na poziomie 3 % znajduje się w dolnej części przedziału odniesienia.
- (504) Stopa na poziomie 3 % jest również zgodna z belgijską 30-letnią stopą OLO i wydaje się najlepszym dostępnym oszacowaniem, zgodnym z praktyką rynkową, biorąc pod uwagę wydłużony okres oraz fakt, że wartość 3 % stanowi już dolną granicę różnych szacunków. Jest ona również znacznie niższa niż stopa dyskontowa w wysokości 4,58 % zastosowana przez Niemcy i zatwierdzona przez Komisję w podobnej sprawie SA.45296.
- (505) W obliczeniach limitu odpowiedzialności za odpady Belgia przyjmuje stałą stopę inflacji na poziomie 2 %, która jest długoterminowym celem inflacyjnym EBC. CPN/CNV wyraziło obawy, że rzeczywista inflacja kosztów związanych z budową obiektów jądrowych (na podstawie wskaźnika ABEX) może być wyższa niż cel inflacyjny EBC na poziomie 2 % (zob. motyw 278). Belgia twierdzi, że cel inflacyjny EBC na poziomie 2 % jest odpowiednim wskaźnikiem zastępczym inflacji na potrzeby obliczenia limitu odpowiedzialności za odpady, ponieważ: (i) wskaźnik ABEX jest jedynie niedoskonałym wskaźnikiem zastępczym kosztów budowy obiektów jądrowych, ponieważ dotyczy wyłącznie budownictwa mieszkaniowego oraz (ii) strukturalne tendencje leżące u podstaw wskaźnika ABEX i wskaźnika CPI są podobne. Komisja zgadza się z argumentacją Belgii, aby za odnośną stopę inflacji przyjąć docelową stopę EBC wynoszącą 2 %, zgodnie z praktyką rynkową.
- (506) W związku z tym Komisja stwierdza, że stopę dyskontową na poziomie 3 % można uznać za zachowawczą, a zatem proporcjonalną.
- (507) Po drugie, jeżeli chodzi o wysokość premii z tytułu ryzyka, Belgia wyjaśniła, że w oparciu o notę techniczną ONDRAF/NIRAS do kwoty bazowej 9 815 mln EUR dodano znaczną dodatkową premię z tytułu ryzyka w wysokości 5 185 mln EUR w celu uwzględnienia pozostałych niepewności.
- (508) Na etapie formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia doprecyzowała, w jaki sposób przy obliczaniu premii z tytułu ryzyka uwzględniono niepewność i ryzyko związane z przeniesieniem odpowiedzialności finansowej za gospodarowanie odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym z siedmiu belgijskich elektrowni jądrowych na państwo belgijskie, jak wskazano w nocie ONDRAF/NIRAS (zob. tabela 15).
- (509) Komisja przyznaje, że nie jest łatwo określić ilościowo wszystkie te rodzaje ryzyka i ocenić ich prawdopodobieństwo. Komisja uważa jednak, że premia z tytułu ryzyka przewidziana w porozumieniu w sprawie limitu odpowiedzialności za odpady powinna obejmować wszystkie rodzaje ryzyka „mniej prawdopodobne niż prawdopodobne” wskazane w nocie ONDRAF/NIRAS, i w związku z tym uznaje premię z tytułu ryzyka w wysokości 5 185 mln EUR za proporcjonalną.

- (510) Po trzecie, jeżeli chodzi o obliczenie kwoty dyssynergii związanych z likwidacją, Komisja przyjmuje do wiadomości zalecenie CPN/CNV dotyczące zmniejszenia kwoty zaproponowanej przez grupę Engie do [100–500] mln EUR (w ujęciu nominalnym) (zob. motyw 200) i uznaje tę kwotę za proporcjonalną.
- (511) W świetle powyższego rozumowania i dodatkowych wyjaśnień przedstawionych przez Belgię Komisja uważa, że komponent 2 środka jest proporcjonalny.

8.3.3.5.3. Proporcjonalność komponentu 3

- (512) Postanowienia dotyczące zabezpieczeń przed zmianami w prawie uzgodnione z Engie przewidują, że państwo belgijskie wypłaci Engie odszkodowanie za bezpośrednie straty, jakie przedsiębiorstwo to rzeczywiście poniosło, za każdym razem, gdy zostaną przyjęte nowe przepisy dotyczące operatorów elektrowni jądrowych w Belgii lub działalności Electrabel związanej z energetyką jądrową, mające negatywny wpływ na warunki transakcji.
- (513) W przypadku jednostronnego działania państwa belgijskiego skutkującego przedwczesnym wyłączeniem reaktorów jądrowych Doel 4 i Tihange 3 lub zmianą parametrów ekonomicznych określonych w umowach właściciele elektrowni jądrowych mogą uruchomić klauzule kompensacyjne zawarte w umowach i zwrócić się do sądu lub trybunału arbitrażowego o odszkodowanie. Powód musi udowodnić swoje roszczenie, a wysokość odszkodowania nie jest ustalana przez państwo belgijskie ani przez właścicieli reaktorów jądrowych, lecz przez osobę trzecią.
- (514) Jak już wspomniano w decyzji o wszczęciu postępowania, postępowanie przed sądem lub trybunałem arbitrażowym mające na celu ustalenie kwoty szkody podlegającej odszkodowaniu powinno zapewnić, że kwota pomocy będzie ograniczona do minimum, a tym samym proporcjonalna.

8.3.3.5.4. Wniosek dotyczący proporcjonalności środka

- (515) Komisja uważa, że zmiany dotyczące środka, w tym zmiana projektu kontraktu na transakcje różnicowe, wzmocnienie MPRA i wprowadzenie pułapu płatności MOCP, a także dodatkowe wyjaśnienia dotyczące połączenia środków cząstkowych są wystarczające, aby Komisja mogła stwierdzić, że komponent 1 jest proporcjonalny. Komisja bierze również pod uwagę szczególne okoliczności sprawy, która dotyczy inwestycji w istniejące elektrownie jądrowe oparte na starej technologii i trwającej przez ograniczony okres 10 lat. Ponadto Komisja uważa, że dodatkowe wyjaśnienia dotyczące obliczania stopy dyskontowej i premii z tytułu ryzyka są wystarczające, aby móc stwierdzić proporcjonalność komponentu 2 środka. Co więcej, w odniesieniu do komponentu 3 w ramach formalnego postępowania wyjaśniającego nie przedstawiono dowodów pozwalających na odstąpienie od wcześniejszego wniosku Komisji, zgodnie z którym komponent 3 jest proporcjonalny.
- (516) W świetle powyższego Komisja uznaje, że środki cząstkowe w ramach komponentu 1, komponentu 2 i komponentu 3 stanowią proporcjonalny sposób wsparcia projektu LTO.

8.3.3.6. Połączenie trzech komponentów i potencjalne skumulowane skutki

- (517) W odpowiedzi na decyzję o wszczęciu postępowania (zob. sekcja 4.4.4) Belgia stwierdziła, że komponenty 1, 2 i 3 środka, chociaż służą temu samemu celowi wydłużenia okresu eksploatacji jednostek LTO i zostały przyjęte w tym samym czasie, różnią się pod względem przedmiotu, charakteru, celu i beneficjentów, w związku z czym można uznać, że wszystkie komponenty i komponenty cząstkowe środka wzajemnie się uzupełniają, co ogranicza wystąpienie wszelkich potencjalnych skumulowanych skutków.

- (518) Jeżeli chodzi o twierdzenia Belgii (zob. motywy 517 i 419), że każdy z trzech komponentów projektu LTO dotyczy konkretnego rodzaju ryzyka lub konkretnego zestawu rodzajów ryzyka i konkretnych niedoskonałości rynku, o których mowa w motywie 418, Komisja potwierdziła we wcześniejszych decyzjach dotyczących energii jądrowej, że połączenie tych szczególnych rodzajów ryzyka i niedoskonałości rynku jest wyjątkowe dla technologii jądrowej⁽¹⁷²⁾ i stanowi ogólną cechę wszystkich rynków UE, w tym belgijskiego rynku energii elektrycznej.
- (519) Komisja uważa, że każdy z trzech komponentów środka dotyczy innego rodzaju ryzyka i innej niedoskonałości rynku oraz że te trzy komponenty nie pokrywają się pod tym względem. W związku z tym Komisja stwierdza, że w celu uwzględnienia wszystkich zidentyfikowanych rodzajów ryzyka związanych z technologią jądrową (ryzyko techniczne i ryzyko związane z zarządzaniem projektami, ryzyko rynkowe i inwestycyjne, ryzyko długoterminowe związane z gospodarowaniem odpadami jądrowymi oraz likwidacją i demontażem elektrowni jądrowych, ryzyko regulacyjne i ryzyko polityczne) połączenie trzech komponentów środka (komponent 1, komponent 2 i komponent 3) jest konieczne i odpowiednie.
- (520) Jeżeli chodzi o proporcjonalność połączonego zestawu środków, w decyzji o wszczęciu postępowania Komisja uznała, że Belgia nie wykazała w wystarczającym stopniu wzajemnego wpływu trzech komponentów środka, w szczególności w odniesieniu do proporcjonalności połączonego zestawu wszystkich środków częściowych.
- (521) W toku formalnego postępowania wyjaśniającego Belgia doprecyzowała, że z jednej strony model finansowy, na którym opierają się środki wsparcia finansowego w ramach komponentu 1, uwzględnia dodatkowe koszty związane z odpadami operacyjnymi i wypalonym paliwem jądrowym wytwarzanymi przez jednostki LTO w okresie LTO, a także kwotę dyssynergii związanych z likwidacją (ponoszonych przez państwo belgijskie), a z drugiej strony porozumienie w sprawie odpadów dotyczy nie tylko jednostek LTO, ale wszystkich siedmiu reaktorów jądrowych w Belgii i uwzględnia wszystkie rezerwy na zobowiązania związane z energetyką jądrową, które należało ustanowić do pierwotnego ustawowego terminu zakończenia eksploatacji siedmiu reaktorów jądrowych (zob. sekcja 3.3.2.5). W związku z tym Komisja zgadza się, że tam, gdzie to konieczne, koszty związane z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym uwzględniono w modelu finansowym komponentu 1, na którym opiera się kalibracja finansowych środków częściowych komponentu 1, a najważniejsza część porozumienia w sprawie odpadów w ramach komponentu 2 (uwzględniająca przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego do pierwotnej ustawowej daty zakończenia eksploatacji siedmiu reaktorów jądrowych) nie pokrywa się z finansowymi środkami częściowymi w ramach komponentu 1. W związku z tym Komisja stwierdza, że wpływ środków częściowych w ramach komponentu 2 został prawidłowo uwzględniony w analizie proporcjonalności komponentu 1.
- (522) Belgia przyznaje, że komponenty 2 i 3 środka (potencjalnie) zmieniają profil ryzyka Electrabel. Według Belgii komponenty 2 i 3 nie zmieniają jednak profilu ryzyka BE-NUC, głównego beneficjenta komponentu 1. W związku z tym profil ryzyka BE-NUC stanowi istotny czynnik oceny proporcjonalności komponentu 1. Jak wspomniano w sekcji 3.4, Komisja zgadza się, że każdy z trzech komponentów środka ma nieco innych beneficjentów oraz że wpływ każdego komponentu środka należy ocenić na poziomie danego beneficjenta. To powiedziawszy, głównymi beneficjentami komponentów 1 i 3 są BE-NUC i Electrabel. Zmniejszenie narażenia Electrabel i BE-NUC na ryzyko dzięki zabezpieczeniom przed zmianami w prawie przewidzianym w komponentie 3 uwzględniono na przykład w ocenie finansowych środków częściowych w ramach komponentu 1, ponieważ w zaktualizowanej analizie porównawczej docelowa wewnętrzna stopa zwrotu projektu LTO została uznana za jedną z najniższych (zob. sekcja 3.3.1.3.1.1), zbliżając się tym samym do rentowności przedsiębiorstw o ograniczonym narażeniu na ryzyko. Ponadto nie dodano żadnej dodatkowej premii z tytułu ryzyka związanego z działalnością jądrową (ani premii za ryzyko płynności) z uwagi na ograniczenie narażenia na ryzyko (zob. motyw 486 lit. a)). Co więcej, chociaż docelowa wewnętrzna stopa zwrotu wynosi 7 %, oczekiwana zrealizowana wewnętrzna stopa zwrotu wynosi 6,5 %, a nawet może być znacznie niższa, biorąc pod uwagę, że istnieje duże prawdopodobieństwo wystąpienia w każdym roku nieoczekiwanych zdarzeń, które będą mieć negatywny wpływ na zwrot z projektu (zob. sekcja 3.3.1.3.1.3).

⁽¹⁷²⁾ Zob. np. decyzja Komisji z dnia 13.1.2015 r., SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Zjednoczone Królestwo, wsparcie dla elektrowni jądrowej Hinkley Point C (Dz.U. L 109 z 28.4.2015, s. 44), motyw 385; decyzja Komisji z dnia 24 lipca 2017 r., SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Węgry, utworzenie dwóch reaktorów jądrowych w elektrowni jądrowej Paks II (Dz.U. L 317 z 1.12.2017, s. 45), motyw 322; decyzja o wszczęciu postępowania z dnia 30 czerwca 2022 r., SA.58207 (2021/N), Czechy, wsparcie dla Dukovan II, nowej elektrowni jądrowej w Czechach (Dz.U. C 299 z 5.8.2022, s. 5), motywy 182–184.

(523) W związku z tym Komisja stwierdza, że łączny skutek trzech komponentów środka został tam, gdzie to konieczne, uwzględniony w ocenie proporcjonalności, i w związku z tym stwierdza, że również połączenie trzech komponentów środka jest proporcjonalne.

8.3.3.7. Unikanie nadmiernego negatywnego wpływu na konkurencję i handel oraz test bilansujący

(524) Aby środek można było uznać za zgodny z rynkiem wewnętrznym, negatywne skutki środka w postaci nadmiernych zakłóceń konkurencji i wpływ środka na wymianę handlową pomiędzy państwami członkowskimi muszą być ograniczone i zrównoważone przez pozytywne skutki pomocy.

(525) W celu przeanalizowania wpływu na rynek Komisja zbadała wpływ na konkurencję wynikający z tego, że głównymi beneficjentami zgłoszonego środka są obecny i jedyny operator dwóch jednostek LTO, Electrabel, oraz drugie (pod względem udziałów w rynku) przedsiębiorstwo na belgijskim rynku energii elektrycznej, Luminus. Biorąc pod uwagę silną pozycję Electrabel na wysoce skoncentrowanym belgijskim rynku energii elektrycznej (zob. sekcja 2.5), wybór Electrabel jako głównego beneficjenta pomocy wzbudził wątpliwości co do potencjalnego nadmiernego zakłócenia struktury rynku.

(526) W sekcji 4.3.3.1 decyzji o wszczęciu postępowania Komisja poddała ocenie fakt, że Electrabel (jako istotny beneficjent projektu LTO i jedyny operator jednostek LTO) został wybrany bez przeprowadzenia procedury przetargowej, procedury wyboru lub publicznego zaproszenia do wyrażenia zainteresowania. W związku z tym nie było jasne, czy wzięto pod uwagę innych potencjalnych operatorów, co rodzi pytanie, czy Electrabel będzie najbardziej efektywnym operatorem i na jakiej podstawie technicznej lub ekonomicznej wybrano Electrabel.

(527) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja rozpatrzyła następujące argumenty, aby stwierdzić, że wybór Electrabel bez przeprowadzenia przetargu nie spowoduje potencjalnego nadmiernego zakłócenia struktury rynku:

- a) Electrabel zawsze był jedynym operatorem elektrowni jądrowych w Belgii, a zatem posiada wymagane doświadczenie w eksploatacji istniejących belgijskich elektrowni jądrowych oraz wymagane zezwolenia. W związku z tym nie ma alternatywnego operatora, który byłby bardziej odpowiednim podmiotem do pełnienia roli operatora przedmiotowych reaktorów jądrowych (zob. motyw 22).
- b) W innych sprawach, obejmujących budowę nowych reaktorów jądrowych (np. Paks II⁽¹⁷³⁾), beneficjenta pomocy w zakresie eksploatacji elektrowni nie wybrano w drodze przetargu.
- c) Pomoc przyznawana jest na ograniczony okres (10 lat) i wspiera jedynie dalszą eksploatację dwóch elektrowni jądrowych, a nie nowe inwestycje.

(528) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja odniosła się również do silnej pozycji Engie na belgijskim rynku energii elektrycznej i wyraziła obawy dotyczące potencjalnych nadmiernych zakłóceń struktury rynku ze względu na omawiany środek pomocy. Komisja miała wątpliwości i pytania w tym zakresie, w szczególności dotyczące:

- a) projektu kontraktu na transakcje różnicowe,
- b) niezależności partnera umowy EMSA, wyznaczonego do sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowej,
- c) potencjalnego wyparcia alternatywnych inwestycji w wyniku zastosowania środka.

⁽¹⁷³⁾ Zob. przypis 145.

- (529) Po pierwsze, jak wyjaśniono bardziej szczegółowo w sekcji 3.3.1.3.2 i oceniono w sekcji 8.3.3.4.1, Belgia zmieniła projekt kontraktu na transakcje różnicowe, przyznając uprawnienia decyzyjne do modulacji partnerowi umowy EMSA, który – dzięki zmienionej formule wynagrodzenia – jest zachęcany do przeprowadzania modulacji ekonomicznych, gdy ceny rynkowe są niższe, oraz do nieprzeprowadzania modulacji ekonomicznych, gdy ceny rynkowe są wyższe (inaczej niż w pierwotnym projekcie kontraktu na transakcje różnicowe, zgodnie z którym operator elektrowni jądrowych miał zachęty do ciągłej produkcji). Komisja zakwestionowała również zastosowanie w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe ceny na rynku dnia następnego jako rynkowej ceny referencyjnej. Belgia nie zmieniła rynkowej ceny referencyjnej, argumentując w tym względzie, że wykorzystanie w kontrakcie na transakcje różnicowe produktu długoterminowego jest mniej odpowiednie ze względu na ograniczoną produkcję na etapie rozruchu projektu LTO (kiedy jednocześnie prowadzone będą prace związane z LTO), ryzyko wyłączeń w całym okresie realizacji projektu LTO i jednoczesne zmniejszenie floty jądrowej z 7 do 2 reaktorów jądrowych (zob. motyw 98). Belgia ma możliwość zmiany wyboru rynkowej ceny referencyjnej po 3,5 roku (zob. motyw 100). Belgia potwierdza również, że kontrahent kontraktu na transakcje różnicowe (BE-WATT) opracuje strategię zarządzania ryzykiem w odniesieniu do swojej otwartej pozycji, jak przewidziano w prawie, oraz że jej wdrożenie przyczyni się do zapewnienia płynności na rynkach terminowych energii elektrycznej (zob. motyw 99).
- (530) Po drugie, Belgia potwierdziła, że umowa EMSA zostanie przyznana w drodze otwartej, konkurencyjnej procedury przetargowej w celu wyboru niezależnego partnera umowy EMSA, który będzie sprzedawać energię elektryczną wyprodukowaną przez jednostki LTO. Organizacja przetargu rozwiązuje wątpliwości Komisji dotyczące procedury przyznania umowy EMSA. Jeżeli chodzi o wątpliwości Komisji dotyczące niezależności partnera umowy EMSA, w szczególności w przypadku, gdy przetarg nie przyniesie rozstrzygnięcia, a za sprzedaż energii elektrycznej w pierwszym roku będzie odpowiadać GEMS, oddział handlowy Engie, lub w przypadku, gdy GEMS zostanie wybrany na partnera umowy EMSA w drodze przetargu, Belgia wyjaśniła bardziej szczegółowo dodatkowe zabezpieczenia, które zostaną wprowadzone w takich przypadkach (zob. sekcja 3.3.1.5.3).
- (531) Ponadto, jak już wspomniano w decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja wyraziła zaniepokojenie faktem, że projekt LTO pozostawi zbyt mało miejsca na inne projekty inwestycyjne w sektorze energetycznym. Na potencjalne negatywne skutki projektu LTO dla inwestycji w energię ze źródeł odnawialnych (zob. sekcja 6.2.3.1) zwracano również uwagę w niektórych uwagach osób trzecich. Komisja uważa, że twierdzenia osób trzecich nie były wystarczająco uzasadnione, i jest zdania, że projekt LTO nie zrekompensuje w pełni niewystarczającej zdolności wytwarzania energii elektrycznej w latach 2025–2035 z następujących powodów:
- a) W najnowszym badaniu Elia dotyczącym wystarczalności zasobów (NRAA z 2023 r.) wspomniano, że dodatkowe 2 GW mocy jednostek LTO nie wystarczą do zaspokojenia spodziewanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu najbliższych 10 lat.
 - b) Za pośrednictwem belgijskiego mechanizmu zdolności wytwórczych inne nowe i istniejące technologie wytwarzania energii (w szczególności wytwarzanie energii ciepłej, odpowiedź odbioru i magazynowanie) mają dostęp do finansowania przez krótki lub dłuższy okres (umowy dotyczące mechanizmu zdolności wytwórczych są udzielane na okres 1, 3, 8 lub 15 lat). W związku z tym projekt LTO nie wpłynie nadmiernie na sytuację innych technologii wytwarzania energii w Belgii i nie zniechęci do inwestycji w nowe instalacje ciepłe, odpowiedź odbioru i magazynowanie do 2035 r.
 - c) Nic nie wskazuje na to, by Belgia miała zaprzestać wspierania rozwoju nowych zdolności wytwórczych z odnawialnych źródeł energii. Na przykład w 2024 r. Komisja zatwierdziła plany Belgii dotyczące budowy farm wiatrowych na Morzu Północnym w ramach projektu dotyczącego morskiej energii wiatrowej Princess Elisabeth (zob. przypis 148).
- (532) Z wyżej wymienionych powodów Komisja nie ma przesłanek wskazujących na to, że projekt LTO uniemożliwi nowym podmiotom wejście na rynek produkcji energii elektrycznej w Belgii lub zapobiegnie rozwojowi nowych zdolności wytwórczych przez inne podmioty. W związku z tym oczekuje się, że wpływ projektu LTO na rynek detaliczny również pozostanie ograniczony.
- (533) Komisja zauważa także, że koncentracja belgijskiego rynku energii w ostatnich latach nieznacznie się zmniejszyła (zob. sekcja 2.5), a równoczesna likwidacja innych reaktorów jądrowych Engie w Belgii może wesprzeć tę tendencję.

- (534) W odniesieniu do komponentu 2 Komisja zauważyła w motywie 372 decyzji o wszczęciu postępowania, że przeniesienie zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego nie będzie miało bezpośredniego skutku w postaci poprawy sytuacji beneficjentów w stosunku do ich konkurentów. Początkowo ten komponent środka zmusi operatora elektrowni jądrowych do zapłaty wyższej kwoty gotówkowej niż kwota obecnie skumulowana w bilansach. Opłata za dostosowanie ilości, która gwarantuje, że operator elektrowni jądrowych uiszczy dodatkową kwotę w przypadku wytworzenia większej ilości odpadów jądrowych niż pierwotnie przewidywano, pełni rolę zabezpieczenia. Ponadto po przeprowadzeniu formalnego postępowania wyjaśniającego Komisja stwierdza – na podstawie dodatkowych elementów przedstawionych przez Belgię, jak wyjaśniono w sekcji 3.3.2.3 – że dokonywana z góry płatność ryczałtowa w wysokości 15 mld EUR w wystarczającym stopniu zmniejszy ryzyko ponoszone przez państwo belgijskie w związku z przejęciem zobowiązań Electrabel z tytułu odpadów jądrowych, a zatem jest proporcjonalna. Podobnie pozostałe środki cząstkowe w ramach komponentu 2 również uznano za proporcjonalne (zob. sekcja 8.3.3.5.2). W związku z tym środki cząstkowe w ramach komponentu 2 nie mają potencjalnego negatywnego wpływu na konkurencję i wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (535) Ponadto w odniesieniu do komponentu 3, jak wspomniano w motywie 373 decyzji o wszczęciu postępowania, klauzule dotyczące ochrony przed zmianami w prawie, o ile będą miały zastosowanie, mają jedynie charakter kompensacyjny. W związku z tym Komisja uważa, że nie mają one potencjalnego negatywnego wpływu na konkurencję i wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (536) Podsumowując, w świetle zmian w projekcie kontraktu na transakcje różnicowe, organizacji przetargu na umowę EMSA (oraz zmian w formule wynagradzania partnera umowy EMSA) i gwarancji niezależności partnera umowy EMSA, braku przesłanek wskazujących na to, że projekt LTO utrudni rozwój innych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Belgii, a także proporcjonalności przeniesionych zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego oraz zabezpieczeń przed zmianami w prawie Komisja uważa, że potencjalne nadmierne zakłócenia na rynku belgijskim pozostaną ograniczone.

8.3.4. *Zestawienie pozytywnych skutków pomocy z negatywnymi skutkami dla konkurencji i wymiany handlowej*

- (537) W następstwie oceny przeprowadzonej w sekcji 8.3.2 niniejszej decyzji Komisja uznaje, że środek ma na celu promowanie inwestycji w energetykę jądrową, a zatem przyczynia się do rozwoju działalności gospodarczej, tj. wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł jądrowych, przyczyniając się jednocześnie do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a także zmniejszenia zależności Belgii od paliw kopalnych (przyczyniając się tym samym do realizacji celów Belgii w zakresie dekarbonizacji).
- (538) Komisja przyznaje, że bez pomocy, w tym wszystkich trzech komponentów stanowiących środek, nie można by oczekiwać realizacji inwestycji. Pomoc jest zatem konieczna do rozwoju tej działalności gospodarczej i stwarza efekt zachęty.
- (539) Komisja stwierdziła, że dwukierunkowy kontrakt różnicowy, uzupełniony innymi środkami finansowymi wspierającymi rentowność spółki JV, porozumienie w sprawie przeniesienia zobowiązań z tytułu odpadów jądrowych i wypalonego paliwa jądrowego, a także zabezpieczenia przed zmianami w prawie są odpowiednimi instrumentami. W toku formalnego postępowania wyjaśniającego nie przedstawiono dowodów na to, że inne środki byłyby równie skuteczne i powodowały mniejsze zakłócenia, w szczególności biorąc pod uwagę szczególne okoliczności sprawy, która dotyczy przedłużenia okresu eksploatacji istniejących aktywów o ograniczony czas.
- (540) Pomoc zostanie przyznana w sposób proporcjonalny, ponieważ beneficjent nie zatrzyma dodatkowych zysków wykraczających poza to, co jest absolutnie niezbędne do zapewnienia ekonomicznej eksploatacji i rentowności elektrowni jądrowej. Zmieniony projekt kontraktu na transakcje różnicowe i zmieniona formuła wynagradzania partnera umowy EMSA (której parametry podlegają przeglądowi za 3 lata), a także pułap płatności MOCP zapewniają, że jednostki LTO będą produkowały energię elektryczną zgodnie z sygnałami rynkowymi, że operator elektrowni jądrowych i spółka JV będą bardziej narażeni na ryzyko rynkowe, a narażenie państwa belgijskiego zostanie ograniczone.

- (541) Systematyczny przegląd jasno określonego zbioru wartości wejściowych w modelu finansowym, umożliwiający korektę w górę i w dół, gwarantuje, że istniejąca obecnie znaczna niepewność co do wysokości kosztu inwestycji i kosztów operacyjnych nie spowoduje nadmiernej rekompensaty na rzecz beneficjentów. Zastosowanie (wzmocnionego) mechanizmu podziału ryzyka i korzyści zapewnia ponadto zachęty do jak najefektywniejszej eksploatacji jednostek LTO, a jednocześnie pozwala państwu belgijskiemu dzielić obciążenia w przypadku, gdy ceny rynkowe są wyższe lub niższe od oczekiwanych.
- (542) Stopa zwrotu z kapitału własnego w przedziale 6–8 % (przy docelowej stopie wynoszącej 7 %) znajduje się w dolnej części przedziału w porównaniu z projektami referencyjnymi i jest zgodna z kosztem kapitału, dlatego też uznaje się ją za proporcjonalną. Jest to szczególnie uzasadnione ze względu na specyfikę projektu LTO, który dotyczy przedłużenia okresu eksploatacji istniejących aktywów opartych na starej technologii o ograniczony okres 10 lat.
- (543) Komisja zauważa również, że ani Electrabel, ani BE-NUC nie będą kontrolować sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej przez jednostki LTO, ale to niezależny partner umowy EMSA będzie sprzedawać całą energię elektryczną na rynku. Przyczyni się to do zagwarantowania, że pozycja Engie na rynku belgijskim nie wzmocni się.
- (544) Ponadto Komisja nie ma przesłanek wskazujących na to, że projekt LTO uniemożliwi nowym podmiotom wejście na rynek produkcji energii elektrycznej w Belgii lub zapobiegnie rozwojowi nowych zdolności wytwórczych przez inne podmioty, i na podstawie rozważań przedstawionych w sekcji 8.3.3 stwierdza, że w ujęciu ogólnym potencjalne nadmierne zakłócenia konkurencji są ograniczone.
- (545) Po dokładnym rozpatrzeniu i uwzględnieniu zaproponowanych zobowiązań Komisja stwierdziła, że nadmierne zakłócenia konkurencji wynikające ze środka są utrzymane na minimalnym poziomie oraz że równoważą je pozytywne skutki wprowadzonego środka.

8.3.5. *Wniosek dotyczący zgodności pomocy*

- (546) Na podstawie oceny przeprowadzonej w niniejszej decyzji oraz w świetle szczególnych okoliczności tej sprawy, a mianowicie przedłużenia okresu eksploatacji istniejących reaktorów jądrowych opartych na starej technologii o ograniczonej elastyczności o ograniczony okres 10 lat, Komisja stwierdza, że pakiet środków zgłoszonych, a następnie zmienionych przez władze belgijskie, w tym możliwości przeglądu i przewidziane zobowiązania, jest zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE.

9. WNIOSEK

- (547) Zmieniony środek jest zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE.
- (548) Komisja zauważa, że porozumienie wykonawcze i dokumenty towarzyszące zostały przekazane do oceny wraz z warunkami umowy EMSA i modelem finansowym stanowiącym podstawę podpisania umowy w sprawie wynagradzania. Belgia zobowiązuje się, że umowy, w odniesieniu do których nie określono jeszcze ostatecznych warunków (np. warunki umowy ASA, pożyczek udziałowców, pożyczek SDC, instrumentu WCF), będą zawierały standardowe klauzule, których każdy inwestor oczekiwałby w przypadku podobnego projektu, oraz że warunki te zostaną ustalone na zasadach rynkowych. Jeżeli ostateczne warunki tych dokumentów zmienią zgłoszony środek przedstawiony w niniejszej decyzji, Belgia zobowiązuje się do powiadomienia o nich Komisji,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1

Środek, który Belgia planuje wdrożyć w celu wsparcia przedłużenia okresu eksploatacji dwóch reaktorów jądrowych w Belgii, a mianowicie Doel 4 i Tihange 3, jest zgodny z rynkiem wewnętrznym.

W związku z tym zezwala się na wdrożenie tego środka.

Artykuł 2

Niniejsza decyzja skierowana jest do Królestwa Belgii.

Sporządzono w Brukseli dnia 21 lutego 2025 r.

W imieniu Komisji
Teresa RIBERA
Wiceprzewodnicząca wykonawcza
