

**DECYZJA KOMISJI (UE) 2015/658****z dnia 8 października 2014 r.****w sprawie środka pomocy SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), który Zjednoczone Królestwo planuje wdrożyć w celu wsparcia elektrowni jądrowej Hinkley Point C***(notyfikowana jako dokument nr C(2014) 7142)***(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 postanowieniami <sup>(1)</sup> i uwzględniając otrzymane odpowiedzi,

a także mając na uwadze, co następuje:

**1. PROCEDURA**

- (1) Po wymianie informacji w ramach kontaktów przedzgłoszeniowych Zjednoczone Królestwo zgłosiło środki wsparcia dla nowej elektrowni jądrowej Hinkley Point C („HPC”) w dniu 22 października 2013 r. Zgłoszenie dokonane drogą elektroniczną zostało zarejestrowane przez Komisję tego samego dnia.
- (2) Komisja wszczęła formalne postępowanie wyjaśniające w sprawie zgłoszonych środków w dniu 18 grudnia 2013 r., utrzymując, że istnieją istotne wątpliwości co do ich zgodności z zasadami pomocy państwa.
- (3) Decyzja Komisji o wszczęciu postępowania („decyzja o wszczęciu postępowania”) została opublikowana w witrynie internetowej Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji w dniu 31 stycznia 2014 r. oraz w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* w dniu 7 marca 2014 r. Komisja wezwała zainteresowane strony do przedstawienia uwag.
- (4) W dniu 31 stycznia 2014 r. Zjednoczone Królestwo przedstawiło swoje uwagi do decyzji o wszczęciu postępowania.
- (5) Komisja otrzymała uwagi w tej sprawie od zainteresowanych stron. Przekazała je Zjednoczonemu Królestwu, które miało możliwość ustosunkowania się do nich. Komisja otrzymała uwagi od Zjednoczonego Królestwa w dniu 13 czerwca i 4 lipca 2014 r.

**2. OPIS ŚRODKÓW****2.1. KONTRAKT NA TRANSAKCJE RÓŻNICOWE**

- (6) Zgłoszone środki składają się, przede wszystkim, z kontraktu na transakcje różnicowe („KTR”), zapewniającego wsparcie dochodowe podczas etapu eksploatacji HPC. Zjednoczone Królestwo początkowo zgłosiło umowę inwestycyjną, która została określona jako wstępna forma KTR. Ze względu na fakt, że negocjacje między Zjednoczonym Królestwem a przedsiębiorstwem EDF Energy plc („EDF”), posiadającym w chwili wydawania niniejszej decyzji wszystkie udziały w jednostce będącej beneficjentem, trwały dłużej, niż przewidywano, umowa inwestycyjna została w pełni zastąpiona przez KTR. EDF jest spółką zależną w Zjednoczonym Królestwie francuskiej spółki energetycznej Electricité de France.
- (7) Beneficjentem jest NNB Generation Company Limited („NNBG”), który w chwili wydawania decyzji był całkowicie kontrolowany przez EDF. KTR stanowi umowę zawartą na zasadach prawa prywatnego między NNBG a Low Carbon Contracts Company Ltd., będącym kontrahentem KTR. Między Sekretarzem Stanu a udziałowcami NNBG zostanie podpisana odrębna umowa. Ta odrębna umowa będzie odnosiła się tylko do części warunków transakcji, w szczególności związanych z potencjalnymi przestojami oraz mechanizmami udziału w zyskach.

<sup>(1)</sup> Dz.U. C 69 z 7.3.2014, s. 60.

- (8) Na podstawie KTR NNBG uzyska dochody, które określa się według sumy hurtowej ceny rynkowej, po której przedsiębiorstwo to sprzedaje energię elektryczną, i płatności różnicowej wynikającej z różnicy między wcześniej ustalonym kursem wykonania („KW”) a ceną referencyjną („CR”) odnotowaną w poprzednim okresie referencyjnym.
- (9) W przypadku CR niższej od KW kontrahent KTR pokrywa różnicę między KW i CR, zapewniając ostatecznie uzyskanie przez NNBG stosunkowo stałych dochodów, stosownie do strategii sprzedaży oraz poziomu produkcji. W przeciwnym wypadku, gdy CR będzie wyższa niż KW, NNBG będzie zobowiązany zapłacić różnicę kontrahentowi KTR. Również w tym przypadku NNBG uzyska zatem stosunkowo stabilne dochody.
- (10) CR stanowi średnią ważoną cen hurtowych, ustalonych przez Zjednoczone Królestwo dla wszystkich podmiotów wspieranych przez KTR. W przypadku NNBG odpowiednią CR jest cena rynkowa energii na potrzeby obciążenia podstawowego, mająca zastosowanie do wszystkich podmiotów wytwarzających energię elektryczną na potrzeby obciążenia podstawowego <sup>(1)</sup>.
- (11) W szczególności CR energii na potrzeby obciążenia podstawowego jest obecnie ustalona w sposób umożliwiający wykorzystanie dziennych notowań cen ogłaszanych przez organizację London Energy Broker's Association (LEBA) oraz giełdę NASDAQ OMX Commodities, w odniesieniu do ceny zakupu energii elektrycznej na jeden sezon (tj. 6 miesięcy) przed dostawą, czyli ceny z jednosezonowym wyprzedzeniem <sup>(2)</sup>.
- (12) CR energii na potrzeby obciążenia podstawowego jest obliczana raz na sezon, bezpośrednio przed każdym sezonem, przy uwzględnieniu średniej arytmetycznej dziennych cen z jednosezonowym wyprzedzeniem publikowanych codziennie w poprzednim sezonie. Ta średnia jest ważona w celu zapewnienia proporcjonalnego wpływu wolumenu obrotu w ramach każdego indeksu referencyjnego.
- (13) NNBG będzie zobowiązany do utrzymania z góry określonego minimalnego poziomu wydajności, ale nie jest zobowiązany do osiągnięcia wcześniej określonej wielkości produkcji. W szczególności oczekuje się, że elektrownia będzie działała przy 91-procentowym współczynniku obciążenia. Jeśli NNBG nie osiągnie tego współczynnika obciążenia, w sposób dorozumiany nie zdoła uzyskać poziomu dochodów, których oczekuje w ramach projektu.
- (14) NNBG otrzyma płatności różnicowe, których podstawą jest zmierzona wielkość produkcji, do maksymalnego poziomu tej wielkości („pułapu”), określonego w KTR. Żadne kwoty nie będą wypłacane w przypadku sprzedaży na rynku energii ponad ten pułap. Energia elektryczna wytwarzana przez NNBG będzie sprzedawana na rynku.

### 2.1.1. Ogólne działanie mechanizmu KTR

- (15) KTR zostanie zawarty z kontrahentem KTR, tj. podmiotem finansowanym poprzez statutowy obowiązek nałożony na wszystkich koncesjonowanych dostawców łącznie.
- (16) Zawarcie końcowego kontraktu zależy od końcowej decyzji inwestycyjnej EDF i NNBG, jak również umowy dotyczącej uzgodnień finansowych (w tym warunków gwarancji na instrumenty dłużne udzielonych przez rząd Zjednoczonego Królestwa) oraz ostatecznej akceptacji przez strony.
- (17) W ramach KTR koncesjonowani dostawcy łącznie ponoszą odpowiedzialność za wszelkie zobowiązania wynikające z kontraktu, natomiast kontrahent kontraktu odpowiada wyłącznie do wysokości środków przekazanych mu przez koncesjonowanych dostawców lub rząd Zjednoczonego Królestwa. Każdy dostawca będzie ponosił odpowiedzialność na podstawie swojego udziału w rynku, określonego według odczytu zużycia energii elektrycznej. Zgodnie z tym systemem w przypadku niespełnienia zobowiązań płatniczych sekretarz stanu wyznaczy innego kontrahenta, pobierze płatności od pozostałych dostawców lub dokona bezpośredniej płatności na rzecz podmiotów wytwarzających energię elektryczną.

<sup>(1)</sup> Wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby obciążenia podstawowego jest typowe dla elektrowni, które mają zdolność do produkcji ciągłej, a zatem mogą zaspokoić zasadniczy popyt w każdym momencie. Elektrownie jądrowe są podmiotami wytwarzającymi energię na potrzeby obciążenia podstawowego, a ponadto charakteryzują się stosunkowo niskimi kosztami zmiennymi i w rezultacie zwykle zajmują pierwsze pozycje na krzywej podaży.

<sup>(2)</sup> Wzór zastosowany w KTR ma następującą postać:

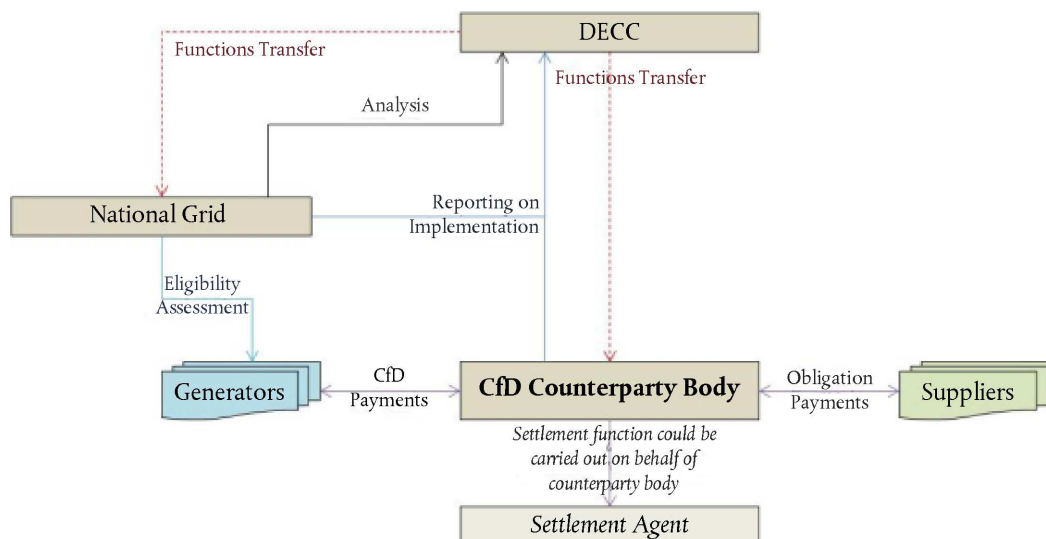
$$\sum_{i=1}^d \left( \frac{\sum_{j=1}^e (BP_{ij} \times BQ_{ij})}{\sum_{j=1}^e (BQ_{ij})} \right) \times \frac{1}{N_i}$$

Gdzie (d) oznacza liczbę dni handlowych w poprzednim sezonie, (e) jest liczbą źródeł, (BP) to cena na każdy dzień dla każdego źródła, a (BQ) to wolumen na każdy dzień dla każdego źródła.

- (18) Kontrahent oddzielnie powierzy agentowi rozliczeniowemu uprawnienia w zakresie pozyskiwania dochodów (tj. uprawnienia do pobierania płatności od dostawców) z jednej strony, zaś z drugiej strony nałoży nań obowiązek dokonywania płatności na rzecz podmiotów wytwarzających energię elektryczną i pobierania od nich płatności. Rząd zamierza wyznaczyć jako agenta rozliczeniowego jednostkę zależną od Elexonu (tj. podmiotu obecnie działającego jako agent rozliczeniowy w Zjednoczonym Królestwie, w pełni należącego do operatora systemu przesyłowego – OSP – Zjednoczonego Królestwa – National Grid).
- (19) Kontrahent podmiotu wytwarzającego energię elektryczną na podstawie KTR będzie mógł podejmować decyzje oraz postępować według własnego uznania, na przykład poprzez stwierdzenie, że wspomniany podmiot wypełnia swoje obowiązki lub musi złożyć zabezpieczenie w celu zagwarantowania płatności w ramach programu, bądź odstąpić od pewnych wymagań, w zależności od określonych warunków panujących na rynku. Rząd Zjednoczonego Królestwa zamierza dostarczyć dalsze wytyczne na temat parametrów, które mogą ograniczać swobodę kontrahenta w podejmowaniu decyzji odnoszących się do realizacji KTR.
- (20) Rysunek 1 objaśnia role przewidziane dla każdego z podmiotów w systemie KTR.

Rysunek 1

### Role i obowiązki dotyczące realizacji KTR



Źródło: Władze Zjednoczonego Królestwa.

#### 2.1.2. Warunki umowy KTR

- (21) Warunki KTR uzgodniły Zjednoczone Królestwo i EDF. Warunki te zostaną przekształcone w długoterminowy kontrakt przed ostatecznym podpisaniem umowy i końcowej decyzji inwestycyjnej przez EDF.
- (22) Wiele spośród uzgodnionych warunków odzwierciedla warunki KTR dotyczące innych technologii, w szczególności technologii energii odnawialnej. Warunki takie są dostępne do wiadomości publicznej <sup>(1)</sup>. Inne warunki mają szczególnie charakter w odniesieniu do KTR dotyczącego HCP.
- (23) Na podstawie uzgodnionych warunków KW zostanie ustalony na 92,50 GBP za MWh w cenach nominalnych z 2012 r. Jeśli decyzja inwestycyjna o budowie nowej elektrowni jądrowej Sizewell C zostanie podjęta, z wykorzystaniem tego samego projektu i możliwością podziału niektórych kosztów w przypadku reaktorów HPC, KW zostanie zmieniony na 89,50 GBP za MWh, jak wcześniej w liczbach nominalnych z 2012 r.

<sup>(1)</sup> Dostępne pod następującym adresem: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/267649/Generic\\_CfD\\_-\\_Terms\\_and\\_Conditions\\_\\_518596495\\_171\\_.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/267649/Generic_CfD_-_Terms_and_Conditions__518596495_171_.pdf)

- (24) KW będzie w pełni indeksowany według indeksu cen konsumpcyjnych („ICK”), tak jak w przypadku innych KTR. Korekta ICK będzie odbywać się raz w roku, przy czym za datę bazową uznaje się listopad 2011 r. Corocznie KW będzie korygowany pierwszego dnia sezonu w odniesieniu do najnowszego indeksu ICK, opublikowanego przez krajowy urząd statystyczny (Office of National Statistics – ONS) za luty.
- (25) Okres trwania KTR rozpocznie się ostatecznie z datą początkową biegu terminu rozruchu dla każdego reaktora, co oznacza [...] (\*) lat od uzgodnionej docelowej daty rozruchu. Po tej dacie okres obowiązywania KTR rozpocznie bieg bez względu na to, czy elektrownia będzie działać.
- (26) Najpóźniejszy termin realizacji umowy stanowi data przypadająca w [...] rocznicę ostatniego dnia docelowego terminu rozruchu dla drugiego reaktora. Jeśli żaden z reaktorów nie zostanie oddany do eksploatacji w najpóźniejszym terminie realizacji lub przed tym dniem, kontrahent KTR może rozwiązać umowę. Najpóźniejszy termin realizacji umowy może zostać przesunięty z powodu siły wyższej lub trudności z połączeniem.
- (27) Będą występowały dwa mechanizmy „udziału w zyskach”. Pierwszy mechanizm będzie dotyczył kosztów budowy <sup>(1)</sup> i będzie przewidywał, że:
- (i) pierwsze [...] zysku budowlanego (w wartości nominalnej) zostanie podzielone w proporcji 50:50, przy czym 50 procent jest przekazywane kontrahentowi KTR i 50 procent otrzymuje NNBG;
  - (ii) ewentualny zysk ponad [...] (wartość nominalna) zostanie podzielony w proporcji 75:25, przy czym 75 procent otrzymuje kontrahent KTR, a 25 procent NNBG.
- (28) Drugie rozwiązanie dotyczące udziału w zyskach jest oparte na stopie zwrotu z kapitału własnego. Ustalono dwa progi <sup>(1)</sup>:
- (29) Pierwszy próg ustalono na poziomie przewidywanej wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału wygenerowanej w chwili wydawania niniejszej decyzji w najnowszym modelu finansowym <sup>(2)</sup> lub 11,4 procent na podstawie zadeklarowanego kapitału w liczbach nominalnych. Wszelki zysk poniżej lub powyżej tego poziomu zostanie podzielony między kontrahenta KTR – 30 procent i NNBG – 70 procent.
- (30) Drugi próg ustalono na wyższym spośród poziomów: 13,5 procent w liczbach nominalnych lub 11,5 w liczbach rzeczywistych (skorygowanym współczynnikiem ICK), na podstawie tego samego modelu jak w powyższym punkcie. Ewentualny zysk powyżej tego progu zostanie podzielony między kontrahenta KTR – 60 procent i NNBG – 40 procent.
- (31) Przewidziano dwie daty renegotjacji kosztów operacyjnych. Pierwsza przypada 15 lat, a druga 25 lat po uruchomieniu pierwszego reaktora. Renegocjacja kosztów operacyjnych zapewni sposób na ograniczenie długoterminowego ryzyka kosztowego po obydwu stronach i umożliwi zmianę KW w dwóch kierunkach. Mechanizm ten pozwala na zwiększenie lub zmniejszenie KW na podstawie znanych kosztów rzeczywistych oraz skorygowanych przewidywań przyszłych kosztów dla niżej wymienionych pozycji operacyjnych, w każdym przypadku całkowicie i wyłącznie zgodnie z wymaganiami niezbędnymi do zapewnienia ciągłej pracy obiektu wytwarzającego energię elektryczną:
- a) zaopatrzenie w paliwo jądrowe;
  - b) ubezpieczenie;
  - c) opłaty na rzecz urzędu regulacji ONR;
  - d) stawki podatku od nieruchomości niemieszkalnych;
  - e) niektóre koszty przesyłowe;
  - f) zmiany kosztów składowania odpadów promieniotwórczych średnioaktywnych/wypalonego paliwa z powodu zmian w cenie przekazania odpadów w ramach umowy;
  - g) zmiany kosztów gospodarowania wypalonym paliwem i kosztów likwidacji;
  - h) koszty eksploatacji i konserwacji;
  - i) modernizacje i gotówkowe koszty operacyjne pokrywane za pośrednictwem rachunku zysków i strat podmiotu wytwarzającego energię elektryczną zgodnie z MSSF, oraz wszystkie poniesione wydatki kapitałowe.

(\*) Tajemnica handlowa.

<sup>(1)</sup> Szczegółowy opis zobowiązania zawiera załącznik C.

<sup>(2)</sup> W szczególności model HPC IUUK [...].

- (32) Wszelkie koszty związane z projektem, eksploatacją niespełniającą standardów racjonalności i ostrożności, dostępnością lub zdolnościami podmiotu wytwarzającego energię elektryczną, wydatki kapitałowe niezwiązane z konserwacją, wydatki na nowe konstrukcje (niezlokalizowane w obrębie istniejącego budynku), finansowanie oraz niektóre koszty przekazania odpadów nie zostaną uwzględnione w renegotiacjach.
- (33) Skorygowane szacunki kosztów użyte w renegotiacji kosztów operacyjnych zostaną oparte na sprawozdaniu opracowanym przez NNBG oraz zaakceptowane przez kontrahenta KTR, z uwzględnieniem kosztów referencyjnych z innych elektrowni jądrowych wykorzystujących technologię EPR, a także innych elektrowni jądrowych, w których zastosowano reaktor wodny ciśnieniowy, w Ameryce Północnej oraz UE, w każdym przypadku działających zgodnie z zasadą racjonalności i ostrożności. Korekta KW zostanie obliczona przez odniesienie do górnej połowy kosztów referencyjnych.
- (34) KW (lub kwota ryczałtowa bądź płatności roczne dokonywane na rzecz kontrahenta KTR) zostanie zmniejszony w celu odzwierciedlenia zmian w kwocie podatku płatnego przez NNBG w okolicznościach związanych z finansowaniem przez udziałowców oraz strukturyzacją podatkową NNBG. W tym względzie nie będą dozwolone żadne podwyżki.
- (35) Nastąpi jednorazowa perspektywiczna korekta KW pod względem stawek podatku od nieruchomości niemieszkalnych po przeprowadzeniu oficjalnej ponownej oceny przez urząd ds. wyceny po uruchomieniu elektrowni. Kolejne zmiany stawek podatku od nieruchomości niemieszkalnych nastąpią w drodze renegotiacji kosztów operacyjnych.
- (36) Oprócz informacji wskazanych w ogólnych standardowych warunkach KTR NNBG będzie zobowiązany do złożenia pewnych gwarancji w odniesieniu do informacji zawartych w danych i modelach dostarczanych rządowi Zjednoczonego Królestwa o kosztach projektu. Kontrakt przewiduje zastosowanie uzgodnionego modelu finansowego do ustalenia różnych KW oraz wprowadzenia innych korekt wymaganych jego warunkami.
- (37) NNBG zostanie objęty ochroną i może odzyskać pewne koszty w przypadku kwalifikującej się zmiany przepisów („KZP”).
- (38) KZP to dyskryminująca zmiana przepisów, szczegółowa zmiana przepisów, szczegółowa zmiana podatkowa przepisów, inna zmiana przepisów lub zmiana podstawy prawnej, w każdym przypadku nieprzewidywalna.
- (39) Dyskryminująca zmiana przepisów oznacza zmianę przepisów, których warunki w szczególności (a nie tylko pośrednio lub w następstwie lub poprzez nieproporcjonalny skutek jakiegokolwiek zmiany przepisów mającej ogólne zastosowanie) mają zastosowanie do projektu, obiektu wytwarzającego energię elektryczną lub NNBG, ale nie w innym przypadku.
- (40) Szczegółowa zmiana przepisów to zmiana przepisów, których warunki w szczególności (a nie tylko pośrednio lub w następstwie lub poprzez nieproporcjonalny skutek jakiegokolwiek zmiany o ogólnym zastosowaniu) mają zastosowanie do obiektów wytwarzających energię jądrową lub obiektów wytwarzających energię elektryczną objętych KTR.
- (41) Szczegółowa zmiana podatkowa przepisów to (i) zmiana podatku lub wprowadzenie nowego podatku na uran; lub (ii) zmiana w przepisach lub praktykach podatkowych stosowanych przez HMRC, skutkująca mniej korzystnymi dla NNBG rozwiązaniami podatkowymi niż te, które wynikały z niektórych szczegółowych deklaracji podatkowych przetworzonych przez HMRC.
- (42) Zmiana podstawy prawnej występuje, gdy (i) ONR (lub podmiot regulacyjny będący jego następcą prawnym) zaprzestaje regulacji obiektu wytwarzającego energię elektryczną przez ocenę, czy nakłady na ograniczenie ryzyka są w dużym stopniu nieproporcjonalne do osiągniętych korzyści; (ii) odpowiednia agencja ochrony środowiska (lub podmiot regulacyjny będący jej następcą prawnym) zaprzestaje oceny wariantu ograniczenia ryzyka w odniesieniu do obiektu wytwarzającego energię elektryczną jako akceptowanego ryzyka dla środowiska przez odniesienie do rozważania, czy koszty wdrożenia są nieproporcjonalne do uzyskanych korzyści środowiskowych.
- (43) Rekompensata z tytułu KZP będzie wypłacana wyłącznie gdy łączna kwota wszystkich oszczędności z tytułu KZP przekroczy 50 mln GBP w indeksowanych liczbach nominalnych z 2012 r. Podwójne odzyskanie środków nie jest dozwolone. KW zostanie skorygowany tylko raz z powodu danej KZP na pozostały okres trwania kontraktu, z zastosowaniem uzgodnionego modelu finansowego lub przez obliczenie wartości bieżącej netto wymaganej korekty.
- (44) NNBG otrzyma, pod pewnymi warunkami, rekompensatę w przypadku „politycznego” zamknięcia HPC (przez Zjednoczone Królestwo, UE lub międzynarodowy właściwy organ) z przyczyn innych niż ochrona zdrowia, bezpieczeństwo jądrowe, ogólne bezpieczeństwo, ochrona środowiska, transport materiałów jądrowych lub zabezpieczenia jądrowe (zdarzenie kwalifikujące do zamknięcia).

- (45) Rekompensata będzie również możliwa, gdy obiekt wytwarzający energię elektryczną zostanie zamknięty z okolicznościach związanych z ubezpieczeniem od odpowiedzialności cywilnej, w tym w wyniku niezatwierdzenia przez rząd Zjednoczonego Królestwa alternatywnych rozwiązań ubezpieczeniowych zaproponowanych przez podmiot wytwórczy, które zasadnie powinny być zaakceptowane przez rząd, a podmiotowi wytwórczemu nie pozostały żadne inne zatwierdzone warianty ubezpieczeniowe.
- (46) Ochrona związana ze zdarzeniem kwalifikującym do zamknięcia obejmuje prawo do przeniesienia NNBG pod kontrolę rządu Zjednoczonego Królestwa (oraz prawo rządu Zjednoczonego Królestwa do żądania przeniesienia) oprócz wypłaty rekompensaty przez kontrahenta KTR lub rząd Zjednoczonego Królestwa.
- (47) Zdarzenia umożliwiające rozwiązanie umowy mają zastosowanie wyłącznie do NNBG. Do kontrahenta KTR należy decyzja, czy rozwiązać umowę po wystąpieniu zdarzenia rozwiązującego umowę.

## 2.2. GWARANCJA KREDYTOWA

- (48) Projekt HPC, a w szczególności NNBG, będzie mógł korzystać nie tylko z KTR, ale też z państwowej gwarancji kredytowej dla emitowanego przez siebie instrumentu dłużnego („gwarancja kredytowa”).
- (49) Gwarancją kredytową zostaną objęte wyemitowane obligacje. Gwarancję można traktować jako umowę ubezpieczeniową, gwarantującą terminowe spłacanie kwoty głównej i odsetek długu o obniżonym ryzyku, nawet do wysokości 17 mld funtów <sup>(1)</sup>.
- (50) Gwarancja kredytowa zostanie zapewniona przez Infrastructure UK („IUK”), dział Skarbu Zjednoczonego Królestwa nadzorujący administrowanie systemem gwarancji. Gwarancja kredytowa stanowi instrument dłużny o charakterze kompleksowym do długoterminowego finansowania HPC.
- (51) IUK uważa, że struktura transakcji uzasadnia klasyfikację HPC w kategorii ryzyka równoważnej z BB+/Ba1. Opłata gwarancyjna będzie wynosiła 295 punktów bazowych.
- (52) W tym systemie obligacje emitowane jako element struktury finansowania będą objęte gwarancją wydawaną przez Lordów Komisarzy Skarbu Zjednoczonego Królestwa (gwaranta). Uwzględniono też budowlany instrument pomostowy, który będzie zapewniony przez banki komercyjne (bez gwarancji w ramach systemu gwarancyjnego Zjednoczonego Królestwa). Pozostały kapitał zadeklarowany na finansowanie transakcji będzie dostarczony przez udziałowców. Za zgodą gwaranta do struktury finansowej mogą zostać dodane inne źródła kapitału.
- (53) Podczas wydawania decyzji zaplanowano następujące źródła finansowania:
- a) kapitał zakładowy w wysokości [...] GBP;
  - b) kapitał warunkowy w wysokości [...] GBP;
  - c) budowlany instrument pomostowy do [...] GBP;
  - d) obligacje za [...] GBP.
- (54) Struktura finansowania jest ustalona w ten sposób, że kapitał zakładowy zostaje obciążony pełną stratą przed obciążeniem obligacji jakąkolwiek stratą. Kapitał warunkowy stwarza dodatkowe zapewnienie, że nastąpi „finansowe zakończenie realizacji”, czyli dzień, w którym gwarant uzna, między innymi, że HPC jest oddany do eksploatacji i uruchomiony, a wszystkie wymagane rezerwy są w pełni pokryte.
- (55) Obowiązki udziałowców dotyczące kapitału własnego zostaną określone w umowie dotyczącej wkładów kapitałowych, której stroną będzie również gwarant w celu przyjmowania zobowiązań w odniesieniu do wpłacania kapitału.

<sup>(1)</sup> Emisja odnosi się do początkowej kwoty 16 mld funtów instrumentu dłużnego oraz kolejnego 1 mld funtów instrumentu dłużnego związanego z korektą Sizewell C na podstawie KTR („Obligacja SZC”).

- (56) Aby zapewnić opisane powyżej zdolności kapitału do absorpcji strat w przypadku niewykonania zobowiązania, strony ustaliły dwa warunki (warunek wariantu podstawowego <sup>(1)</sup> oraz warunek w przypadku niezdolności do działania <sup>(2)</sup>), które umożliwiają gwarantowi żądanie przyspieszenia wypłaty kapitału zakładowego lub, odpowiednio, kapitału warunkowego, tj. bezzwłocznego dostarczenia i wykorzystania do spłaty obligacji oraz sumy należnej gwarantowi. Takie połączenie postanowień ma zapewnić, że to udziałowcy, a nie gwarant, są przede wszystkim narażeni na problemy z rentownością technologii EPR, do momentu uzyskania obiektywnego dowodu wynikającego z pomyślnej realizacji wcześniejszych projektów, takich jak Flamanville 3 i Taishan 1.
- (57) W okresie do dnia spełnienia warunku wariantu podstawowego istnieje ograniczenie kwoty zaciągniętego zadłużenia do wartości mniejszej spośród poniższych: pułapu odpowiedniego celu pośredniego zadłużenia oraz [...] procent kapitału zakładowego pomniejszonego o kapitał deweloperski, tj. [...] mld GBP. Tabela 1 przedstawia praktyczny przykład zdolności kapitału do absorpcji strat:

Tabela 1

**Profil wypłat wariantu podstawowego oraz przypadek braku spełnienia warunku wariantu podstawowego**

**Base Case Drawdown Profile**

GBP bilion	Total Committed	Development Equity	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cashflow												
Base Equity	<b>9,23</b>	1,69	—	—	—	—	—	—	2,10	2,52	2,09	0,83
Contingent Equity	<b>8,00</b>	N/A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonds	<b>16,00</b>	N/A	1,50	1,95	2,40	2,90	3,35	2,65	1,25	—	—	—
Balance Sheet												
Base Equity			1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	3,79	6,31	8,39	9,23
Contingent Equity			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonds			1,50	3,45	5,85	8,75	12,10	14,75	16,00	16,00	16,00	16,00
Memo item												
Undrawn Base Equity			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	5,43	2,92	0,83	—
Undrawn Committed Equity			15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	13,43	10,92	8,83	8,00

Source: UK Base Case

- <sup>(1)</sup> Warunek wariantu podstawowego oznacza przedstawienie zadowalającego dowodu, że zakończył się próbny okres operacyjny Flamanville 3 oraz że spełniono wymagania gwaranta w odniesieniu do wydajności w tym okresie. Gwarant ma możliwość przedłużenia terminu spełnienia warunku wariantu podstawowego przez zwiększenie kwoty kapitału zakładowego oraz zapewnienie wykorzystania wymaganego wsparcia kredytowego dla takiego zwiększenia. Data warunku wariantu podstawowego nie może przypaść później niż dnia 31 grudnia 2020 r.
- <sup>(2)</sup> Warunek w przypadku niezdolności do działania oznacza, że:
- [...];
  - [...];
  - [...].

**Base Case Condition Not Met (by 31 December 2020)**

	Total	Development Equity	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cashflow								
Base Equity	<b>1,69</b>	1,69	—	—	—	—	—	—
Contingent Equity	<b>7,97</b>	N/A	—	—	—	1,97	3,35	2,65
Bonds	<b>6,87</b>	N/A	1,50	1,95	2,40	2,90	—	—
Balance Sheet								
Base Equity			1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Contingent Equity			—	—	—	1,97	5,32	7,97
Bonds			1,50	3,45	5,85	6,78	6,78	6,78
Memo item								
Undrawn Base Equity			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
Cumulative Cap on Debt			1,50	3,43	5,85	6,78	6,78	6,78

Source: UK Base Case

Źródło: Uwagi IUK przedłożone w dniu 12 września 2014 r.

- (58) Po spełnieniu warunku wariantu podstawowego głównym zabezpieczeniem gwaranta w okresie budowy jest wysokość kapitału warunkowego, który może być wykorzystany w sytuacji przekroczenia kosztów wraz osiągnięciem celów pośrednich projektu, ograniczających kwotę zadłużenia w danym okresie.
- (59) Zobowiązania udziałowców w odniesieniu do kapitału zakładowego i warunkowego będą w pełni pokrywane z kredytu w postaci instrumentów, w tym między innymi gwarancji spółki dominującej, akredytywy lub innego wsparcia kredytowego, akceptowanego przez gwaranta.
- (60) Udziałowcy zapewnią stałe <sup>(1)</sup> i/lub płynne <sup>(2)</sup> zabezpieczenie <sup>(3)</sup>, w tym kwalifikowany zastaw o zmiennym składzie <sup>(4)</sup>, w odniesieniu do wszystkich aktywów, nieruchomości i przedsięwzięć w celu wsparcia swoich obowiązków na rzecz NNBG i obowiązków NNBG. Zarówno NNBG, jak i emitent obligacji, nowo zarejestrowana spółka celowa, ustanowią kompleksowe zabezpieczenia stałe i/lub płynne, w tym kwalifikowany zastaw o zmiennym składzie, w odniesieniu do wszystkich aktywów, nieruchomości i przedsięwzięć w celu wsparcia swoich obowiązków. Bezpieczeństwo będzie wzmocnione przez bezpośrednie umowy z umawiającymi się stronami w odniesieniu do pewnych istotnych kontraktów.

<sup>(1)</sup> Stałe zabezpieczenie zostaje powiązane z odpowiednio zidentyfikowanymi, określonymi aktywami niezwłocznie po ustanowieniu, przy czym ustanawiający zabezpieczenie nie może zbyć zabezpieczonych aktywów czy podejmować innych czynności ich dotyczących bez zgody beneficjenta.

<sup>(2)</sup> Płynne zabezpieczenie ustanawia się dla zmiennej klasy aktywów, aktualnych i przyszłych, należących do ustanawiającego zabezpieczenie.

<sup>(3)</sup> Zabezpieczenie, które nadaje beneficjentowi prawa do zabezpieczonych aktywów. Zastaw to forma zabezpieczenia, które nie nadaje beneficjentowi żadnych praw własności czy prawa posiadania. Jest to natomiast obciążenie nałożone na zabezpieczone aktywa, dające beneficjentowi prawo do odwołania się do aktywów w celu zrealizowania ich na poczet płatności z tytułu zabezpieczonego zadłużenia. Zastaw nadaje beneficjentowi odpowiedni udział własnościowy w odniesieniu do aktywów, zapewniając mu prawo do wykorzystania wpływów ze sprzedaży aktywów do zaspokojenia zabezpieczonego zadłużenia.

<sup>(4)</sup> Zastaw o zmiennym składzie dotyczący wszystkich (lub zasadniczo wszystkich) aktywów przedsiębiorstwa, upoważniający posiadacza takiego zastawu do wyznaczenia zarządcy lub zarządcy przymusowego i który jest uznawany za kwalifikowany zastaw o zmiennym składzie do celów ustawy z 1986 r. o upadłości.



- (61) Ze względu na charakter transakcji oraz duże znaczenie bezpieczeństwa wykorzystanie zabezpieczenia będzie uwzględniało zgodę podmiotu regulacyjnego w zakresie bezpieczeństwa Zjednoczonego Królestwa oraz fakt, że składowanie odpadów może odbywać się wyłącznie w zakładzie, który dysponuje lub będzie dysponował koncesją dla terenu obiektu jądrowego w odniesieniu do terenu HPC.
- (62) Zabezpieczenie przyznane przez udziałowców, NNBG i emitenta ma zagwarantować zabezpieczonym stronom<sup>(1)</sup>: (i) posiadanie najwyższego priorytetu przed roszczeniami niezabezpieczonych kredytodawców odpowiedniego dłużnika w razie jego niewypłacalności; (ii) zachowanie możliwości zbywania zabezpieczonych aktywów i przeznaczania wpływów ze sprzedaży na zaspokojenie niewykonanych zabezpieczonych zobowiązań, o ile stanowi to najlepszy sposób maksymalizacji odzyskiwanych kwot; (iii) sprawowanie maksymalnej kontroli w przypadku niewypłacalności któregośkolwiek z ustanawiających zabezpieczenie oraz osiąganie celu zarządczego zabezpieczenia poprzez wyznaczenie zarządcy przymusowego nad działalnością i aktywami odpowiedniego dłużnika.
- (63) Obligacje będą obligacjami niezabezpieczonymi emitenta i nie będą uwzględnione w jakichkolwiek zabezpieczeniach ustanowionych przez emitenta lub innego członka korporacyjnej grupy HPC.
- (64) Jeśli chodzi o ranking kredytodawców, wpływy z egzekwowania zabezpieczenia ustanowionego przez NNBG będą w praktyce realizowane w następującej kolejności:
- 1) kredytodawcy uprzywilejowani przepisami;
  - 2) koszty egzekucji (tj. koszty powierników zabezpieczenia i pełnomocnika zarządcy, w stosownym przypadku);
  - 3) kredytodawcy FDP<sup>(2)</sup>;
  - 4) instytucje zapewniające budowlane instrumenty pomostowe;
  - 5) obligacje i gwarant;
  - 6) niezabezpieczeni kredytodawcy NNBG;
  - 7) udziałowcy NNBG.
- (65) Kolejność w realizacji wpływów z egzekwowania zabezpieczeń nie może być zmieniona bez zgody gwaranta.
- (66) Finansowanie transakcji będzie podzielone na etapy przez odniesienie do osiągnięcia celów pośrednich realizacji projektu.
- (67) W okresie po terminie emisji maksymalnej liczby obligacji (z wyjątkiem obligacji SZC) nastąpi wniesienie kapitału zakładowego zgodnie z harmonogramem, wraz z kapitałem warunkowym na pokrycie ewentualnych przekroczonych kosztów w odniesieniu do tego harmonogramu.
- (68) Dywidendy na rzecz udziałowców nie mogą być wypłacone przed finansowym zakończeniem realizacji.
- (69) Władze Zjednoczonego Królestwa argumentują, że po finansowym zakończeniu realizacji gwarancja kredytowa nadal jest chroniona przez szereg strukturalnych i umownych narzędzi ograniczających ryzyko, w tym znaczące ograniczenia dotyczące warunków wypłaty dywidend oraz [...]-miesięczną rezerwę na obsługę zadłużenia (finansowaną w gotówce, za pośrednictwem akredytywy zabezpieczającej lub akceptowalnych gwarancji) do wysokości nawet [...] mld GBP. Standardem rynkowym w finansowaniu projektu jest jakoby 6-miesięczna rezerwa na obsługę zadłużenia.
- (70) Można domniemywać, że po finansowym zakończeniu realizacji gwarancja kredytowa zostanie wykorzystana wyłącznie wtedy, gdy: a) wystąpi istotne odchylenie w wydajności operacyjnej oraz wynikowe ograniczenie przepływów pieniężnych dostępnych na obsługę zadłużenia w stosunku do oczekiwanego; b) odchylenie spowoduje znaczne wyczerpanie rezerwy na obsługę długu, przewidzianej w strukturze i wspomnianej powyżej.
- (71) W razie skorzystania z rezerwy na obsługę długu (w jakimkolwiek zakresie) musi ona zostać w pełni uzupełniona przed wypłatą dywidend.

<sup>(1)</sup> Zabezpieczonymi stronami są: gwarant, emitent i sekretarz stanu ds. energii i zmian klimatu oraz Nuclear Decommissioning Fund Company Limited.

<sup>(2)</sup> Sekretarz stanu ds. energii i zmian klimatu oraz Nuclear Decommissioning Fund Company Limited w odniesieniu do rozwiązań dotyczących likwidacji Hinkley Point C.

- (72) Władze Zjednoczonego Królestwa argumentują, że biorąc pod uwagę zakres strukturalnej ochrony przed niewykonaniem zobowiązania oraz obecność zdarzeń sprawczych i potencjalnych środków zaradczych podejmowanych z wyprzedzeniem, potrzeba egzekucji powinna wystąpić w rzadkich i mało prawdopodobnych okolicznościach. Jednak okoliczności powstania konieczności przeprowadzenia egzekucji prawdopodobnie będą poważne i nieoczekiwane, a wówczas zastosowanie ustalonych działań egzekucyjnych nie będzie właściwe. IUK uznał, że konieczna jest elastyczność w rozważaniu możliwych wariantów w momencie występowania zdarzeń w celu lepszej ochrony jego własnych interesów. Dlatego IUK postanowił o wyborze maksymalnego i elastycznego pakietu opcji egzekucji ze swobodą zdecydowania o najlepszej metodzie w odpowiednim czasie.
- (73) Komisji dostarczono, do oceny, wstępne warunki finansowe uzgodnione do tej pory w odniesieniu do finansowania projektu HPC. Obejmują one uzgodnienia stron w zakresie głównych warunków dokumentów finansowych, bez przedstawiania dokumentów prawnych w ostatecznej postaci, niedostępnych podczas wydawania niniejszej decyzji. Władze Zjednoczonego Królestwa oświadczyły, że pozostałe warunki i postanowienia, jak również końcowe dokumenty finansowe będą zawierały standardowe klauzule, jakich inwestorzy mogą spodziewać się w tego rodzaju projekcie. Ponieważ Komisja nie miała możliwości zweryfikowania tego faktu, w przypadku gdy końcowe dokumenty spowodują zmianę obecnego kształtu środka przedstawionego Komisji w jakimkolwiek względzie, władze Zjednoczonego Królestwa będą musiały go zgłosić Komisji.

### 2.3. UMOWA Z SEKRETARZEM STANU

- (74) KTR przewiduje, że inwestorzy NNBG są uprawnieni do uzyskania rekompensaty, jeśli rząd Zjednoczonego Królestwa zdecyduje o zamknięciu HPC z powodów politycznych (i niezwiązanych z kwestiami ochrony zdrowia, bezpieczeństwa, ochrony środowiska, transportu czy zabezpieczeń). Płatności te będą finansowane w ten sam sposób jak płatności w ramach KTR (tj. za pośrednictwem opłaty wnoszonej przez dostawców). KTR będzie towarzyszyła umowa z sekretarzem stanu zawierana między sekretarzem stanu a inwestorami NNBG.
- (75) Umowa przewiduje, że jeśli, po politycznym zamknięciu, podmiot kontrahenta nie mógłby wypłacić rekompensat na rzecz inwestorów NNBG, uzgodnionej wypłaty dokona sekretarz stanu. Umowa nie przewiduje dodatkowych wypłat rekompensat na rzecz NNBG lub jego inwestorów.

### 3. UWAGI ZAINTERESOWANYCH STRON

- (76) Podczas trwających do dnia 7 kwietnia 2014 r. konsultacji dotyczących decyzji o wszczęciu postępowania Komisja otrzymała bardzo dużą liczbę odpowiedzi. Poniżej zawarto opis opinii istotnych dla oceny pomocy państwa.
- (77) Uwagi zainteresowanych stron zostaną omówione w odpowiednich częściach oceny bez konkretnego odniesienia do poszczególnych wypowiedzi.
- (78) Biorąc pod uwagę liczbę odpowiedzi, pogrupowano je tematycznie.

#### 3.1. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT ŚRODKÓW JAKO USŁUGI ŚWIADCZONEJ W OGÓLNYM INTERESIE GOSPODARCZYM

- (79) Jeden z respondentów zgodził się z rządem Zjednoczonego Królestwa, że środki nie pociągają za sobą pomocy państwa, przytaczając dowód podany przez Zjednoczone Królestwo na poparcie oceny UOIG.
- (80) Jedna ze stron argumentowała, że HPC świadczy UOIG, ponieważ wypełnia obowiązki użyteczności publicznej („OUP”) w celu zaspokojenia popytu na energię w krótkim, średnim i długim horyzoncie czasowym, oraz że realizacja projektu odbywa się w jednoznaczny i przejrzysty sposób, nieskutkujący uzyskaniem przewagi przez żadną z uczestniczących firm. HPC poprawi również bezpieczeństwo dostaw, przez ograniczenie uzależnienia od importowanych paliw oraz stosowania paliw kopalnych.
- (81) Wśród stron sprzeciwiających się opinii Zjednoczonego Królestwa, że środek nie obejmuje pomocy państwa, jeden z respondentów wysunął spostrzeżenie, że środek nie spełnia kryteriów Altmark, ponieważ KTR stanowi jedynie rekompensatę za usługę świadczoną w ogólnym interesie gospodarczym („UOIG”).
- (82) Kilko respondentów wysunęło spostrzeżenie, że żadne inne firmy nie mogły wziąć udziału w przetargu na ten projekt.

- (83) Kilka ze stron argumentowało, że zgłoszone środki nie podlegają unijnym ramom UOIG, ponieważ Zjednoczone Królestwo nie określiło dokładnie obowiązków użyteczności publicznej („OUP”), na które przyzna rekompensatę, oraz nie spełniło warunków powierzenia misji spełnienia OUP, zgodnie z art. 3 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE<sup>(1)</sup>.
- (84) Kilka ze stron zwróciło uwagę, że środki pomocy są niezgodne z kryteriami Altmark, na podstawie których wytwarzanie energii elektrycznej stanowi normalną działalność gospodarczą, w związku z czym powinna istnieć konkurencja między energią jądrową a innymi źródłami energii elektrycznej na zliberalizowanym wewnętrznym rynku energii. Poza tym środek nie ma celu leżącego w ogólnym interesie i brak jest obiektywnego kryterium uzasadniającego 35-letni okres trwania. Energia jądrowa jest też traktowana inaczej niż odnawialne źródła energii, a także nieznanne są parametry oraz brak jest analizy kosztów i korzyści. Co więcej, fakt, że energia jądrowa może zapewniać jedynie energię elektryczną na potrzeby obciążenia podstawowego uniemożliwia zakwalifikowanie jej jako UOIG. I wreszcie, możliwość wypłaty nadmiernej rekompensaty jest znaczna.

### 3.2. OTRZYMANE UWAGI DOTYCZĄCE ISTNIENIA POMOCY

- (85) Kilkoro respondentów argumentowało, że wspomniane środki stanowią pomoc państwa, ponieważ obejmują dwustronne umowy między państwem a przedsiębiorstwem. Poza tym płatności będą dokonywane z tytułu wytwarzania energii jądrowej, z bezpośrednim zaangażowaniem budżetu państwa. Kontrakt przewiduje wsparcie wytwarzania energii jądrowej i specjalne warunki, które przewyższają wszelką pomoc udzielaną w zakresie odnawialnych źródeł energii.
- (86) Jeden z respondentów zauważył, że zmiana w zakresie stawek za przekazanie odpadów z jednostkowej na maksymalny pułap będzie stanowiła pomoc i kolejną dotację na rzecz nowych podmiotów wytwarzających energię jądrową.

### 3.3. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT CELÓW STANOWIĄCYCH PRZEDMIOT WSPÓLNEGO ZAINTERESOWANIA, NIEDOSKONAŁOŚCI RYNKU I POTRZEBY INTERWENCJI PAŃSTWA

- (87) Wśród pozytywnych odpowiedzi znalazło się spostrzeżenie jednego z respondentów, że energia jądrowa może być głównym czynnikiem wytwarzania niskoemisyjnej energii elektrycznej, a ponadto przyczynić się do dywersyfikacji sektora wytwarzania energii elektrycznej. Zauważono również, że choć nie zapewni całej dodatkowej zdolności wytwórczej, jaka będzie niezbędna przez następne dziesięciolecie w Zjednoczonym Królestwie, prawdopodobnie odegra krytyczną rolę w zastąpieniu wycofywanych jądrowych zdolności wytwórczych oraz zaspokojeniu popytu w przyszłości.
- (88) Kilkoro respondentów argumentowało, że Zjednoczone Królestwo znajduje się w innym położeniu niż pozostałe państwa członkowskie UE, ponieważ jest wyspą i oferuje ograniczone możliwości tworzenia połączeń międzysystemowych. Wszelkie porównania z Finlandią lub Francją są niewłaściwe z powodu w znacznym stopniu odmiennej struktury rynku oraz obecności w tych państwach członkowskich długoterminowych umów gospodarczych na wsparcie budowy elektrowni jądrowych. Co więcej, Zjednoczone Królestwo nie będzie mogło zarządzać nieciągłością odnawialnych źródeł przez importowanie dużych ilości energii z sąsiednich krajów w chwili, gdy energia odnawialna nie jest produkowana, i eliminowanie problemów związanych z nadmierną ilością energii podczas wytwarzania. Niedoskonałości rynku w Zjednoczonym Królestwie w porównaniu z dowolnym innym europejskim rynkiem energetycznym będą zawsze poważniejsze niż na kontynencie europejskim, zatem będą wymagały zastosowania większych środków w celu ich korygowania. Ponadto wsparcie energii jądrowej zwiększy dywersyfikację dostaw energii elektrycznej, w ten sposób wzmacniając odporność systemu energetycznego Zjednoczonego Królestwa.
- (89) Jeden z respondentów wskazał na specyficzne niedoskonałości rynku energii jądrowej, w szczególności długi okres budowy oraz czas eksploatacji skutkujące zwrotem z inwestycji po ponad 30 latach, w tym przypadku znacznie po 2050 r. Ponadto z przypadków zaniku napięcia w niektórych państwach członkowskich wynika wniosek, że możliwość polegania na transgranicznych połączeniach międzysystemowych jest ograniczona i żaden pojedynczy OSP nie może też zagwarantować takich samych zdolności w zakresie połączeń międzysystemowych, jak w krajowej sieci kratowej. Pomoc państwa na rzecz projektu HPC może powodować mniejsze zakłócenia konkurencji niż wprowadzenie innych środków, takich jak rynki zdolności wytwórczych.
- (90) Jeden z respondentów argumentował, że HPC nie będzie miał niekorzystnego wpływu na cel zapewniania ochrony środowiska, ponieważ jego działalność będzie objęta ścisłą kontrolą odpowiednich instytucji, takich jak Urząd Regulacji Jądrowych (ONR). Ponadto HPC będzie spełniał wymogi przepisów z 2010 r. w sprawie zezwoleń środowiskowych.
- (91) Kilka ze stron stwierdziło, że obecnie istnieją technologie umożliwiające bezpieczne składowanie odpadów promieniotwórczych.
- (92) Kilka ze stron zauważyło, że obecne połączenie rozwiązań z zakresu polityki jest niewystarczające do stymulowania inwestycji w energię jądrową, w szczególności z powodu zbyt niskich cen uprawnień do emisji w ramach ETS. Minimalna cena uprawnień do emisji w Zjednoczonym Królestwie nie wywoła wystarczającego zwiększenia cen, aby zachęcić do inwestowania w technologie jądrowe. Także sam system gwarancji w

(1) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55).

Zjednoczonym Królestwie nie wystarcza do wspierania inwestycji, ponieważ nie odnosi się do długoterminowej rentowności ekonomicznej energii jądrowej. I wreszcie, ślad węglowy technologii jądrowej jest zbliżony do śladu energii wiatrowej i dużo mniejszy niż morskich energii odnawialnych, słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz technologii wykorzystania biomasy.

- (93) Jedna ze stron argumentowała, że Zjednoczone Królestwo wspiera odnawialne źródła energii, technologie takie jednak nie są odpowiednie do dostarczania energii elektrycznej na potrzeby obciążenia podstawowego, a jednocześnie poleganie na gazie jako źródle energii powoduje uzależnienie Zjednoczonego Królestwo od paliw kopalnych i narażenie na ryzyko geopolityczne.
- (94) Jeden z respondentów argumentował, że Komisja powinna ocenić korzyści środowiskowe netto HPC na tle obecnego koszyka energetycznego w Zjednoczonym Królestwie. Zgodnie z oceną według tych kryteriów HPC z pewnością zapewni znaczne korzyści środowiskowe.
- (95) Kilka ze stron argumentowało, że państwa członkowskie powinny mieć swobodę wyboru własnego koszyka energetycznego i stwarzania niezbędnych zachęt, bez których efektywne, prywatne długoterminowe inwestycje w niskoemisyjne zdolności wytwórcze byłyby wstrzymywane. Komisja nie ma kompetencji do wywierania wpływu na takie decyzje. Ponadto elektrownie jądrowe charakteryzują się wysokimi początkowymi kosztami kapitałowymi oraz niskimi krańcowymi kosztami operacyjnymi, co w połączeniu z brakiem korelacji między kosztami operacyjnymi a cenami rynkowymi energii elektrycznej stwarza ryzyko, którego nie można skutecznie przenieść na konsumentów bez interwencji państwa.
- (96) Kilka ze stron wyraziło krytyczną opinię wobec pkt 337 decyzji o wszczęciu postępowania, w szczególności z uwagi na brak inwestycji w nowe elektrownie jądrowe w Zjednoczonym Królestwie od chwili uwolnienia rynku energii elektrycznej przed 20 laty. Ponadto zagrożenie zmianami w polityce rządu oraz inne rodzaje ryzyka politycznego sprawiają, że takie inwestycje są trudne dla inwestorów prywatnych.
- (97) Niektóre ze stron argumentowały, że koszty kapitału stanowią około 75 procent uśrednionego kosztu energii elektrycznej <sup>(1)</sup>, w porównaniu z 10–15 procent dla gazu przy emisji nieobniżonej. Zaobserwowano również na podstawie własnego modelu, że opłacalne obniżanie emisyjności wiąże się z osiągnięciem poziomu 50 g CO<sub>2</sub>/kWh do 2030 r., w porównaniu z bieżącym poziomem 500 g CO<sub>2</sub>/kWh, który można osiągnąć po najniższym koszcie tylko wówczas, gdy zdolności wytwórcze nowej instalacji jądrowej osiągną znaczącą stopę penetracji (tj. 11–18 GW). Korzyść z wdrożenia programu jądrowego na dużą skalę wynosi 23 mld GBP w wartości bieżącej. Ponadto długoterminowy kontrakt na energię jądrową pozwoliłby zachować efektywność dysponowania energią; jest to czynnik odnoszący się zarówno do technologii jądrowych, jak i odnawialnych, mając na względzie ich niskie koszty krańcowe.
- (98) Jeden z respondentów stwierdził, że brak wsparcia na wczesnym etapie rozwoju nowych technologii, takich jak EPR, doprowadzi do zmniejszenia zainteresowania inwestorów tą technologią, zarówno w Zjednoczonym Królestwie, jak i poza jego granicami.
- (99) Jeden z respondentów zauważył, że postanowień Traktatu Euratom nie można stosować niezależnie od obecnej polityki Komisji, biorąc pod uwagę, że art. 40 Traktatu wymaga okresowego publikowania przez Komisję wartości docelowych dotyczących energii jądrowej, a cele Traktatu mogą być osiągnane jedynie zgodnie z pozostałymi postanowieniami Traktatu.
- (100) Jeden z respondentów wyraził opinię, że inwestycje w technologię jądrową przed liberalizacją były możliwe za pośrednictwem projektów finansowanych taryfami, co eliminowało ryzyko inwestycyjne.
- (101) Jedna ze stron stwierdziła, że źródło paliwa jądrowego jest zróżnicowane oraz ma wysoką ocenę pod względem bezpieczeństwa energetycznego.
- (102) Jedna ze stron zaobserwowała, że poza technologiami jądrowymi nie są dostępne do zastosowania sprawdzone niskoemisyjne technologie obciążenia podstawowego na tym samym poziomie zdolności produkcyjnych. Ponadto biorąc pod uwagę charakterystykę ryzyka politycznego w Unii Europejskiej, inwestorzy będą coraz bardziej nieufni wobec przeznaczania wyjątkowo dużego kapitału na wytwarzanie energii elektrycznej z nowych źródeł. I wreszcie, przewidywania Komisji dotyczące inwestycji w nowe instalacje jądrowe w latach 2027–2030 są wątpliwe z uwagi na dużą dozę niepewności.
- (103) Kilka ze stron zaobserwowało, że Zjednoczone Królestwo nie ma mechanizmu podobnego do fińskiego modelu przedsiębiorstwa Mankala (wspólna inwestycja dokonana przez przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną oraz sektory energochłonne), w ramach którego można zarządzać asymetrią między ryzykiem początkowych kosztów kapitałowych a długoterminową ceną energii chwilowej.
- (104) Jedna ze stron wyraziła spostrzeżenie, że większość technologii odnawialnych zostało wynalezionych do początku XX w., przez co wspieranie ich jest mniej uzasadnione niż wspieranie energii jądrowej z uwagi na kwestie dojrzałości technologii.

<sup>(1)</sup> Uśredniony koszt energii elektrycznej to miara kosztów produkcji energii elektrycznej w różnych technologiach, umożliwiająca porównanie kosztów, przy pewnych założeniach.

- (105) Kilka ze stron zauważyło, że reaktory nie będą gotowe do eksploatacji co najmniej do 2023 r. Zatem elektrownia nie przyczyni się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, stanowiącego wyzwanie podkreślane przez Zjednoczone Królestwo jako uzasadnienie do zastosowania środków.
- (106) Jedna ze stron zauważyła, że technologia jądrowa nie zapewnia bezpieczeństwa dostaw, ponieważ wytwarzanie energii uzależnia od importu rozszczepialnego materiału jądrowego. Inna ze stron przesłała uwagę, że zakres wykorzystania paliw importowanych powinien być ograniczany w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw.
- (107) Jeden z respondentów zauważył, że polityka energetyczna Zjednoczonego Królestwa jest stronnicza i ogranicza rozwój lądowych farm wiatrowych oraz elektrowni słonecznych.
- (108) Kilkoro respondentów zauważyło, że technologia jądrowa pogarsza bezpieczeństwo dostaw, ze względu na brak elastyczności potrzebnej do równoważenia podaży i popytu w sieci w przypadku nieplanowanych przestojów, ograniczonego poziomu zdolności wytwórczych czy rutynowych konserwacji. Energia jądrowa wiąże się również z nieprzewidywanymi wstrząsami, które wymagają dużej liczby zabezpieczeń, w przeciwieństwie do zmienności wiatru, w dużym stopniu jednak przewidywalnej z wyprzedzeniem. I wreszcie, zdaniem tych samych respondentów energia jądrowa jest złym sposobem na ograniczenie emisji, ponieważ wyniki badań wskazują, że w cyklu jądrowym wytwarza się od 9 do 25 razy więcej CO<sub>2</sub> niż w przypadku energii wiatrowej.
- (109) Kilkoro respondentów zaobserwowało, że biorąc pod uwagę statystyki porównawcze, udział technologii jądrowej w obniżaniu emisyjności nie jest znaczący.
- (110) Kilka ze stron wysunęło spostrzeżenie, że wspomniany środek nie zapewni bezpieczeństwa energetycznego, ponieważ nie zastąpi wycofywanych zdolności wytwórczych odpowiednio szybko, a także będzie zależeć od rezerw uranu, które mogą ulec wyczerpaniu.
- (111) Kilkoro respondentów argumentowało, że dotacje będą prowadziły do blokowania innych, bardziej innowacyjnych i mniej szkodliwych dla środowiska technologii wytwarzania. Poza tym są one nieuzasadnione i niezgodne z zasadą „zanieczyszczający płaci”. Przyszłe generacje będą ponosić koszty wynikające z zastosowania długoterminowych środków.
- (112) Kilkoro respondentów pragnęło podkreślić, że szereg państw członkowskich, w szczególności Niemcy, Austria, Irlandia, Włochy i inne, będzie występowało przeciwko energii jądrowej, natomiast takie kraje, jak Portugalia, Dania, Estonia czy Grecja nie będą stosowały energii jądrowej z uwagi na brak wspólnego celu jej dotyczącego.
- (113) Kilkoro respondentów zauważyło, że technologii wymagającej dotowania przez 60 lat oraz zwolnionej z generowanych przez nią kosztów bezpośrednich i pośrednich, a także objętej 35-letnim gwarantowanym kontraktem, nie można uznać za rentowną.
- (114) Jedna ze stron argumentowała, że nie ma zadowalającego sposobu rozwiązania kwestii składowania odpadów radioaktywnych.
- (115) Jeden z respondentów stwierdził, że Zjednoczone Królestwo nadmiernie faworyzuje nowe technologie jądrowe przez niwelowanie wielu niepewnych czynników dotyczących składowania odpadów i zwiększanie pewności dla inwestorów.
- (116) Kilkoro respondentów wyraziło krytykę oceny ryzyka przeprowadzonej przez Zjednoczone Królestwo, wskazując, że nie ujęła ona ani nie uchwyciła kaskadowego wystąpienia nieoczekiwanych awarii „pozaprojektowych” w Fukushima, a także innych większych awarii jądrowych. Skrytykowano również stwierdzenia, że w przypadku najgorszej awarii czy incydentu, które można racjonalnie przewidzieć w HPC (łącznie z atakiem terrorystycznym), maksymalny współczynnik uwolnienia materiału promieniotwórczego przez pominięcie obudowy bezpieczeństwa nie przekroczy 0,03 procent zawartości rdzenia reaktora na dzień.
- (117) Kilkoro respondentów zauważyło, że nie wiadomo, czy Zjednoczone Królestwo uwzględniło rozwój nowych technologii, które zwiększają elastyczność sieci elektroenergetycznej (np. dynamiczne ceny, kontrakty na przerywane obciążenie czy ograniczenie dynamicznego obciążenia w przemyśle, agregacja usług i optymalizacja popytu gospodarstw domowych).
- (118) Jeden z respondentów skrytykował znaczenie, jakie Zjednoczone Królestwo nadaje wytwarzaniu energii elektrycznej na potrzeby obciążenia podstawowego, biorąc pod uwagę zachodzące w sektorze energetycznym zmiany, które sprawiają, że utrzymanie się do połowy lat 20 tego wieku tak dużego znaczenia obciążenia podstawowego staje się wątpliwe. W szczególności coraz większe znaczenie będzie miała elastyczność systemu.
- (119) Kilka ze stron zauważyło, że HPC nie będzie pierwszą elektrownią danego rodzaju, ale raczej piątą lub szóstą, biorąc pod uwagę elektrownie w Finlandii i Francji oraz dwie kolejne wybudowane w Chinach. Co więcej, podobne reaktory były zamawiane bez przyznania pomocy państwa w Finlandii i we Francji.
- (120) Jedna ze stron argumentowała, że sektor energii słonecznej będzie miał zdolność do corocznego dostarczania tej samej ilości energii, jakiej oczekuje się od HPC, po porównywalnych kosztach, a morska energia wiatrowa będzie tańsza niż jądrowa do 2020 r. lub niewiele później.

- (121) Jedna ze stron argumentowała, że liczby przedstawione przez rząd Zjednoczonego Królestwa wskazują, jakoby nowa instalacja nuklearna nie była potrzebna, wbrew treści kilku dokumentów i wypowiedzi, które nieprawidłowo określają popyt na energię elektryczną jako dwu-, a nawet trzykrotnie większy od danych wynikających z badań rządu dotyczących długoterminowego popytu na energię elektryczną oraz potrzeb w zakresie zdolności wytwórczych do 2025 r.

#### 3.4. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT STOSOWNOŚCI I EFEKTU ZACHĘTY ŚRODKÓW

- (122) Wśród pozytywnych odpowiedzi znalazło się spostrzeżenie kilku respondentów, że energia jądrowa może w głównej mierze przyczynić się do wytwarzania niskoemisyjnej energii elektrycznej, a ponadto może pomóc w dywersyfikacji sektora energetycznego. Zauważono również, że choć instalacja nie zapewni całej dodatkowej zdolności wytwórczej, jaka będzie niezbędna przez następne dziesięciolecie w Zjednoczonym Królestwie, prawdopodobnie odegra krytyczną rolę w zastąpieniu wycofywanych jądrowych zdolności wytwórczych oraz zaspokojeniu popytu w przyszłości.
- (123) Kilkoro respondentów argumentowało, że bez interwencji rządu prywatne inwestycje będą koncentrowały się tylko na zwrotach krótkoterminowych, co uniemożliwi zastosowanie nowych technologii jądrowych.
- (124) Jeden z respondentów argumentował, że bez pomocy podmioty nie będą miały żadnych zachęt do inwestowania w nowe elektrownie jądrowe, a pomyślnie zakończenie pierwszego projektu znacząco ograniczy koszt nowych projektów. Argumentowano również, że reaktorów trzeciej generacji nie można porównywać z istniejącymi elektrowniami, a bez długoterminowego horyzontu czasowego stabilności cen nie będzie prywatnych inwestycji w energię nuklearną.
- (125) Kilkoro respondentów stwierdziło, że w wyniku realizacji programu budowy nowej elektrowni jądrowej Zjednoczone Królestwo i Europa odniosą znaczące korzyści pod względem zatrudnienia.
- (126) Kilkoro respondentów wysunęło spostrzeżenie, że pomoc umożliwi wysoko wyspecjalizowanemu personelowi zachowanie umiejętności i rozwijanie nowych technik, istotnych również w przypadku likwidacji reaktorów jądrowych, które aktualnie działają. Przekazali oni również uwagę o pozytywnym wpływie pomocy na podmioty w łańcuchu dostaw.
- (127) Kilkoro respondentów wskazało, że firmy Zjednoczonego Królestwa będą zdecydowanie popierać zdywersyfikowany koszyk energetyczny, w szczególności energię jądrową, wiatrową i wodną. Program Zjednoczonego Królestwa może przyczynić się do powstania bardziej stabilnego środowiska inwestycyjnego dla przedsiębiorstw, zwłaszcza dużych użytkowników energii elektrycznej.
- (128) Kilkoro respondentów zauważyło, że proponowany mechanizm, w porównaniu z systemem zielonych certyfikatów stosowanym obecnie wyłącznie w odniesieniu do energii odnawialnych, ma zaletę polegającą na ograniczaniu nadmiernej rekompensaty.
- (129) Kilka ze stron zauważyło, że państwo ma obowiązek zachęcania inwestorów do podejmowania decyzji o różnicowaniu źródeł, ponieważ na zliberalizowanych rynkach nie można internalizować korzyści wynikających z bezpieczeństwa dostaw państwa członkowskiego.
- (130) Jedna ze stron skrytykowała opinię Komisji, że KTR eliminuje większość rodzajów ryzyka rynkowego, ponieważ taryfy gwarantowane są powszechnie stosowane w wielu państwach członkowskich w celu wspierania odnawialnych źródeł energii i nie ma podstaw do innego traktowania energii jądrowej.
- (131) Kilkoro respondentów argumentowało, że technologia jądrowa nie jest przyjazna dla środowiska, nie ma charakteru odnawialnego, ale ograniczony, a ponadto jest wyjątkowo droga, pomimo że jest to technologia dojrzała bez efektów uczenia się.

#### 3.5. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT PROPORCJONALNOŚCI ŚRODKÓW

- (132) Jedna ze stron przekazała uwagę, że KTR ogranicza ryzyko, a jednocześnie nadal naraża NNBG na podstawowe ryzyko oraz zapobiega nadmiernej rekompensacie, ponieważ płatności są dokonywane jedynie wtedy, gdy CR jest niższa niż kurs wykonania. Ponadto mechanizm udziału w zyskach kapitałowych ograniczy nadmierną rekompensatę i NNBG nie będzie miał zagwarantowanego stałego poziomu przychodów czy zysków. Na koniec KTR spowoduje ustabilizowanie cen, prowadząc do poprawy środowiska inwestycyjnego.
- (133) Kilka ze stron argumentowało, że KW powinien być porównywany z kursami odnoszącymi się do innych niskoemisyjnych technologii, a nie kosztów elektrowni gazowych. Należy też uwzględnić przyszły poziom cen, a nie obecny.

- (134) Kilka ze stron zauważyło, że okres trwania KTR dotyczącego HPC będzie wynosił 35 lat, zaś kontrakty odnoszące się do odnawialnych źródeł energii trwają krócej, zwykle nie dłużej niż 15 lat. Elektrownia jądrowa będzie jednak działała przez 60 lat, natomiast instalacje odnawialne przez 20–25 lat, skutkując niższym udziałem dotacji w okresie eksploatacji. KTR zabezpieczy Zjednoczone Królestwo przed koniecznością ponoszenia wyższych kosztów budowy.
- (135) Jedna ze stron dostarczyła ocenę kosztów, sugerując znaczny spadek ich zakresu po otwarciu pierwszej elektrowni do 60–75 GBP na MWh do 2030 r. Argumentowano również, że KW zgłoszonego środka będzie mieścił się w zakresie sugerowanym w analizie, tj. 85–100 GBP na MWh.
- (136) Kilka ze stron zasugerowało, że niewiele technologii jest obecnie uznanych za tańsze i żadna z nich nie może zapewnić znaczącej ilości energii elektrycznej w przyszłości.
- (137) Kilka ze stron zauważyło, że po uwzględnieniu całkowitych kosztów systemu korzystającego z odnawialnych źródeł energii energia jądrowa jest znacznie tańszym wariantem przy KW zgłoszonym przez Zjednoczone Królestwo.
- (138) Jedna ze stron argumentowała, że decyzja Komisji w sprawie wyłączenia projektów dotyczących energii jądrowej z zastosowania mechanizmów typu KTR może mieć potencjalnie znaczący wpływ na zdolność NDA do wdrażania rozwiązań w zakresie cywilnego plutonu w Zjednoczonym Królestwie. Ponadto orzeczono, że obciążenie dla płatnika podatków kosztami związanymi z odpadami jest minimalne/mало prawdopodobne z uwagi na podejście rządu Zjednoczonego Królestwa.
- (139) Kilkoro respondentów przekazało uwagę, że pomoc inwestycyjna nie została odliczona od pomocy operacyjnej.
- (140) Jeden z respondentów zauważył, że wszystkie umowy oraz ich modyfikacje, mające wpływ na finansowanie, lub praktyczne uzgodnienia dotyczące likwidacji, gospodarowania odpadami i wypalonym paliwem oraz ich składowania powinny zostać podane do publicznej informacji, a także poddane kontroli Parlamentu. Zauważono również, że do publicznej wiadomości nie podano kluczowych informacji na temat modelowania kosztów.
- (141) Kilka ze stron wyraziło zaniepokojenie, że Zjednoczone Królestwo może przyznawać dodatkową pomoc NNBG, w tym w postaci systemu ograniczającego odpowiedzialność podmiotów wytwarzających energię jądrową. Niektóre ze stron uznały również, że w zakresie technologii alternatywnych w stosunku do technologii jądrowej zakłada się ponoszenie pełnej odpowiedzialności, podczas gdy w przypadku technologii jądrowej odpowiedzialność ta ma być ograniczona.
- (142) Inny typ wsparcia, które określono jako potencjalnie wykluczone ze zgłoszonej pomocy, stanowi niedoszacowanie kosztów gospodarowania odpadami promieniotwórczymi i ich składowania na podstawie kontraktu na przekazanie odpadów, do zawarcia którego Zjednoczone Królestwo zamierza zobowiązać nowe podmioty wytwarzające energię jądrową. Podobnie niektóre ze stron spostrzegły, że domniemany brak pełnego zestawienia kosztów likwidacji stanowi naruszenie zasady „zanieczyszczający płaci”.
- (143) Jeden z respondentów wyraził obawę o potencjalne przekroczenie kosztów, na podstawie doświadczeń dotyczących modeli europejskiego reaktora ciśnieniowego („EPR”) w Finlandii i we Francji.
- (144) Finansowe wsparcie istniejących podmiotów wytwarzających energię jądrową w Zjednoczonym Królestwie zostało zapewnione za pomocą szeregu instrumentów finansowych, w tym ograniczenia zobowiązań, gwarancji od ryzyka handlowego, dotacji na pokrycie kosztów składowania odpadów promieniotwórczych oraz na pokrycie kosztów ochrony antyterrorystycznej.
- (145) Kilka ze stron zauważyło, że pomoc będzie skutkowałą przeniesieniem ryzyka ekonomicznego z przedsiębiorstwa na płatników podatków oraz powstaniem uzależnienia, które wywoła wzrost cen energii w okresie najbliższych 35 lat.
- (146) Kilka ze stron argumentowało, że KW jest zbyt wysoki, a HPC będzie najdroższą dotychczas wzniesioną elektrownią jądrową. Zakłócenia doprowadzą do powstania dodatkowych kosztów.
- (147) Jedna ze stron zauważyła, że ocena proporcjonalności nie może być rozstrzygająca do momentu pełnego zgłoszenia przepisów dotyczących udziału w zyskach oraz renegocjacji kosztów.
- (148) Jedna ze stron zaproponowała, że KW powinien być wyższy niż stawka płacona przez Niemcy za lądową energię wiatrową.
- (149) Jedna ze stron zauważyła, że uczciwe byłoby założenie, iż nie ma zasadnych oczekiwań co do znacznego zmniejszenia kosztów EPR w razie zapewnienia wsparcia oraz że wspomniany reaktor nie kwalifikuje się jako nowa technologia.

- (150) Kilka ze stron argumentowało, że niektóre nowe technologie energii odnawialnej mogą okazać się bardziej opłacalne niż HPC. W najnowszym sprawozdaniu opracowanym przez Carbon Connect <sup>(1)</sup> oszacowano, że stopa zwrotu na rzecz EDF i innych inwestorów w HPC będzie znacznie wyższa niż w innych projektach, przy oczekiwanym zwrocie z kapitału na poziomie 19–21 procent, czyli wyższym niż w projektach prywatnej inicjatywy finansowej. Ponadto jeśli uwzględni się pełne ubezpieczenie przed katastrofami jądrowymi, ekonomiczna przewaga energii jądrowej w porównaniu z innymi źródłami niskoemisyjnymi będzie znacząco osłabiona. I wreszcie, najnowsze sprawozdanie komisji ds. wydatków publicznych przy Izbie Gmin Zjednoczonego Królestwa oraz Nuclear Decommissioning Authority wskazuje, że koszt dotychczasowych instalacji jądrowych wynosi ponad 2,5 mld GBP rocznie, czyli 42 procent łącznego budżetu DECC.
- (151) Kilka ze stron argumentowało, że istnieje uzasadnione podejrzenie nadmiernej rekompensaty.
- (152) Jedna ze stron obliczyła, że jeśli KW na 35 lat zostanie przeliczony na 15-letni KW, wyniesie około 117 GBP na MWh w rzeczywistych liczbach z 2012 r. lub będzie ponad 20 procent wyższy niż przeliczone kursy lądowej energii wiatrowej i 10–15 procent wyższy niż przeliczniki energii z biomasy. Ponadto można założyć, że ceny lądowej energii wiatrowej mogą jeszcze spaść do 2023 r. z powodu zwiększenia zakresu wdrożenia, w wyniku czego różnica będzie bardziej zauważalna.
- (153) Kilka ze stron zauważyło, że ceny alternatywnych technologii, zwłaszcza odnawialnych, prawdopodobnie spadną w przyszłości, a efektem będzie nadmierna relatywna rekompensata na rzecz projektu HPC.
- (154) Jedna ze stron stwierdziła, że Zjednoczone Królestwo nie podjęło wysiłku zapewnienia w tym samym okresie równoważnych zdolności wytwórczych czy wielkości produkcji z innego źródła. We Francji i Finlandii ceny za jądrową energię elektryczną mieszczą się w przedziale 45–50 EUR za MWh. Sprawozdania analityków finansowych wskazują, że EDF może osiągnąć roczną wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału w wysokości 25–35 procent. I wreszcie, KTR umożliwi łatwiejsze uzyskanie CR w przypadku energii jądrowej niż odnawialnych źródeł energii, a połączenie minimalnej ceny emisji z rynkiem zdolności wytwórczych zapewni wsparcie inwestycji w nowe instalacje jądrowe.

### 3.6. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT POTENCJALNYCH ZAKŁÓCEŃ KONKURENCJI I WYMIANY HANDLOWEJ MIĘDZY PAŃSTWAMI CZŁONKOWSKIMI

- (155) Wśród pozytywnych odpowiedzi kilka ze stron argumentowało, że środek nie wywoła znaczącego efektu, jeśli chodzi o konkurencję czy wymianę handlową w państwach członkowskich, ponieważ nie będzie miał wpływu na dobrobyt konsumentów i nie doprowadzi do zwiększenia cen detalicznych. NNBG będzie również narażony na oddziaływanie sił rynkowych i zachęt do konkurowania na rynku hurtowego obrotu energią elektryczną.
- (156) Kilka ze stron argumentowało, że w odniesieniu do dla wszystkich niskoemisyjnych technologii węglowych należy stworzyć równe warunki działania, dotacje na rzecz nowej instalacji będą więc spójne z bieżącą polityką pomocy dla odnawialnych źródeł energii. Kilka ze stron argumentowało, że trzeba zachować neutralność technologiczną, nie należy zatem na tym tle dyskryminować technologii jądrowej.
- (157) Kilka ze stron zaobserwowało, że wspomniane środki nie wyeliminują inwestycji w odnawialne źródła energii, ponieważ one także otrzymują wsparcie w ramach KTR. Niektóre strony argumentowały dalej, że pomoc dla odmiany może pobudzać nowe inwestycje w technologie wytwarzania energii elektrycznej.
- (158) Jedna ze stron zaobserwowała, że oczekiwane zdolności wytwórcze instalacji HPC mają wynieść nieco ponad 3 GW, zaś rynek Zjednoczonego Królestwa jako całość wkrótce osiągnie poziom 80 GW. W świetle powyższych rozważań zakłócenia rynku wywołane przez pomoc nie będą znaczące (np. 4 procent).
- (159) Kilka ze stron zauważyło, że zyski ze źródeł alternatywnych w stosunku do nowej instalacji jądrowej nie będą w stanie zapewnić wystarczająco wysokiego poziomu zdolności wytwórczych, aby je uznać za rentowny wariant. W szczególności zysków z reakcji na popyt nie można uznać za pewne, efektywność energetyczna będzie wymagała opracowania dodatkowej polityki, a w efektywnym użytkowaniu zasobów kluczowym czynnikiem będą połączenia międzysystemowe. Jednak główne przeszkody będą miały charakter polityczny i regulacyjny.
- (160) Kilkoro respondentów argumentowało, że wspomniane środki zakłócą konkurencję. Tak się stanie w przypadku wyeliminowania alternatywnych technologii, w szczególności poprzez dyskryminowanie lub zastępowanie inwestycji w technologie odnawialne. Na wewnętrznym rynku wystąpią zakłócenia w wymianie handlowej, ponieważ importerzy nie będą w stanie konkurować z dotowaną ceną energii jądrowej, a to doprowadzi do sztucznych nadwyżek w innych państwach członkowskich.
- (161) Jeden z respondentów wskazał, że wspomniana pomoc zakłóci konkurencję między już działającymi i nowymi elektrowniami jądrowymi, ponieważ w przeciwieństwie do dotychczasowych elektrowni nowo powstałe otrzymają pomoc operacyjną. Inna ze stron zauważyła, że trzeba zachować neutralność technologiczną, nie należy więc na tym tle dyskryminować energii jądrowej.

<sup>(1)</sup> Leveque F. i Robertson A., Future Electricity Series Part 3: Power from Nuclear, Carbon Connect, Policy Connect, Londyn 2014.



- (162) Jedna ze stron zauważyła, że dotacje w energię jądrową prawdopodobnie ograniczą wielkość dostępnego rynku technologii energii odnawialnej oraz zwiększą trudność w ustaleniu zdolności wytwórczych pochodzących z nowych instalacji energii odnawialnej w UE.
- (163) Jedna ze stron skrytykowała badanie eksperckie opracowane przez prof. Greena i dr Staffella, w szczególności z uwagi na to, że ich metoda była nieodpowiednia do analiz dobrobytu czy oceny zakłóceń, założenia były niewłaściwe do rozpatrywania niedoskonałości rynku finansowego, a założenie egzogeniczności ważonego średniego kosztu kapitału nie miało uzasadnienia. Ponadto badanie pomijało czynnik uczenia się, efekty zewnętrzne związane z emisją, dywersyfikację dostaw oraz władzę rynkową.
- (164) Jedna ze stron zauważyła, że pomoc spowoduje nierównowagę między pełnym kosztem innych technologii energetycznych a kosztem technologii jądrowej ze szkodą dla konsumentów i negatywnym skutkiem w postaci znacznie zwiększonych podatków. Ponadto EDF osiągnie dominującą pozycję na brytyjskim rynku energetycznym, w szczególności jeśli zostanie przyznane przedłużenie okresu eksploatacji istniejących elektrowni jądrowych.
- (165) Jedna ze stron orzekła, że płatność różnicowa wynikająca z KTR według zmierzonej wielkości produkcji może spowodować zakłócenia na rynku, ponieważ podmioty wytwarzające energię elektryczną będą miały możliwość sprzedaży energii elektrycznej nawet po cenach ujemnych i uzyskania dodatniego dochodu na podstawie KTR.
- (166) Jedna ze stron argumentowała, że skala pomocy podważy inwestycje w przyszłe połączenia międzysystemowe, w tym połączenia między Szwecją i Islandią (geotermalna energia elektryczna) oraz między Anglią i krajami nordyckimi (geotermalna i wiatrowa energia elektryczna oraz energia pływów).

### 3.7. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT GWARANCJI KREDYTOWYCH

- (167) Kilkoro respondentów zauważyło, że nie można wykluczyć nadmiernej rekompensaty, przy założeniu uwzględnienia w pakiecie pomocy oprócz KTR także gwarancji kredytowej.

### 3.8. POZOSTAŁE OTRZYMANE UWAGI

- (168) Kilkoro respondentów odniosło się do przypadku dzikich jeży, które w marcu 2013 r., 27 lat po awarii elektrowni jądrowej w Czarnobylu, nadal miały wysoki poziom napromieniowania. Kilkoro respondentów zażądało przeprowadzenia drugich konsultacji w chwili finalizowania zgłoszonego środka.
- (169) Kilkoro respondentów wskazało, że rząd Zjednoczonego Królestwa obiecał w manifestie przedwyborczym, jakoby energia nuklearna nie miała być dotowana z publicznych środków.
- (170) Jedna ze stron zaobserwowała, że w celu opracowania planów i określenia kosztów Zjednoczone Królestwo nadal polega na tak zwanej pomyślnej realizacji procesów związanych z nową budową, ale pomija istotną niepewność dotyczącą wyboru lokalizacji, zakładania oraz prowadzenia placówki geologicznego składowania odpadów. Skrytykowano również bieżące propozycje Zjednoczonego Królestwa dotyczące gospodarowania odpadami promieniotwórczymi i ich składowania.

## 4. UWAGI ZJEDNOCZONEGO KRÓLESTWA

- (171) W dniu 31 stycznia 2014 r. Zjednoczone Królestwo przesłało swoją odpowiedź do decyzji o wszczęciu postępowania. Odpowiedź Zjednoczonego Królestwa zawierała szereg analiz, w tym:
- modelowanie przeprowadzone przez DECC i analizę alternatywnych scenariuszy;
  - sprawozdanie opracowane przez Oxera na temat niedoskonałości rynku, proporcjonalności i potencjalnych zakłóceń konkurencji;
  - badanie przeprowadzone przez Pöyry dotyczące potencjalnych zakłóceń rynku wewnętrznego i alternatyw dla nowych instalacji jądrowych;
  - sprawozdanie opracowane przez Redpoint na temat ewolucji sektora energii elektrycznej w Zjednoczonym Królestwie;
  - opis procedury ujawniania i weryfikacji kosztów, z udziałem KPMG i LeighFisher;
  - raport KPMG na temat potencjalnych zakłóceń konkurencji;
  - badania porównawcze stopy zwrotu.

(172) W odpowiedzi Zjednoczone Królestwo w szerokim zakresie przytoczyło to samo stanowisko, które wyraziło w powiadomieniu. W szczególności nowa instalacja jądrowa będzie stanowić istotny element koszyka energetycznego w Zjednoczonym Królestwie, dzięki czemu możliwe będzie uzyskanie niskoemisyjnych, bezpiecznych i zdywersyfikowanych dostaw energii elektrycznej po przystępnych kosztach.

(173) Argumenty Zjednoczonego Królestwa są bardziej szczegółowo przedstawione poniżej.

#### 4.1. OTRZYMANE UWAGI DOTYCZĄCE ISTNIENIA POMOCY PAŃSTWA I UOIG

(174) Zjednoczone Królestwo podtrzymało opinię, że zgłoszony środek nie stanowi pomocy państwa, zgodnie z kryteriami Altmark odnoszącymi się do KTR oraz obwieszczeniem w sprawie gwarancji <sup>(1)</sup> w przypadku gwarancji. Zjednoczone Królestwo podtrzymywało też swą opinię, że pomoc będzie zgodna na podstawie ram UOIG <sup>(2)</sup>. Jeśli nie, pomoc będzie zgodna na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE.

(175) W odniesieniu do warunku Altmark, tj. istnienia usługi świadczonej w ogólnym interesie gospodarczym („UOIG”), władze Zjednoczonego Królestwa twierdzą, że budowa HPC według określonego harmonogramu oraz działanie na podstawie ram KTR stanowi UOIG służącą osiągnięciu celów rządu Zjednoczonego Królestwa leżących w ogólnym interesie.

(176) Władze Zjednoczonego Królestwa wyjaśniają definicję UOIG. UOIG rzekomo polega na zapewnieniu realizacji inwestycji w zdolności wytwórcze nowej instalacji jądrowej w określonych ramach czasowych. Żaden prywatny inwestor w obecnych warunkach rynkowych najprawdopodobniej nie zainwestuje w nową elektrownię jądrową w ramach czasowych wskazanych w KTR. Władze Zjednoczonego Królestwa twierdzą, że w przypadku budowy nowych instalacji jądrowych ujawniają się niedoskonałości rynku, które uzasadniają ustanowienie UOIG.

(177) Zdaniem władz Zjednoczonego Królestwa dyrektywa w sprawie energii elektrycznej <sup>(3)</sup> uznaje, że obowiązki użyteczności publicznej zgodnie z art. 3 ust. 2 mogą uwzględniać potrzebę długoterminowego zapewnienia zdolności wytwórczych i bezpieczeństwa dostaw. Można domniemywać, że nie ma przyczyny, aby ograniczać te rozważania do obowiązków użyteczności publicznej w odniesieniu do zapewnienia rezerwowych zdolności wytwórczych. HPC rzekomo będzie elementem długoterminowego planowania Zjednoczonego Królestwa w zakresie bezpieczeństwa dostaw przez zapewnienie znacznych zdolności wytwórczych w długim horyzoncie czasowym, jak przewiduje art. 3 ust. 2 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej, a mianowicie 35-letnim, w którym będą dokonywane płatności różnicowe na podstawie KTR. Fakt, że podłączenie HPC do sieci może nie odbyć w odpowiednim czasie, aby wspomóc potencjalnie niski poziom zdolności wytwórczych przed 2020 r., nie może stanowić decydującego czynnika w świetle ukierunkowania na długo- zamiast na krótkoterminowy cel leżący w ogólnym interesie. Można domniemywać, że prawdopodobne ograniczenie zdolności wytwórczych w Zjednoczonym Królestwie przed uruchomieniem elektrowni HPC nie podważa zasadności projektu. Ponadto bez dalszych interwencji Zjednoczone Królestwo będzie się nadal zmagać z ograniczeniami zdolności wytwórczych w latach 20. tego wieku i później, zatem będzie zmuszone do opracowania koszyka energetycznego, który umożliwi stawienie czoła tym wyzwaniom na trwałych zasadach.

(178) Rzekomo przez znaczące przyczynienie się do zapewnienia Zjednoczonemu Królestwu bezpieczeństwa dostaw niskoemisyjnej energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej inwestycja w zdolności wytwórcze stwarzane przez nową instalację jądrową, która zostanie dostarczona i uruchomiona w określonych ramach czasowych i jej eksploatacja będzie odbywać się na podstawie KTR, jest ukierunkowana na interes ogólny lub publiczny, który można określić jako UOIG. Zdaniem rządu Zjednoczonego Królestwa nowe zdolności wytwórcze na potrzeby obciążenia podstawowego, w szczególności projekty jądrowe, nie będą realizowane przez przedsiębiorstwa działające w normalnych warunkach rynkowych w ramach czasowych wystarczających do osiągnięcia celów Zjednoczonego Królestwa stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania.

(179) Władze Zjednoczonego Królestwa wysuwają argument, że KTR należy traktować jako element, który nakłada na NNBG szczególne obowiązki użyteczności publicznej. Dokładna definicja i obowiązkowy charakter obowiązków użyteczności publicznej w ramach UOIG wynika z połączenia restrykcyjnych klauzul, które mają zapewnić, aby NNBG spełnił wymóg określonych ram czasowych, oraz faktu, że kiedy NNBG zaangażuje się w budowę, jego wycofanie się nie będzie możliwe w świetle wyjątkowo wysokich kosztów utopionych poniesionych przez to przedsiębiorstwo.

(180) W odniesieniu do drugiego warunku Altmark władze Zjednoczonego Królestwa twierdzą, że parametry do obliczeń CR oraz potencjalnych korekt KW zostały co do zasady uzgodnione i zostaną określone w KTR w sposób obiektywny i przejrzysty przed wejściem kontraktu w życie.

<sup>(1)</sup> Obwieszczenie Komisji w sprawie zastosowania art. 87 i 88 Traktatu WE do pomocy państwa w formie gwarancji (Dz.U. C 155 z 20.6.2008, s. 10).

<sup>(2)</sup> Komunikat Komisji – Zasady ramowe Unii Europejskiej dotyczące pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych (Dz.U. C 8 z 11.1.2012, s. 15).

<sup>(3)</sup> Dyrektywa 2009/72/WE.

- (181) Jeśli chodzi o trzeci warunek Altmark, władze Zjednoczonego Królestwa twierdzą, że na podstawie orzecznictwa, w świetle swobody, jaką ma państwo członkowskie w określaniu misji UOIG oraz warunków jej wdrażania, obszar kontroli Komisji w odniesieniu do konieczności i proporcjonalności rekompensaty pod kątem wspomnianego trzeciego warunku Altmark jest również ograniczony zakresem oczywistego błędu<sup>(1)</sup>. Władze Zjednoczonego Królestwa uważają, że środek jest proporcjonalny oraz że mechanizm KTR automatycznie minimalizuje poziom pomocy państwa, ponieważ płatności różnicowe są dokonywane jedynie w przypadku rynkowej CR niższej niż KW, a płatności odwrotne, gdy rynkowa CR jest wyższa niż KW. KTR będzie zawierał szereg zabezpieczeń przed nadmierną rekompensatą.
- (182) W odniesieniu do czwartego warunku Altmark władze Zjednoczonego Królestwa uznają, że to kryterium ma zapewnić, że rekompensata za świadczenie UOIG odpowiada standardowej rekompensacie rynkowej za taką usługę. Można domniemywać, że w danej sprawie brak odpowiedniej wartości referencyjnej nie powinien uniemożliwiać zastosowania czwartego warunku Altmark. Komisja powinna rzekomo ocenić istnienie przewagi przez odniesienie do celu elementów możliwych do zweryfikowania dostępnych w tym przypadku. Władze Zjednoczonego Królestwa uważają, że procedura ujawniania i weryfikowania kosztów przeprowadzona przez zewnętrznych doradców w celu zapewnienia zasadnego oszacowania kosztów świadczenia UOIG przez NNBG wystarczy do uznania czwartego warunku Altmark za spełniony.
- (183) W odniesieniu do gwarancji kredytowej władze Zjednoczonego Królestwa wyrażają opinię, że nie zapewnia ona przedsiębiorstwu korzyści, ponieważ jest oferowana na warunkach komercyjnych zgodnie z zasadą inwestora rynkowego („ZIR”). Rząd Zjednoczonego Królestwa uważa, że gwarancja kredytowa i warunki KTR służą odmiennym celom. Celem KTR będzie zapewnienie długoterminowej umowy w celu ograniczenia niepewności cen na rynku hurtowym z zastrzeżeniem odpowiedniej wydajności aktywów bazowych. Gwarancja kredytowa, jak wszystkie komercyjne gwarancje kredytowe od ubezpieczycieli finansowych, ułatwia szerszy dostęp do rynków długoterminowego kapitału dłużnego. Ceny oraz zatwierdzenie gwarancji kredytowej uzależnione jest w ogromnym stopniu od ryzyka w całym projekcie, w tym warunków KTR. Jednak nie jest prawdziwa odwrócona sytuacja: obecność gwarancji przenosi profil ryzyka między inwestorami dłużnymi a gwarantem, a nie zmienia samego profilu ryzyka projektu. Rząd Zjednoczonego Królestwa nie uważa, że przedsiębiorstwo realizujące projekt otrzyma dodatkowe wsparcie w wyniku połączenia KTR i gwarancji kredytowej.
- (184) W odniesieniu do umowy z sekretarzem stanu dotyczącej rekompensaty za polityczne zamknięcie elektrowni Zjednoczone Królestwo twierdzi, że wszystkie KTR będą zawierały przepisy o rekompensacie dla inwestorów w przypadku wystąpienia „zdarzenia kwalifikującego do zamknięcia”, na przykład zmiany w przepisach powodującej trwałe zamknięcie całego zakładu (zależne od technologii) lub odmowy zgody przez rząd Zjednoczonego Królestwa na ponowne uruchomienie elektrowni po upływie określonego czasu po zamknięciu. Bezpośrednia umowa między sekretarzem stanu a inwestorami NNBG stanowi dodatkową, odrębną umowę, która ma być przeciwwagą w stosunku do postanowień dotyczących zdarzenia kwalifikującego do zamknięcia. Umowa stanowi zapewnienie, że jeśli po politycznym zamknięciu podmiot kontrahenta nie mógłby wypłacić rekompensat na rzecz inwestorów NNBG, uzgodnionej wypłaty dokona sekretarz stanu. Nie przewiduje ona wypłat dodatkowych rekompensat na rzecz NNBG lub jego inwestorów.
- (185) Władze Zjednoczonego Królestwa argumentują dalej, że umowa jest niezbędna z uwagi na wiążące się z elektrownią jądrową ryzyko politycznego zamknięcia.
- (186) Władze Zjednoczonego Królestwa stwierdzają, że nie jest ich intencją dołączanie do każdego KTR umowy z sekretarzem stanu, ponieważ powinno to być analizowane odrębnie dla poszczególnych projektów. Jednak wyrażają one domniemanie, że zasadność bezpośredniej umowy prawdopodobnie może mieć zastosowanie do innych projektów, w tym innych technologii – zwłaszcza wyjątkowo dużych, kontrowersyjnych i/lub takich, które mają zbliżone ustalenia w zakresie likwidacji.
- (187) Zdaniem władz Zjednoczonego Królestwa wypłaty rekompensaty są w rzeczywistości dokonywane z zamierzeniem przywrócenia początkowej pozycji inwestorom NNBG, więc nie należy ich uznać za pomoc państwa.
- (188) Dalej władze Zjednoczonego Królestwa stwierdzają, że jeśli środek wiąże się z pomocą państwa, będzie ona zgodna z rynkiem wewnętrznym, jak przewidują ramy UOIG.
- (189) Rzekomo inwestycje w zdolności wytwórcze pochodzące z nowej instalacji jądrowej dostarczonej i uruchomionej w określonych ramach czasowych oraz jej eksploatacja na podstawie umowy inwestycyjnej przez okres płatności różnicowych wynoszący 35 lat stanowi UOIG. Co więcej, uzgodnienia KTR obejmują elementy konieczne do sformułowania aktu powierzenia oraz określają odnośne obowiązki użyteczności publicznej i poziomy rekompensaty.

<sup>(1)</sup> Sprawa T-17/02 Fred Olsen przeciwko Komisji, Zb.Orz. 2005, s. II-2031, pkt 216 i sprawa T-289/03 BUPA i in. przeciwko Komisji, Zb.Orz. 2008, s. II-81, pkt 166 i 220.

- (190) Ponieważ 35-letni okres powierzenia (stanowiący okres płatności różnicowych) jest krótszy niż pełny okres amortyzacji HPC trwający 60 lat, jego długość jest rzekomo uzasadniona przy założeniu omawianej UOIG.
- (191) W odniesieniu do wymagań dotyczących zamówień publicznych rząd Zjednoczonego Królestwa argumentuje, że Komisja powinna założyć prawidłowość procesu wyboru i negocjacji, chyba że postępowanie wyjaśniające wykaże w nim błędy. Zjednoczone Królestwo uważa, że zasady dotyczące zamówień publicznych w dyrektywie 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady<sup>(1)</sup> lub dyrektywie 2004/18/WE Parlamentu Europejskiego i Rady<sup>(2)</sup> w sprawie udzielania zamówień publicznych na roboty budowlane, dostawy i usługi nie mają zastosowania do przedmiotowego środka, ponieważ nie obejmują zamówień na dostawy, roboty lub usługi na rzecz rządu Zjednoczonego Królestwa bądź innego organu państwowego w rozumieniu wspomnianych dyrektyw. Rzekomo z tych samych przyczyn rząd Zjednoczonego Królestwa uznaje, że art. 8 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej nie ma zastosowania do zgłoszonego środka. Niemniej władze Zjednoczonego Królestwa oświadczają, że procedury stosowane do tej pory przez rząd w zakresie identyfikowania odpowiednich inwestorów w programie reformy rynku energetycznego zostały oparte na jednoznacznych, przejrzystych i niedyskryminujących ramach, równoważnych z postępowaniem przetargowym pod względem przejrzystości i niedyskryminacji. Co więcej, szczegółowe warunki kontraktu podobnego do kontraktu dotyczącego HPC muszą rzekomo być negocjowane indywidualnie w celu odzwierciedlenia cech konkretnej inwestycji.
- (192) W odniesieniu do dyskryminacji należy domniemywać, że gdyby rząd Zjednoczonego Królestwa miał powierzyć świadczenie tej samej UOIG w zakresie nowych zdolności wytwarzania jądrowej energii elektrycznej innemu przedsiębiorstwu, zapewniłby zastosowanie tej samej metody do obliczenia CR i KW. Dokładne warunki każdej umowy inwestycyjnej mogą jednak różnić się z powodu niepowtarzalnej charakterystyki produktu. Niemniej takie potencjalne różnice mogą być obiektywnie uzasadnione i nie będą stanowiły dyskryminacji.
- (193) W odniesieniu do wymagań dotyczących rekompensaty władze Zjednoczonego Królestwa utrzymują, że KW został obliczony na podstawie kosztów budowy i kosztów operacyjnych przewidywanych przez NNBG, w tym niegwarantowanego uzasadnionego zysku, przy czym koszty te zostały uzasadnione i niezależnie zweryfikowane.
- (194) Władze Zjednoczonego Królestwa uważają, że w odniesieniu do środka nie ma potrzeby stawiania dodatkowych wymagań, ponieważ nie można go zakwalifikować jako żadnego z przypadków ujętych w ramach UOIG. Nie ma też powodów, aby stwierdzać, że środek wywoła poważne zakłócenia konkurencji na rynku wewnętrznym lub będzie miał do takiego stopnia wpływ na wymianę handlową między państwami członkowskimi. Rzekomo podobne usługi nie są świadczone w ramach konkurencji dla UOIG. Nie należy się też spodziewać, aby były świadczone przez sektor prywatny w najbliższej przyszłości. Komisja przyznała w poprzedniej decyzji, jakoby wsparcie publiczne na rzecz sektora energetycznego w geograficznie odizolowanym kraju (Irlandia), przy ograniczonych połączeniach międzysystemowych z innymi sieciami energetycznymi, miało ograniczony wpływ na wymianę handlową i nie było sprzeczne z interesem Wspólnoty<sup>(3)</sup>. To samo rzekomo ma zastosowanie do sektora energii elektrycznej w Zjednoczonym Królestwie.
- (195) Dodatkowe uwagi przekazane przez władze Zjednoczonego Królestwa:
- (i) Władze Zjednoczonego Królestwa wyjaśniają w kilku miejscach przedłożonych uwag, że celem zastosowania środka jest zachęcenie do dokonywania inwestycji lub odblokowanie inwestycji w niskoemisyjne technologie wytwarzania, w szczególności w nowe instalacje jądrowe.
  - (ii) KTR dotyczący HPC ma umożliwić wyeliminowanie barier w projekcie w jak najbardziej efektywny sposób, w tym zapewnić ochronę przed niektórymi rodzajami ryzyka, zwłaszcza związanego z niepewnością w zakresie przyszłych cen energii elektrycznej.
  - (iii) Koszty NNBG mogą być wyższe od spodziewanych na wiele sposobów bądź dochody mogą być niższe od oczekiwanych (na przykład z powodu nieuzyskania planowanych poziomów produkcji lub osiągnięcia niższych cen sprzedaży energii elektrycznej niż rynkowa CR).
  - (iv) NNBG będzie miał swobodę sprzedaży energii elektrycznej na zasadach natychmiastowych lub umownych. Nie jest stawiany wymóg, aby NNBG prowadził sprzedaż wyłącznie na rynku transakcji natychmiastowych.

#### 4.2. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT CELÓW STANOWIĄCYCH PRZEDMIOT WSPÓLNEGO ZAINTERESOWANIA

- (196) Zjednoczone Królestwo twierdzi, że dąży do wspólnych celów UE w zakresie obniżenia emisyjności, zapewnienia bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw po najniższych kosztach oraz, jak każde państwo członkowskie, zмага się z wyzwaniem w ich osiągnięciu.

<sup>(1)</sup> Dyrektywa 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. koordynująca procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych (Dz.U. L 134 z 30.4.2004, s. 1).

<sup>(2)</sup> Dyrektywa 2004/18/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie koordynacji procedur udzielania zamówień publicznych na roboty budowlane, dostawy i usługi (Dz.U. L 134 z 30.4.2004, s. 114).

<sup>(3)</sup> Zob. decyzja Komisji z dnia 30 października 2001 r., pomoc państwa N 6/A/2001 – Irlandia, C(2001) 3265 final, motyw 56.

- (197) Zjednoczone Królestwo zauważa, że efektywność energetyczna, reagowanie na zapotrzebowanie, połączenia międzysystemowe oraz lepsze działanie rynków bilansujących są istotnymi czynnikami, ale nie mogą samodzielnie przyczynić się do osiągnięcia celów, pomimo ich wdrażania. Jednocześnie Zjednoczone Królestwo stwierdza, że kompetencje w zakresie określania koszyka energetycznego leżą w gestii państw członkowskich i że Zjednoczone Królestwo zdecydowało, że energia jądrowa będzie jednym z elementów tego koszyka.
- (198) Energia jądrowa pomaga w osiągnięciu celu obniżenia emisyjności, ponieważ jest to technologia niskoemisyjna, a ocena Zjednoczonego Królestwa uwidacznia, że wraz z odnawialnymi źródłami energii i elektrowniami wyposażonymi w technologię wychwytywania i składowania dwutlenku węgla stanowi jeden z elementów najbardziej opłacalnej ścieżki wiodącej do obniżenia emisyjności.
- (199) Poleganie wyłącznie na innych technologiach jest ryzykowne. W szczególności Zjednoczone Królestwo szacuje, że w przypadku braku energii jądrowej, oprócz istniejących czy obecnie planowanych zdolności wytwórczych, do zaspokojenia popytu w tych samych ramach czasowych potrzebne byłoby 14 GW lądowej energii wiatrowej, 11 GW morskiej energii wiatrowej lub 5 GW pochodzących z układów gazowo-parowych z turbiną gazową<sup>(1)</sup>.
- (200) Zjednoczone Królestwo uważa, że zdywersyfikowany koszyk wytwarzania energii elektrycznej jest konieczny w celu stworzenia niezawodnego i zrównoważonego systemu energetycznego.
- (201) I wreszcie, Zjednoczone Królestwo stwierdza, że jego polityka w zakresie energii jądrowej jest spójna z dążeniem do celu stanowiącego przedmiot wspólnego zainteresowania na podstawie Traktatu Euratom.

#### 4.3. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT NIEDOSKONAŁOŚCI RYNKU I POTRZEBY INTERWENCJI PAŃSTWA

- (202) Zjednoczone Królestwo twierdzi, że z wytwarzaniem energii elektrycznej, jeszcze bardziej z wytwarzaniem niskoemisyjnym, a szczególnie z nowymi instalacjami jądrowymi wiąże się szereg niedoskonałości rynkowych.
- (203) W szczególności Zjednoczone Królestwo przedstawia poniższe niedoskonałości rynku, charakterystyczne dla rynków energii elektrycznej:
- rezydualny efekt zewnętrzny związany z emisją. Obecne obszary polityki (w tym system handlu uprawnieniami do emisji z powodu niskiego poziomu cen uprawnień) nie zapewnią dostatecznej długoterminowej pewności lub wystarczająco mocnych sygnałów cenowych do pełnej internalizacji negatywnych efektów zewnętrznych cechujących wytwarzanie energii elektrycznej (tj. jednoczesna emisja dwutlenku węgla), co w konsekwencji nie sprzyja nowym inwestycjom w energię jądrową;
  - pozytywny efekt zewnętrzny prowadzący do niewystarczającego bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw na rynku. Dostępność energii elektrycznej ma dobre cechy społeczne, prowadzi jednak do nieprawidłowej wyceny rzadkich zasobów i ostatecznie „braku środków” – tj. niedostatecznego poziomu wytwórczego i bezpieczeństwa dostaw. Dzieje się tak, ponieważ prywatne decyzje inwestycyjne w obszarze wytwarzania energii elektrycznej nie uwzględniają kosztów społecznych potencjalnych awarii zasilania ani wpływu dostępności zdolności wytwórczych na sieć i innych jej użytkowników, stąd ryzyko i korzyści poszczególnych technologii nie są zgodne ze społecznym optimum, gdy gaz jest naturalnie zabezpieczony, a wszystkie pozostałe technologie są dyskryminowane, co w konsekwencji prowadzi do mniejszej dywersyfikacji dostaw;
  - niewystarczające zachęty do osiągnięcia korzyści z uczenia się podczas wdrażania nowych, niedojrzałych technologii. Powodzą to do niedostatecznych inwestycji w pierwszą z danego rodzaju elektrownię oraz nowe technologie; a także
  - niedoskonałości rynku finansowego, ograniczające dostępność funduszy w projektach dotyczących infrastruktury energetycznej. W przypadku wytwarzania jądrowej energii elektrycznej brak jest dostępnego finansowania projektów, ponieważ rynki przenoszenia ryzyka są niekompletne i brak jest instrumentów zabezpieczenia przed tego rodzaju ryzykiem. Długoterminowe kontrakty na dostawy energii elektrycznej obejmują krótszy horyzont czasowy w porównaniu z poziomami inwestycji, podczas gdy zmienność cen jest bardzo duża, a długoterminowe prognozy są obciążone dużym stopniem niepewności.
- (204) Zjednoczone Królestwo stwierdza również, że pewne dodatkowe niedoskonałości rynku istnieją szczególnie w przypadku energii jądrowej i pogłębiają bariery inwestycyjne w tej technologii:
- narażenie na ryzyko polityczne;
  - brak zabezpieczenia przed ryzykiem związanym ze zmianą cen energii elektrycznej, być może stanowiący nawet bardziej dotkliwą wersją ogólnej niedoskonałości rynku opisanej w lit. d) z powodu wyjątkowo wysokiego poziomu potrzebnych inwestycji w wytwarzanie energii jądrowej.

<sup>(1)</sup> Układ gazowo-parowy z turbiną gazową to nowoczesna technologia gazu wytwarzania energii elektrycznej.

- (205) Zjednoczone Królestwo zauważa, że wspomniane niedoskonałości rynku nie są wyłącznie teoretyczne. Ich istnienia dowodzi fakt, że w Zjednoczonym Królestwie nie dokonano żadnych inwestycji w nowe elektrownie jądrowe od momentu liberalizacji rynku.
- (206) Zjednoczone Królestwo stwierdza, że modelowanie wspomniane w decyzji o wszczęciu postępowania, w szczególności prognozy opracowane przez Redpoint oraz Departament ds. Energii i Zmian Klimatu Zjednoczonego Królestwa („DECC”), wskazujące, że nowa instalacja jądrowa zostanie uruchomiona w 2027 lub 2030 r., nie są wiarygodne.
- (207) Zjednoczone Królestwo zaktualizowało modelowanie o najnowsze dane, które wskazują na możliwość funkcjonowania nowej instalacji jądrowej na komercyjnych zasadach najwcześniej w 2032 r., a możliwe, że nie przed 2050 r. Zjednoczone Królestwo podkreśla, że modelowanie z konieczności zawiera uproszczenia i nie może uwzględniać wszystkich rodzajów ryzyka oraz niepewnych czynników, z jakimi spotykają się inwestorzy w rzeczywistości.
- (208) Zjednoczone Królestwo wysuwa wnioski, że poleganie wyłącznie na siłach rynku wiąże się z ryzykiem odłożenia o kilka lat momentu, kiedy nowa instalacja jądrowa zaczęłaby pracować na rzecz osiągnięcia założonych celów, oraz ryzykiem potencjalnego zwiększenia kosztów. Nawet krótkie trzy-, czteroletnie opóźnienie spowoduje zmniejszenie dobrobytu, szacowane przez Zjednoczone Królestwo na sumę do 30 mld GBP.
- (209) I wreszcie, Zjednoczone Królestwo podważa twierdzenie, że inne projekty na podobnych rynkach są wdrażane bez interwencji bądź wsparcia ze strony państwa.

#### 4.4. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT STOSOWNOŚCI I EFEKTU ZACHĘTY ŚRODKÓW

- (210) W odpowiedzi na decyzję o wszczęciu postępowania Zjednoczone Królestwo podtrzymuje swoją opinię, że KTR jest najbardziej właściwym instrumentem, który umożliwi przyspieszenie inwestycji w nowe, niskoemisyjne instalacje wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności nowe instalacje jądrowe.
- (211) KTR wyeliminuje bariery skutecznego podziału lub przenoszenia ryzyka zmienności cen, spowodowane niekompletnymi rynkami przenoszenia ryzyka oraz brakiem odpowiednich rynkowych instrumentów zabezpieczających. KTR spowoduje ograniczenie ryzyka związanego z brakiem zabezpieczenia przed zmiennością cen hurtowych przez ograniczenie niepewności ceny sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, uzyskiwanej przez NNBG. W ten sposób KTR zapewni, że w okresie poinwestycyjnym zostanie osiągnięty akceptowalny poziom zwrotu.
- (212) Zjednoczone Królestwo zauważa, że KTR umożliwi wyeliminowanie uwydatnionych niedoskonałości rynku po niższych kosztach dla konsumentów w porównaniu z alternatywnymi mechanizmami, takimi jak instrumenty z gwarantowaną premią, ponieważ ogranicza poziom cen, a tym samym wsparcie państwa w przypadku cen hurtowych wyższych niż KW. W systemie z gwarantowaną stałą premią wypłacana jest ta sama kwota za każdą jednostkę energii elektrycznej bez względu na poziom cen hurtowych, natomiast KTR ogranicza ryzyko nadmiernej rekompensaty w scenariuszach obejmujących wysokie ceny hurtowe.
- (213) Zjednoczone Królestwo podkreśla również, że KTR stanowi instrument rynkowy, biorąc pod uwagę fakt, że wymaga od beneficjenta sprzedaży po cenach hurtowych dominujących na rynku. Zostaną zatem utrzymane komercyjne zachęty skierowane do NNBG, aby sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w sposób spójny ze standardowym funkcjonowaniem rynku. W szczególności jeśli NNBG odejdzie od CR, na przykład poprzez sprzedaż energii elektrycznej poniżej CR, obniży swoje dochody, ponieważ płatność różnicowa jest obliczana w oparciu o CR. Beneficjenci będą nadal podlegać do pewnego stopnia presji konkurencji stwarzanej przez innych uczestników rynku.
- (214) Rząd Zjednoczonego Królestwa podtrzymuje również pogląd, że połączenie KTR i gwarancji kredytowej jest odpowiednim instrumentem.
- (215) W opinii Zjednoczonego Królestwa sama gwarancja kredytowa nie ogranicza niepewności inwestorów dotyczącej cen hurtowych w przyszłości, co według Zjednoczonego Królestwa doprowadzi do zwiększenia poziomu wsparcia, a w konsekwencji wyższych kosztów dla konsumentów. Gwarancja kredytowa ma na celu eliminowanie trudności w pozyskiwaniu instrumentu dłużnego na rynkach kapitałowych na znacznym poziomie koniecznym do inwestowania w nowe instalacje jądrowe.
- (216) Gwarancja kredytowa nie zapewnia dodatkowej ochrony posiadaczom kapitału przed różnego rodzaju ryzykiem występującym w projekcie w porównaniu z prawdopodobną ochroną oferowaną przez rynek, a w związku z tym nie wymaga znalezienia inwestorów kapitałowych. Inwestorzy nie będą gotowi do wydatkowania bardzo wysokich sum, zarówno kapitału własnego, jak i warunkowego, bez gwarancji przychodów zapewnianej przez KTR.
- (217) I wreszcie, Zjednoczone Królestwo wysuwa spostrzeżenie, że projekt HPC to jedyny projekt w tym państwie znajdujący się na etapie odpowiednim do prowadzenia rozmów, stąd uzyskanie rzeczywiście konkurencyjnego postępowania byłoby w praktyce niemożliwe.

## 4.5. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT PROPORCJONALNOŚCI ŚRODKÓW

- (218) W swej odpowiedzi Zjednoczone Królestwo podtrzymuje opinię, że KW był ustalony na minimalnym poziomie możliwym do stworzenia zachęt inwestycyjnych oraz na podstawie rygorystycznego procesu ujawniania i weryfikacji kosztów, oceny poziomu zwrotu, którego inwestorzy mogą zasadnie oczekiwać w związku z projektem HPC, oraz stanowiących znaczne wyzwanie negocjacji z EDF.
- (219) Zjednoczone Królestwo twierdzi, że w ramach KTR zachowane jest znaczne ryzyko, na jakie narażeni są inwestorzy w HPC, w szczególności ryzyko związane z kosztami budowy, ale również część ryzyka operacyjnego oraz ryzyko ilościowe związane z dostępnością energii elektrycznej. Inwestorzy poniosą ryzyko przekroczenia kosztów budowy oraz opóźnień, ponieważ wynagrodzenie z tytułu KTR będzie wypłacane dopiero w momencie rozpoczęcia sprzedaży, tj. po uruchomieniu elektrowni. Jeśli NNBG nie zdoła zbudować elektrowni w ustalonych terminach rozruchu, będzie również narażony na skrócenie czasu trwania KTR, rozpoczynającego się od tej daty. Jeśli budowa nie zostanie zakończona przed najpóźniejszym terminem realizacji, Zjednoczone Królestwo ma prawo do jednostronnego rozwiązania KTR.
- (220) Co więcej, gwarancja kredytowa nadal będzie wymagała znacznych nakładów kapitałowych od inwestorów, przy kapitale niezabezpieczonym gwarancją w odniesieniu do takiego ryzyka.
- (221) Poziom KW zostaje obliczony w odniesieniu do spodziewanych kosztów NNBG w ramach projektu, z uwzględnieniem uzasadnionego zysku. Zjednoczone Królestwo stwierdza jednak, że koszty mogą być wyższe lub niższe niż oczekiwane, co narazi NNBG na ryzyko utraty zysków.
- (222) Zjednoczone Królestwo zauważa, że KTR zabezpiecza przed nadmierną rekompensatą, przy założeniu, że kiedy hurtowe ceny rynkowe będą wyższe od KW, podmioty wytwarzające energię elektryczną będą dokonywały płatności na rzecz dostawców. Wskazuje również na dalsze zabezpieczenia przed nadmierną rekompensatą, w formie udziałów w zyskach budowlanych i kapitałowych, zapewniających, że wszelkie korzyści uzyskiwane przez NNBG będą dzielone z dostawcami i ostatecznymi odbiorcami, z pozostawieniem jednocześnie dostatecznych zachęt dla NNBG do realizacji tych korzyści. Niemniej wszelkie szkody będą ponoszone wyłącznie przez NNBG.
- (223) Zjednoczone Królestwo utrzymuje, że korekty KW w przyszłości, w następstwie takich zdarzeń, jak KZP i uwolnienie kosztów operacyjnych, mają zastosowanie wyłącznie w ograniczonych oraz z góry określonych okolicznościach i odnoszą się do wybranych kosztów. Renegocjacja kosztów operacyjnych będzie również działała jako ograniczenie nadmiernej rekompensaty, ponieważ KW zostanie skorygowany w dół, jeśli koszty okażą się niższe niż szacowane.
- (224) Zjednoczone Królestwo ponownie wyraża opinię, że gwarancja będzie zapewniana na zasadach komercyjnych, nie obejmuje zatem pomocy państwa.

## 4.6. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT POTENCJALNYCH ZAKŁÓCEŃ KONKURENCJI I WYMIANY HANDLOWEJ MIĘDZY PAŃSTWAMI CZŁONKOWSKIMI

- (225) Zjednoczone Królestwo utrzymuje, że KTR nie ma znaczącego wpływu na konkurencję i wymianę handlową między państwami członkowskimi, oraz dostarcza sprawozdania opracowane przez KPMG, Oxera i Pöyry na poparcie swojego twierdzenia.
- (226) Instrument KTR ograniczy zakłócenia konkurencji między podmiotami wytwarzającymi energię elektryczną przez zachowanie ekspozycji NNBG na oddziaływanie sił rynkowych oraz zachęt do konkurowania na hurtowym rynku energii elektrycznej. NNBG nie zagwarantowano osiągnięcia CR i będzie musiał sprzedawać wytworzoną energię elektryczną, konkurując o najlepszą możliwą cenę i uzyskując te same zachęty co inni uczestnicy rynku.
- (227) Zjednoczone Królestwo stwierdza, że KTR nie wywołuje znaczących zakłóceń konkurencji, ponieważ NNBG lub EDF raczej nie uzyskają zachęt lub możliwości do angażowania się w strategię wpływu na CR, według której obliczane są płatności różnicowe. Jeśli NNBG miałyby podejmować próby strategicznego ograniczania CR, odstąpiłyby od strategii minimalizacji ryzyka, tj. nastawienia na realizację CR. Zjednoczone Królestwo kwestionuje ponadto, że będą istniały zachęty dla NNBG na rynku wyższego szczebla bądź dla NNBG lub EDF w na rynkach detalicznych niższego szczebla do angażowania się w takie strategie. Zjednoczone Królestwo nadmienia, że również organy regulacyjne działające w systemach regulacyjnych tego państwa oraz UE zapobiegają strategicznym działaniom NNBG i wywieraniu wpływu na KW.
- (228) KTR nie zmniejszy też dobrobytu konsumentów ani nie doprowadzi do zwiększenia cen detalicznych. Faktycznie zmniejszy prawdopodobieństwo, że dostawca może przenosić jedynie wzrost kosztów, ponieważ stabilizuje ceny hurtowe.

- (229) Zjednoczone Królestwo stwierdza, że nadal pozostaje zainteresowane połączeniami międzysystemowymi oraz że KTR nie będzie miało znaczącego wpływu na przepływy w połączeniach międzysystemowych oraz zachęty do inwestowania w tym zakresie, ponieważ są one stymulowane przez różnice w cenie między Zjednoczonym Królestwem a innymi rynkami.
- (230) Analiza Pöyry wskazuje, że HPC będzie miał ograniczony wpływ na różnice w cenie między Zjednoczonym Królestwem a sąsiednimi rynkami połączonymi z nim międzysystemowo, zatem projekt nie zakłóci wymiany handlowej między państwami członkowskimi.
- (231) Zjednoczone Królestwo uznaje również, że możliwe niewielkie ograniczenie cen detalicznych, ewentualnie spowodowane uruchomieniem HPC nie zmieni zasadniczo zachęt do osiągnięcia efektywności energetycznej, a potencjalne oszczędności energii elektrycznej przez zastosowanie rozwiązań alternatywnych do nowej instalacji jądrowej, np. w zakresie reakcji na popyt lub efektywności energetycznej, nie będą na tyle wysokie, aby je uznać za realistyczny wariant.

## 5. UWAGI OTRZYMANE OD EDF

- (232) EDF, wraz EDF S.A i NNBG, przekazał odpowiedź w dniu 7 kwietnia 2014 r. W odpowiedzi EDF przekazał dodatkowe dowody i analizy na poparcie argumentu, że żadna z wątpliwości zgłoszonych przez Komisję w decyzji o wszczęciu postępowania nie znajduje uzasadnienia.
- (233) Główne argumenty przedstawione przez EDF zostały krótko opisane poniżej, uporządkowane ponownie według zasad oceny pomocy państwa.
- (234) EDF stwierdza, że KTR spełnia kryteria Altmark i dlatego środek nie stanowi pomocy państwa na podstawie art. 107 ust. 1 TFUE.
- (235) W odniesieniu do pierwszego kryterium Altmark EDF argumentuje, że UOIG świadczona przez HPC nie obejmuje dostarczania przez NNBG energii elektrycznej na potrzeby obciążenia podstawowego. UOIG polega raczej na realizacji inwestycji w elektrownię jądrową nowej generacji w określonych ramach czasowych. Wątpliwości wyrażone przez Komisję, czy dostarczanie energii elektrycznej na potrzeby obciążenia podstawowego można uznać za UOIG, nie są zatem istotne.
- (236) HPC jest rzekomo niezbędny do osiągnięcia celów dekarbonizacji, bezpieczeństwa/dywersyfikacji dostaw oraz przystępności cenowej energii elektrycznej.
- (237) W odniesieniu do trzeciego ostatniego kryterium Altmark NNBG rzekomo nie będzie uzyskiwać żadnej korzyści. Parametry obliczania rekompensaty będą określone w KTR. Nadmiernej rekompensaty unika się kilkoma metodami, w szczególności przez zastosowanie formalnej procedury ujawniania i weryfikacji kosztów przeprowadzonej przed określeniem KW. Można domniemywać co więcej, że szczegółowa analiza parametrów finansowych KTR dotyczącego HPC przeprowadzona przez rząd Zjednoczonego Królestwa powinna eliminować wszelkie wątpliwości, że poziom rekompensaty jest oparty na analizie kosztów, jakie ponosi typowe przedsiębiorstwo, prawidłowo zarządzane i wyposażone w niezbędne środki.
- (238) W odniesieniu do gwarancji kredytowej EDF stwierdza, że nie pociąga ona za sobą pomocy państwa, ponieważ jest zgodna z zasadą ZIR.
- (239) W odniesieniu do umowy z sekretarzem stanu dotyczącej ryzyka politycznego zamknięcia elektrowni EDF twierdzi, że postanowienia dotyczące wspomnianego ryzyka nie stanowią pomocy.
- (240) Zdaniem EDF ogólne zasady leżące u podstaw przepisów Zjednoczonego Królestwa i UE przewidują prawo do rekompensaty w przypadku pozbawienia prawa własności. Wspomniane ogólne zasady mają zastosowanie do wszystkich podmiotów rynkowych, choć pewne ścieżki do ubiegania się o rekompensaty są dostępne wyłącznie dla podmiotów rynkowych z państw członkowskich UE lub państw objętych Traktatem karty energetycznej. Odpowiednie przepisy KTR rzekomo zapewniają umowną pewność funkcjonowania zasad ogólnych. Na tej podstawie EDF stwierdza, że umowy nie można zakwalifikować jako pomocy państwa.

### 5.1. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT CELÓW STANOWIĄCYCH PRZEDMIOT WSPÓLNEGO ZAINTERESOWANIA

- (241) EDF utrzymuje, że Zjednoczone Królestwo będzie potrzebować około 60 GW nowych zdolności wytwórczych w systemie między 2021 a 2030 r. w celu wyeliminowania luki energetycznej wynikającej z zamykania istniejących elektrowni na paliwa kopalne oraz elektrowni jądrowych. W opinii EDF luki tej nie można wyeliminować tylko przez zwiększenie połączeń międzysystemowych i podniesienie efektywności energetycznej, ale będzie ona wymagała znacznej ilości nowych zdolności wytwórczych.



- (242) EDF zauważa, że modelowanie przeprowadzone przez DECC wskazuje na powstanie problemów z odpowiednim poziomem wytwórczym we wczesnych latach 20. tego wieku, a HPC, w której produkcja ma rozpocząć się w 2023 r., przyczyni się do zmniejszenia luki energetycznej.
- (243) EDF formułuje spostrzeżenie, że nowe zdolności wytwórcze muszą w większości pochodzić ze źródeł niskoemisyjnych w celu osiągnięcia celów obniżenia emisyjności, które są zgodne z planem działania Komisji w zakresie energii do roku 2050 <sup>(1)</sup>. Nowa instalacja jądrowa będzie stanowiła krytyczny element w opłacalnym obniżaniu emisyjności sektora energetycznego.
- (244) I wreszcie, HPC pomoże w osiągnięciu celu dalszej dywersyfikacji dostaw energii przez ograniczenie uzależnienia Europy od importu gazu spoza UE. Będzie to spójne z prawem Zjednoczonego Królestwa, na podstawie art. 194 TFUE, do dokonania wyboru i włączenia technologii jądrowej do przyszłego koszyka energetycznego, wraz z innymi formami niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej.
- (245) Ta strategiczna decyzja jest również zgodna z Traktatem Euratom.

### 5.2. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT POTRZEBY INTERWENCJI PAŃSTWA I NIEDOSKONAŁOŚCI RYNKU

- (246) EDF stwierdza, że samo działanie rynku nie umożliwi osiągnięcia wspomnianych wspólnych celów, ponieważ wymagane inwestycje stanowią dwukrotność wydatków za dwa dziesięciolecia po prywatyzacji w 1990 r.
- (247) W szczególności połączenie rezydualnych niedoskonałości rynku powstanie w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej, a zwłaszcza jądrowej. Przedstawiono raport opracowany przez Compass Lexecon w celu dalszego omówienia wspomnianych niedoskonałości rynku <sup>(2)</sup>:
- niedoskonałość rynku związana z emisją dwutlenku węgla, ponieważ emisja dwutlenku węgla nie została odpowiednio wyceniona w systemie handlu uprawnieniami do emisji, a minimalna cena emisji nie wystarcza przy założeniu ryzyka politycznego obniżenia stawek w przyszłości;
  - niedoskonałości związane z bezpieczeństwem i dywersyfikacją dostaw, z powodu faktu, że społeczne korzyści wynikające z bezpieczeństwa i dywersyfikacji nie będą odpowiednio cenione przez inwestorów. Inwestycje w aktywa związane z wytwarzaniem energii elektrycznej na wielką skalę nie będą prowadzone na podstawie przewidywanej stopy zwrotu w okresach o najwyższych cenach, z uwagi na nieprzewidywalność. W ten sposób powstaje problem brakujących środków oraz braku dywersyfikacji w koszyku energetycznym;
  - niekompletne rynki przenoszenia ryzyka, biorąc pod uwagę brak pewności co do korelacji hurtowych cen energii elektrycznej ze stałymi kosztami podmiotów wytwarzających niskoemisyjną energię elektryczną. Ryzyko zmienności cen nie stanowi niedoskonałości samo w sobie. Niedoskonałość może jednak ujawnić się, jeśli ryzyko będzie można przenieść, podzielić lub połączyć w efektywny sposób, na co nie pozwalają obecne warunki rynkowe;
  - ryzyko polityczne oraz ryzyko „opóźnienia uzyskania zwrotu”, z powodu znacznego ryzyka politycznego i regulacyjnego mogącego wywrzeć istotny wpływ na stopę zwrotu osiąganą przez inwestorów w projekcie, przez narażenie inwestorów w nowe instalacje jądrowe na potencjalny problem „opóźnienia uzyskania zwrotu”, tj. ryzyko, które wiąże się z niemożnością realizacji zwrotu z dokonanej inwestycji w wyniku działań rządu;
  - ryzyko finansowe, z powodu ograniczeń wynikających z bieżących warunków rynku finansowego, gdzie kredytodawcy niechętnie podejmują ryzyko w odniesieniu do technologii jądrowych.

- (248) Na podstawie powyższych argumentów EDF twierdzi, że do osiągnięcia celów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania niezbędna jest pomoc państwa.

### 5.3. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT STOSOWNOŚCI I EFEKTU ZACHĘTY ŚRODKÓW

- (249) EDF uznaje, że publiczne zaproszenie adresowane przez Zjednoczone Królestwo w grudniu 2011 r. do deweloperów nowych instalacji niskoemisyjnych do wzięcia udziału w rozmowach z DECC o potencjalnych umowach inwestycyjnych, przy czym NNBG zareagował jako jedyny developer nowej elektrowni jądrowej, stanowiło odpowiedni środek przeprowadzenia procesu negocjacji przez strony. Zjednoczone Królestwo przeprowadziło znaczącą analizę *due diligence* projektu poprzez realizację procedury ujawniania i weryfikacji kosztów, trwającą 18 miesięcy.

<sup>(1)</sup> COM(2011) 885 final, Plan działania w zakresie energii do roku 2050, s. 6.

<sup>(2)</sup> Compass Lexecon, Economic analysis of the Contract for Difference for Hinkley Point C, 14 kwietnia 2014 r.

- (250) Ponadto KTR nie izoluje NNBG od ryzyka rynkowego. NNBG będzie nadal sprzedawać energię elektryczną na rynku hurtowym. Płatność różnicowa będzie odzwierciedlać sprawiedliwą kwotę obliczoną na podstawie kosztów projektu. NNBG będzie zachęcany do sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na rynku w celu osiągnięcia CR. Będzie też narażony na ryzyko nieosiągnięcia tego celu oraz niewytworzenia wystarczającej ilości energii elektrycznej w stosunku do planowanej.
- (251) Ponadto w przypadku NNBG będą zachowane podstawowe rodzaje ryzyka, w tym ryzyko budowlane, operacyjne, finansowe oraz związane z odpadami i likwidacją. Nadmierne koszty nie będą przenoszone na konsumentów, ale ponoszone przez NNBG.
- (252) I wreszcie, KTR stanowi odpowiedni instrument, ponieważ zapewnia długoterminowy kontrakt oferujący stabilność cen, a jednocześnie jest bardziej opłacalny niż instrumenty z gwarantowaną stałą premią. Ponadto połączenie KTR i gwarancji kredytowej będzie konieczne, ponieważ KTR obejmuje ryzyko projektu HPC, gwarancja zaś ułatwia NNBG dostęp do kredytu, oferowanego na warunkach komercyjnych.
- (253) EDF stwierdza, że inwestycje w nowe instalacje wytwarzające energię jądrową ogólnie, a HPC szczególnie, nie będą realizowane bez KTR i gwarancji kredytowej, a także przychylnie przyjął wstępny wniosek Komisji, że efekt zachęty zgłoszonego środka jest przekonujący.

#### 5.4. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT PROPORCJONALNOŚCI ŚRODKÓW

- (254) EDF twierdzi, że płatności różnicowe nie będą przekraczały poziomu niezbędnego do utrzymania odpowiedniej rentowności projektu HPC. Docelowa wewnętrzna stopa zwrotu w wysokości [9,75–10,25] procent jest zgodna z kryteriami inwestycji grupy EDF oraz odpowiednia z uwagi na ryzyko związane z projektem, jak również zgodna ze stopą zwrotu przyznaną pozostałym beneficjentom KTR.
- (255) EDF uznaje, że 35-letni okres trwania KTR stanowi minimalny okres wymagany do umożliwienia finansowania projektu. Jakikolwiek skrócenie tego okresu spowoduje zmiany w strukturze finansowania dłużnego, profilu uzgodnień finansowych w zakresie likwidacji oraz poziomie dochodów i ryzyka politycznego.
- (256) I wreszcie, EDF twierdzi, że KTR zawiera mechanizmy umowne mające na celu uniemożliwienie wypłaty nadmiernej rekompensaty na rzecz NNBG i jego inwestorów, w szczególności w postaci klauzul udziału w zyskach.

#### 5.5. OTRZYMANE UWAGI NA TEMAT POTENCJALNYCH ZAKŁÓCEŃ KONKURENCJI I WYMIANY HANDLOWEJ MIĘDZY PAŃSTWAMI CZŁONKOWSKIMI

- (257) EDF uznaje, że KTR nie wypiera prywatnych inwestycji w inne rodzaje zdolności wytwórczych, w tym w odnawialne źródła energii, z powodu stosunkowo małej części uruchomionych zdolności wytwórczych.
- (258) Wszelkie przesunięcia inwestycji w nowe instalacje wykorzystujące paliwa kopalne przyczynią się, zdaniem EDF, do osiągnięcia celów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania. W sytuacji braku HPC Zjednoczone Królestwo może zwiększyć poziom wsparcia na rzecz innych technologii niskoemisyjnych, ale EDF uznaje, że taki scenariusz jest mniej efektywny, ponieważ technologie takie są bardziej kosztownym i mniej pewnym sposobem na osiągnięcie celów obniżenia emisyjności w Zjednoczonym Królestwie.
- (259) Wpływ na zdolności połączeń międzysystemowych również będzie ograniczony, ponieważ HPC nie będzie oddziaływać na zachęty inwestycyjne w projektach połączeń międzysystemowych, nie ograniczy inwestycji w zakresie reakcji na popyt, stymulowanych przede wszystkim przez strukturę taryf ani nie ograniczy inwestycji w efektywność energetyczną, która zależy w dużym stopniu od konkretnych dotacji i wsparcia finansowego.
- (260) EDF formułuje również opinię, że KTR nie zapewnia EDF ani NNBG żadnej korzyści, która byłaby niedostępna dla innych podmiotów wytwarzających energię elektryczną. Konkurenci mogli ubiegać się o KTR i KTR nie eliminuje zachęty dla NNBG do podejmowania decyzji w kwestiach efektywnego dysponowania energią i ograniczania kosztów.
- (261) I wreszcie, KTR nie umożliwi NNBG ani nie stworzy zachęty do manipulowania CR ani blokowania firm konkurujących z EDF, mając na względzie fakt, że rynek referencyjny będzie niezwykle płynny, a sezonowa ilość wytworzonej przez NNBG energii elektrycznej będzie stanowiła tylko niewielką część obrotu. Ponadto KTR zapewni zabezpieczenia przed zakłóceniami CR. Blokowanie dostępu firmom konkurencyjnym do zdolności wytwórczych HPC na potrzeby obciążenia podstawowego nie będzie akceptowane przez udziałowców NNBG innych niż EDF ani nie będzie akceptowane przez Zjednoczone Królestwo jako gwaranta w ramach gwarancji kredytowej czy kredytodawców projektu.

## 6. ODPOWIEDŹ ZJEDNOCZONEGO KRÓLESTWA NA UWAGI PRZEKAZANE PRZEZ ZAINTERESOWANE STRONY

- (262) Zjednoczone Królestwo przesłało odpowiedzi dotyczące uwag przekazanych przez zainteresowane strony w dniach 13 czerwca i 4 lipca 2014 r.
- (263) Ogólnie Zjednoczone Królestwo uznało, że większość uwag jest pozytywnych, a znaczna większość poruszonych kwestii była już omawiana w poprzednich materiałach. Główne argumenty przedstawione przez Zjednoczone Królestwo w odpowiedzi na kluczowe kwestie poruszone przez zainteresowane strony zostaną zaprezentowane poniżej. Zostaną omówione tylko te odpowiedzi, które dotyczą najistotniejszych uwag związanych z oceną pomocy państwa.

### 6.1. ISTNIENIE POMOCY I UOIG

- (264) Zjednoczone Królestwo ponownie wyraziło stanowisko, że państwa członkowskie mają dużą swobodę przy określaniu działalności jako UOIG. Można domniemywać, że art. 8 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej nie będzie miał zastosowania do zgłoszonego środka.
- (265) Zjednoczone Królestwo uznało również, że nawet pomimo braku formalnego postępowania przetargowego szeroko rozpowszechniło wśród developerów możliwość wzięcia udziału w dyskusji nad umowami inwestycyjnymi lub początkową wersją KTR w odniesieniu do niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej.
- (266) W nawiązaniu do gwarancji kredytowej Zjednoczone Królestwo nadal argumentowało, że środek nie stanowi pomocy, ponieważ jest zapewniany na zasadach rynkowych i będzie dostępny również w przypadku innych projektów. Zjednoczone Królestwo argumentuje, że system gwarancyjny IUK jest otwarty na duże projekty inwestycyjne, w tym inwestycje w projekty energii odnawialnej, jak również energii jądrowej.
- (267) W odniesieniu do rekompensaty Zjednoczone Królestwo stwierdza, że KW został ustalony na podstawie: (i) rygorystycznego procesu ujawniania i weryfikacji kosztów w projekcie HPC przeprowadzonego przy wsparciu zewnętrznych doradców finansowych i technicznych; (ii) oceny poziomu zwrotu, którego inwestorzy mogą zasadnie oczekiwać w związku z projektem HPC, przez porównanie z podobnymi projektami; oraz (iii) stanowiących znaczne wyzwanie negocjacji popartych analizą dotyczącą wyższego poziomu KW, uznawanego przez rząd Zjednoczonego Królestwa za właściwy dla HPC, również w porównaniu z kosztami innych źródeł energii elektrycznej. Rząd Zjednoczonego Królestwa przeprowadził również ocenę stosunku jakości do ceny, która umożliwiła wyciągnięcie następujących wniosków: (i) zwrot z inwestycji w projekt HPC jest sprawiedliwy i nie powoduje nadmiernej rekompensaty na rzecz NNBG; (ii) KW jest konkurencyjny w stosunku do niskoemisyjnego kosztu wytwarzania i kosztu wytwarzania z gazu przy emisji nieobniżonej; oraz (iii) ogólnie HPC zapewni społeczne korzyści netto i będzie zgodne z ograniczeniami przystępności nałożonymi przez rząd Zjednoczonego Królestwa.
- (268) W odniesieniu do umowy z sekretarzem stanu władze Zjednoczonego Królestwa argumentują, że przyczyną wprowadzenia tej dodatkowej umowy są zmiany politycznego poparcia, na jakie szczególnie jest narażona eksploatacja elektrowni jądrowych. W takich okolicznościach sekretarz stanu zobowiązuje się wypłacić rekompensatę (jeśli nie dokonuje tego kontrahent KTR) w celu zapewnienia inwestorom NNBG pozycji, w jakiej by się znaleźli, gdyby nie nastąpiło polityczne zamknięcie elektrowni.
- (269) Zjednoczone Królestwo stwierdza, że umowa z sekretarzem stanu nie ogranicza zdolności rządu do zamykania elektrowni jądrowych. Można domniemywać, że KTR w połączeniu z umową z sekretarzem stanu stanowi potwierdzenie takiej możliwości, dokładnie dlatego, że przewiduje wypłatę rekompensaty w przypadku zamknięcia HPC ze względów politycznych. Władze Zjednoczonego Królestwa twierdzą, że obecny rząd nie może zobowiązać przyszłych rządów do utrzymywania elektrowni jądrowych.

### 6.2. CELE STANOWIĄCE PRZEDMIOT WSPÓLNEGO ZAINTERESOWANIA

- (270) W odniesieniu do uwagi, że Traktat Euratom nie przewiduje wspólnego celu, z wyjątkiem przypadków, gdy polityka Komisji wyraźnie to zatwierdza, Zjednoczone Królestwo wyraziło opinię, że Traktat Euratom nadal stanowi część konstytucyjnego porządku UE i nie został uchylony, więc brak jest podstawy, by twierdzić, że polityka Komisji dotycząca energii jądrowej może mieć wpływ na znaczenie lub wykładnię Traktatu, który nie może być jednostronnie zmieniany przez Komisję.
- (271) Zjednoczone Królestwo nie zgadza się z uwagami kwestionującymi udział energii jądrowej w obniżaniu emisyjności oraz sugerującymi, że energia jądrowa ma negatywny wpływ na środowisko. Energia jądrowa jest uznaną formą niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej, przyczyniającą się do obniżenia emisyjności. W szczególności przyczynienie się HPC do osiągnięcia celów obniżenia emisyjności zostało zaakceptowane przez Komisję w kontekście procesu konsultacji przewidzianego w art. 41–43 Traktatu Euratom.

- (272) Technologia jądrowa zapewni stabilne źródło zdolności wytwórczych na potrzeby obciążenia podstawowego, przyczyniając się do bezpieczeństwa dostaw w bardziej przewidywalny sposób niż technologie nieciągłego wytwarzania energii.

#### 6.3. NIEDOSKONAŁOŚCI RYNKU I POTRZEBA INTERWENCJI PAŃSTWA

- (273) Zjednoczone Królestwo nie zgodziło się z uwagami sugerującymi, że w przypadku braku pomocy na rynku i tak będą realizowane inwestycje w nowe instalacje jądrowe. Przeciwnie, poparło uwagi sugerujące, że wytwarzanie energii przez elektrownie jądrowe jest podatne na szereg niedoskonałości rynku, uniemożliwiających osiągnięcie efektywnego poziomu dekarbonizacji i bezpieczeństwa dostaw bez interwencji państwa. Oto trzy główne niedoskonałości rynku, które wpływają na zachęty inwestycyjne do wytwarzania energii przez elektrownie jądrowe: 1) niedoskonałość rynku dotycząca obniżania emisyjności; 2) niedoskonałość rynku związana z bezpieczeństwem i dywersyfikacją dostaw; 3) niedociągnięcia rynków finansowych (niekompletne rynki przenoszenia ryzyka i opóźnienie uzyskania zwrotu).
- (274) Zjednoczone Królestwo powtórzyło, że EPR to nowa technologia. Dodało także, że w kraju nie było inwestycji w energię jądrową od 30 lat. W różnych krajach inne nowe projekty w zakresie energii jądrowej uzyskują wsparcie państwa. Bez wsparcia państwa żadna elektrownia EPR nie zostanie wprowadzona do eksploatacji w Zjednoczonym Królestwie.
- (275) Zjednoczone Królestwo powtórzyło również, że inne mechanizmy są niewystarczające do osiągnięcia wspólnych celów. Podmioty wytwarzające energię elektryczną przy wsparciu KTR nie mogą uczestniczyć w rynku zdolności wytwórczych, a wpływ minimalnej ceny emisji na ceny emisji dwutlenku węgla będzie niewystarczający do wspierania inwestycji w nowe instalacje jądrowe.

#### 6.4. STOSOWNOŚĆ INSTRUMENTU I EFEKT ZACHĘTY

- (276) Zjednoczone Królestwo nie uważa, aby KTR dotyczące technologii jądrowej były korzystniejsze niż w przypadku odnawialnych źródeł energii, ponieważ zawierają dodatkowe klauzule, które są bardziej restrykcyjne (np. uzgodnienia związane z udziałem w zyskach). Pozostaje jeszcze kwestia, która pokrywa się z proporcjonalnością środka, okres trwania, którego nie można zakwalifikować jako nadmiernego, ponieważ należy rozważać najkrótszy okres umożliwiający zrealizowanie inwestycji.
- (277) Środek wywoła efekt zachęty, między innymi nakłoni NNBG do budowy elektrowni przed otrzymaniem rekompensaty.

#### 6.5. PROPORCJONALNOŚĆ ŚRODKÓW

- (278) Zjednoczone Królestwo powtórzyło argumenty na poparcie stanowiska o proporcjonalności środków. Zwrot z kapitału na poziomie sugerowanym w niektórych uwagach jest nierealistyczny, a mechanizm udziału w zyskach zapobiegnie nadmiernej rekompensacie natychmiast po osiągnięciu 15-procentowego progu.
- (279) EDF nie jest w stanie uzyskać władzy rynkowej czy wypracować nadzwyczajnych zysków na zakończenie KTR z powodu zamknięcia istniejących elektrowni jądrowych przed otwarciem nowej, wprowadzenia nowych elektrowni niskoemisyjnych oraz pojawienia się innych podmiotów wytwarzających energię w elektrowniach jądrowych.
- (280) Ceny energii jądrowej na poziomie hurtowym w Finlandii i we Francji nie są odpowiednią wartością referencyjną, z powodu specyficznych warunków tych państw członkowskich, w szczególności faktu, że we Francji cena stanowi odzwierciedlenie istniejących elektrowni o inwestycjach w większości zamortyzowanych.
- (281) Zjednoczone Królestwo uważa też, że koszty rozsądnego gospodarowania odpadami i likwidacji zostały uwzględnione w analizie stanowiącej podstawę przypadku biznesowego, na podstawie planu zapewnienia stałego obiektu składowania oraz powiązanych usług gospodarowania odpadami promieniotwórczymi i ich składowania.

#### 6.6. ZAKŁÓCANIE KONKURENCJI I WYMIANY HANDLOWEJ MIĘDZY PAŃSTWAMI CZŁONKOWSKIMI

- (282) Zjednoczone Królestwo stwierdziło, że zakłócenia rynku podkreślane przez zainteresowane strony nie będą efektem pomocy. NNBG i EDF nie będą mogły manipulować CR oraz EDF nie uzyska władzy rynkowej bądź dominującej pozycji na rynkach energii elektrycznej Zjednoczonego Królestwa.
- (283) Zjednoczone Królestwo powtórzyło, że HPC nie będzie miało negatywnego wpływu na inwestycje w nowe zdolności wytwórcze w ramach połączeń międzysystemowych. Przeciwnie, planuje ono zwiększenie takich zdolności. Ponadto energia elektryczna wytwarzana w HPC może być eksportowana, co zapewni wsparcie inwestycji w nowe połączenia międzysystemowe.

- (284) Pomoc nie wywoła negatywnego wpływu na inne źródła niskoemisyjne, przy założeniu, że są one również wspierane przez Zjednoczone Królestwo, a technologie odnawialne nie są dyskryminowane. W rzeczywistości pomoc wspomagałaby inwestycje w inicjatywy energetyczne o szerokim zakresie.

#### 6.7. INNE UWAGI

- (285) Zjednoczone Królestwo odniosło się do kwestii kosztów odpowiedzialności, likwidacji oraz gospodarowania odpadami, w szczególności do sposobu traktowania tych kosztów niepociągającego za sobą wsparcia państwa.
- (286) W szczególności system odpowiedzialności za incydenty jądrowe na podstawie ustawy z 1965 r. o obiektach jądrowych nie pociąga za sobą pomocy państwa, ponieważ Zjednoczone Królestwo nie zapewnia NNBG zabezpieczenia w odniesieniu do obowiązków związanych z incydentami jądrowymi. Na podstawie art. 16 i 18 ustawy z 1965 r. o obiektach jądrowych odpowiedzialność za incydenty jądrowe jest nałożona zarówno na podmioty, jak i na państwo, przy czym zobowiązania podmiotu sięgają określonej wysokości, a państwo ponosi zobowiązania od tej wysokości do wyznaczonego pułapu.
- (287) Dodatkowo Zjednoczone Królestwo ponownie przedstawiło opinię, że ustalenia dotyczące ograniczonej odpowiedzialności podmiotów oraz państwa wdrażają art. 6 i 7 konwencji paryskiej oraz art. 2 i 3 konwencji brukselskiej, ponieważ wynikają one z międzynarodowych zobowiązań prawnych, które zostały zatwierdzone przez UE, w szczególności przez zalecenia Komisji 65/42/Euratom i 66/22/Euratom.

## 7. ISTNIENIE POMOCY PAŃSTWA

### 7.1. POMOC PAŃSTWA W ROZUMIENIU ART. 107 UST. 1 TRAKTATU

- (288) Artykuł 107 ust. 1 TFUE stanowi, że „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 rynkiem wewnętrznym w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi”.

### 7.2. DECYZJA O WSZCZĘCIU POSTĘPOWANIA

- (289) Zjednoczone Królestwo stwierdziło w powiadomieniu, że zgłoszony środek nie stanowi pomocy zgodnie z art. 107 ust. 1 TFUE, w szczególności z tego powodu, że interwencja nie zapewnia przedsiębiorstwu przewagi na podstawie kryteriów „Altmark”<sup>(1)</sup>.
- (290) Komisja stwierdziła w decyzji o wszczęciu postępowania, że technologia jądrowa była i generalnie może być uznawana za rentowną działalność gospodarczą. Co więcej, z powodu ram czasowych budowy HPC Komisja uznała, że po zbudowaniu elektrownia prawdopodobnie nie będzie w stanie wyeliminować problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw, których wystąpienie przewidywane jest w Zjednoczonym Królestwie w 2020 r. Następnie Komisja wyraziła wątpliwości, czy NNBG powierzono wypełnienie konkretnych obowiązków użyteczności publicznej.
- (291) Komisja wyraziła również wątpliwości, czy warunki nałożone na NNBG można traktować jako obowiązki użyteczności publicznej lub czy NNBG powierzono świadczenie UOIG.
- (292) Ponieważ szereg elementów dotyczących rekompensaty nie zostało jeszcze ustalonych i podlegają one dalszym negocjacjom, Komisja stwierdziła w opinii o wszczęciu postępowania, że nie jest jeszcze w stanie zweryfikować, czy negocjowane parametry zostały uzgodnione w obiektywny i przejrzysty sposób w celu uniknięcia możliwości powstania korzyści gospodarczej, która może powodować uprzywilejowanie przedsiębiorstwa będącego beneficjentem nad przedsiębiorstwami konkurencyjnymi.
- (293) W odniesieniu do możliwości występowania nadmiernej rekompensaty Komisja zauważyła, że w chwili wydania decyzji o wszczęciu postępowania nie można było ocenić, czy NNBG będzie obciążane stawką komercyjną za gwarancję, oraz wyraziła szereg wątpliwości, czy mechanizm KTR pozwala na nadmierną rekompensatę.
- (294) Komisja wyraziła następnie wątpliwość w decyzji o wszczęciu postępowania, czy poziom zysku użyty do ustalenia KW odpowiada stopie zwrotu typowego przedsiębiorstwa przy rozważeniu świadczenia lub braku świadczenia UOIG przez cały okres powierzenia zobowiązań, z uwzględnieniem poziomu ryzyka.

<sup>(1)</sup> Sprawa C-280/00 Altmark Trans GmbH i Regierungspräsidium Magdeburg przeciwko Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, pkt 87–93. Trybunał Sprawiedliwości określił kryteria „Altmark” w celu sprecyzowania, w jakich okolicznościach rekompensata przyznana przez organ władzy publicznej tytułem świadczenia usługi w ogólnym interesie gospodarczym („UOIG”) kwalifikuje się jako pomoc państwa na podstawie art. 107 ust. 1 TFUE.

- (295) W odniesieniu do umowy z sekretarzem stanu Komisja zastanawiała się, czy może być ona zakwalifikowana jako pomoc państwa.

### 7.3. KONTRAKT NA TRANSAKcje RÓŻNICOWE: ISTNIENIE PRZEWAGI

- (296) Komisja zauważa, że KTR chroni NNBG przed zmiennością cen na rynku energii elektrycznej, ponieważ NNBG otrzymuje zawsze uprzednio określony KW przy sprzedaży po cenach poniżej tego poziomu. W ten sposób NNBG ma zapewniony stały strumień dochodów w ciągu pierwszych 35 lat eksploatacji HPC, natomiast inne podmioty wytwarzające energię elektryczną niekorzystające z KTR – nie. Komisja uważa zatem, że KTR pociąga za sobą selektywną przewagę na rzecz NNBG.
- (297) Władze Zjednoczonego Królestwa uważają, że zgłoszone środki nie powodują powstania przewagi na rzecz NNBG, ponieważ spełniają one kryteria „Altmark”.
- (298) Trybunał Sprawiedliwości określił kryteria „Altmark” w celu wyjaśnienia, w jakich okolicznościach rekompensata przyznana przez organ władzy publicznej na usługę świadczoną w ogólnym interesie gospodarczym („UOIG”) kwalifikuje się jako pomoc państwa na podstawie art. 107 ust. 1 TFUE <sup>(1)</sup>.
- (299) W szczególności Trybunał orzekł, że aby rekompensata przyznana za usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym nie stanowiła pomocy państwa, spełnione muszą być łącznie cztery kryteria. Warunki te, które są kumulatywne, są następujące:
- (300) na przedsiębiorstwo będące beneficjentem muszą być rzeczywiście nałożone obowiązki świadczenia usługi publicznej, przy czym obowiązki te muszą być wyraźnie zdefiniowane;
- (301) parametry, na podstawie których obliczona jest rekompensata, muszą być wcześniej ustalone w sposób obiektywny i przejrzysty, tak aby rekompensata nie powodowała dodatkowej korzyści ekonomicznej, która prowadziłaby do uprzywilejowania podmiotów z niej korzystających kosztem przedsiębiorstw konkurencyjnych;
- (302) rekompensata nie może przekraczać kwoty niezbędnej do pokrycia całości lub części kosztów poniesionych w celu wykonania zobowiązań z tytułu świadczenia usług publicznych, przy uwzględnieniu związanych z nimi przychodów oraz rozsądnego zysku z tytułu wypełniania tych zobowiązań; oraz
- (303) w przypadku gdy wyboru przedsiębiorstwa mającego wywiązywać się z obowiązków użyteczności publicznej nie dokonuje się zgodnie z procedurą udzielania zamówień publicznych, która pozwoliłaby na wybór oferenta świadczącego te obowiązki za cenę najkorzystniejszą dla danej społeczności, poziom rekompensaty należy określić na podstawie analizy kosztów, jakie typowe, dobrze zarządzane przedsiębiorstwo dysponujące odpowiednimi środkami poniosłoby, wywiązując się z tych zobowiązań, przy uwzględnieniu odpowiednich wpływów i osiągniętego zysku z wywiązywania się z tych zobowiązań.
- (304) Komisja dodatkowo wyjaśniła warunki uznawania rekompensaty z tytułu wykonywania obowiązków użyteczności publicznej za pomoc państwa w komunikacie w sprawie stosowania reguł Unii Europejskiej w dziedzinie pomocy państwa w odniesieniu do rekompensaty z tytułu usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym („komunikat w sprawie rekompensaty za UOIG”) <sup>(2)</sup>.

### 7.4. ISTNIENIE UOIG

- (305) Zjednoczone Królestwo uważa, że pierwsze kryterium jest spełnione, w szczególności dlatego, że usługa, która ma być świadczona przez NNBG, zostanie dokładnie zdefiniowana i nie będzie zapewniana przez rynek. UOIG rzekomo polega na zapewnieniu realizacji inwestycji w zdolności wytwórcze nowej instalacji jądrowej w określonych ramach czasowych.
- (306) W odniesieniu do UOIG na podstawie orzecznictwa „[n]ależy stwierdzić, że w prawie [UE] nie istnieje mająca zastosowanie do traktatowych [TFUE] reguł konkurencji jasna i dokładna definicja prawna pojęcia zadania świadczenia UOIG ani też utrwalona koncepcja prawna określająca w ostateczny sposób przesłanki, jakie powinny zostać spełnione, aby państwo członkowskie mogło ważnie powoływać się na istnienie i ochronę zadania świadczenia UOIG, bądź w rozumieniu pierwszej z określonych w ww. pkt 89 wyroku w sprawie Altmark przesłanek, bądź w rozumieniu art. [106 ust. 2 TFUE] <sup>(3)</sup>”. Z powodu braku szczegółowych przepisów UE państwa członkowskie mają dużą dowolność w określaniu działalności jako UOIG. Istnieją jednak granice tej

<sup>(1)</sup> Sprawa C-280/00 Altmark Trans GmbH i Regierungspräsidium Magdeburg przeciwko Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, pkt 87–93.

<sup>(2)</sup> Komunikat Komisji w sprawie stosowania reguł Unii Europejskiej w dziedzinie pomocy państwa w odniesieniu do rekompensaty z tytułu usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym (2012/C 8/02) (Dz.U. C 8 z 11.1.2012, s. 4).

<sup>(3)</sup> Sprawa T-289/03 BUPA przeciwko Komisji Zb.Órz. 2008, s. II-81, pkt 165.

dowlności. Nawet jeśli Komisja nie ma kompetencji w zakresie określania, który dokładnie rodzaj usługi kwalifikuje się jako UOIG, może, co do zasady, stwierdzić, że państwo członkowskie popełniło oczywisty błąd <sup>(1)</sup> w ocenie podczas kwalifikacji usługi jako UOIG. Państwo członkowskie nie może, na przykład, łączyć obowiązków użyteczności publicznej z usługami już świadczonymi lub takimi, które mogą być pomyślnie świadczone w warunkach spójnych z interesem publicznym, według definicji państwa, przez przedsiębiorstwo działające w normalnych warunkach rynkowych.

- (307) KTR został kilkakrotnie potwierdzony przez Komisję jako środek umożliwiający zapewnienie pomocy państwa w ramach reformy rynku energetycznego Zjednoczonego Królestwa <sup>(2)</sup>. Komisja uznała, że KTR jest odpowiednim środkiem umożliwiającym przyznanie pomocy państwa w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, zatwierdzonym jako zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c). Dlatego też nie ma powodu, aby Komisja dystansowała się od przeprowadzonej oceny i twierdziła, że wsparcie na rzecz produkcji energii elektrycznej za pośrednictwem KTR może podlegać UOIG.
- (308) Przy licznych okazjach władze Zjednoczonego Królestwa wyjaśniają w przedłożonych uwagach, że celem zastosowania środka jest zachęcenie do dokonywania inwestycji w niskoemisyjne technologie wytwarzania, w szczególności w nowe instalacje jądrowe, lub ich odblokowanie. Cel tej polityki jest współmierny do celu stanowiącego przedmiot wspólnego zainteresowania, na który może być przyznana pomoc państwa zamiast powierzenia świadczenia UOIG.
- (309) KTR dotyczący HPC ma zwłaszcza umożliwić wyeliminowanie barier w projekcie w jak najbardziej efektywny sposób, w tym zagwarantować ochronę przed niektórymi rodzajami ryzyka, zwłaszcza związanymi z niepewnością w zakresie przyszłych cen energii elektrycznej. Podejście to jest spójne z przepisami dotyczącymi pomocy państwa na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE i nie stanowi UOIG.
- (310) Podczas rozważania, czy zasady dotyczące zamówień publicznych mają zastosowanie do projektu, władze Zjednoczonego Królestwa przyznają, że środek nie obejmuje zamówień na dostawy, roboty czy usługi na rzecz rządu Zjednoczonego Królestwa, co przeczy ich twierdzeniu, jakoby środek stanowił UOIG.
- (311) Pierwsze kryterium z orzecznictwa w sprawie Altmark zawiera także wymóg, by na przedsiębiorstwie spoczywało zobowiązanie do świadczenia usługi publicznej. A zatem, aby zapewnić zgodność z orzecznictwem w sprawie Altmark, konieczne jest powierzenie usługi publicznej, w ramach którego zdefiniowano zobowiązania odnośnych przedsiębiorstw i odnośnego organu <sup>(3)</sup>.
- (312) W odniesieniu do obowiązkowego charakteru obowiązku użyteczności publicznej w przedmiotowej sprawie Zjednoczone Królestwo wydaje się argumentować, że wynika on z połączenia restrykcyjnych klauzul, które mają zapewnić, aby NNBG spełnił wymóg określonych ram czasowych, oraz faktu, że kiedy NNBG zaangażuje się w budowę, jego wycofanie się nie będzie możliwe w świetle wyjątkowo wysokich kosztów utopionych poniesionych przez to przedsiębiorstwo. Rzeczywiście KTR wydaje się zawierać szereg takich restrykcyjnych klauzul, które zachęcają NNBG do wykonywania zobowiązań zgodnie z kontraktem i pozwalają władzom Zjednoczonego Królestwa rozwiązać kontrakt, jeśli pewne zobowiązania nie są wypełniane. Co więcej, charakter projektu pociąga za sobą niezmiernie wysokie koszty utopione, które prawdopodobnie zniechęcą do zaniechania projektu. Pomimo szczególnego charakteru projektu postanowienia kontraktu obejmują jednak typowe zobowiązania, które strony umowy zazwyczaj umieszczają w podobnych transakcjach, a nie obowiązek użyteczności publicznej nałożony przez władze Zjednoczonego Królestwa. NNBG w rzeczywistości nie jest zobowiązany do zbudowania elektrowni jądrowej ani do zbudowania jej w określonym terminie. Władze Zjednoczonego Królestwa nie mogą wyegzekwować żadnych zobowiązań w tym względzie, mogą jedynie rozwiązać umowę.
- (313) Co więcej, na HPC nie zostało nałożone zobowiązanie do wytwarzania energii elektrycznej, wytwarzania określonej ilości energii czy udostępniania tej energii na rynku. W rzeczywistości KTR stwarza duże zachęty dla HPC do wytwarzania jak największej ilości energii elektrycznej w celu pomnażania zysków, ale nie nakłada takiego obowiązku. HPC ma możliwość sprzedaży energii elektrycznej albo na rynku transakcji natychmiastowych, albo w drodze umów dwustronnych, co oznacza, że nie jest ani zobowiązany, ani zachęcany do oferowania energii elektrycznej odbiorcom detalicznym.
- (314) Komisja uznaje, że warunki te nie mogą być postrzegane jako obowiązki użyteczności publicznej ani nie wskazują, że NNBG powierzono świadczenie UOIG.
- (315) Komisja stwierdza zatem, że nie jest spełnione pierwsze kryterium Altmark, ponieważ zapewnianie inwestycji w zdolności wytwórcze pochodzące z nowej instalacji jądrowej w określonych ramach czasowych nie stanowi rzeczywistej UOIG, a Zjednoczone Królestwo nie powierzyło NNBG obowiązków użyteczności publicznej.

<sup>(1)</sup> T-17/02 Olsen przeciwko Komisji, pkt 216; potwierdzone w sprawie C-320/05P Olsen przeciwko Komisji.

<sup>(2)</sup> Zob. SA.36196, SA.38812, SA.38763, SA.38761, SA.38759 i SA.38758.

<sup>(3)</sup> Komunikat UOIG, pkt 51.

## 7.5. WNIOSEK Z OCENY ZGODNIE Z ART. 107 UST. 1 TFUE NA PODSTAWIE KRYTERIÓW „ALTMARK”

- (316) Ponieważ kryteria Altmark mają charakter łączny i pierwsze kryterium nie jest spełnione, Komisja nie uznaje za konieczne dokonanie oceny pozostałych kryteriów. Na podstawie argumentów określonych w sekcjach od 7.1 do 7.5 powyżej środek nie spełnia kryteriów „Altmark”. Komisja uznaje zatem, że środki zapewniają NNBG selektywną przewagę.

## 7.6. ISTNIENIE POMOCY W ROZUMIENIU ART. 107 UST. 1 TFUE: REKOMPENSATA W PRZYPADKU POLITYCZNEGO ZAMKNIĘCIA (UMOWA SEKRETARZA STANU)

- (317) Zjednoczone Królestwo zamierza przyznać NNBG rekompensatę, w przypadku gdyby elektrownia HPC miała zostać zamknięta z przyczyn niezwiązanych bezpośrednio z jej eksploatacją, w szczególności z powodu zmian w polityce rządu.
- (318) Wydaje się, że Zjednoczone Królestwo nie uznaje tej rekompensaty za pomoc.
- (319) Zjednoczone Królestwo twierdzi, że wszystkie KTR będą zawierały przepisy o rekompensacie dla inwestorów w przypadku wystąpienia „zdarzenia kwalifikującego do zamknięcia”, na przykład zmiany w przepisach powodującej trwałe zamknięcie całego zakładu (zależne od technologii) lub odmowy zgody przez rząd Zjednoczonego Królestwa na ponowne uruchomienie elektrowni po upływie określonego czasu po zamknięciu. Bezpośrednia umowa między sekretarzem stanu a inwestorami NNBG stanowi dodatkową, odrębną umowę, która ma być przeciwwagą w stosunku do postanowień dotyczących zdarzenia kwalifikującego do zamknięcia, niezbędnych z powodu szczególnej pozycji energii jądrowej oraz wyższego ryzyka politycznego zamknięcia elektrowni.
- (320) Zdaniem EDF ogólne zasady leżące u podstaw przepisów Zjednoczonego Królestwa i UE przewidują prawo do rekompensaty w przypadku pozbawienia prawa własności. Wspomniane ogólne zasady mają zastosowanie do wszystkich podmiotów rynkowych, choć pewne ścieżki do ubiegania się o rekompensaty są dostępne wyłącznie dla podmiotów rynkowych z państw członkowskich UE lub państw objętych Traktatem karty energetycznej.
- (321) Wydaje się, że rzeczywiście wszystkie KTR zawierają postanowienia dotyczące zdarzenia kwalifikującego do zamknięcia, ale nie zawsze towarzyszy im specjalna odrębna umowa z sekretarzem stanu. Komisja przyznaje, że można się spierać, czy energia jądrowa wiąże się z wyższym ryzykiem zamknięcia zakładu niż inne technologie. Wydaje się jednak, że inne elektrownie jądrowe w Zjednoczonym Królestwie nie korzystają z podobnych umów z sekretarzem stanu.
- (322) Jak twierdzi EDF, ogólne zasady leżące u podstaw przepisów Zjednoczonego Królestwa i UE rzeczywiście przewidują prawo do rekompensaty w przypadkach pozbawienia prawa własności. Wydaje się jednak, że specjalna umowa zabezpieczająca przedsiębiorstwo przed takim ryzykiem w określony sposób zwalnia to przedsiębiorstwo z ponoszenia opłat i umożliwia oszczędność czasu, jakiego wymaga egzekwowanie praw wynikających z zasad ogólnych na podstawie przepisów Zjednoczonego Królestwa oraz UE w sądzie lub poza nim. Wydaje się, że poparcie praw wynikających z przepisów szczególnym prawem umownym przynosi korzyść podmiotowi, któremu te prawa przysługują, zwłaszcza że jest to najwyraźniej jedyny podmiot w tej sytuacji.
- (323) Komisja uważa zatem, że umowa z sekretarzem stanu pociąga za sobą pewną selektywną przewagę na rzecz NNBG.

## 7.7. KTR I UMOWA Z SEKRETARZEM STANU: ZASOBY PAŃSTWOWE I MOŻLIWOŚĆ PRZYPISANIA ŚRODKA PAŃSTWU

- (324) Umowa z sekretarzem stanu jest zawierana z instytucją publiczną i wiąże się z odpowiedzialnością tej instytucji. Czerpane z niej korzyści pochodzą z zasobów państwa.
- (325) Ponieważ KTR jest zawierany na rzecz państwa, korzyść wynikająca z KTR jest przypisywana państwu.
- (326) Aby korzyści mogły być zaklasyfikowane jako pomoc w rozumieniu art. 107 TFUE, muszą być przyznawane bezpośrednio lub pośrednio poprzez zasoby państwa. Oznacza to, że zarówno korzyści przyznawane bezpośrednio przez państwo, jak i przyznawane przez organ publiczny bądź prywatny wyznaczony lub powołany przez państwo, są uwzględnione w pojęciu zasobów państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE<sup>(1)</sup>. W tym znaczeniu art. 107 ust. 1 TFUE obejmuje wszelkie środki finansowe, które organy publiczne mogą faktycznie przeznaczyć na wsparcie przedsiębiorstw, niezależnie od tego, czy środki te wchodzą na stałe w skład majątku państwa, czy też nie<sup>(2)</sup>. Dlatego też nawet jeśli kwoty odnoszące się do przedmiotowego środka

<sup>(1)</sup> Sprawa 76/78 Steinike & Weinlig przeciwko Niemcom, Rec. 1977, s. 595, pkt 21; sprawa C-379/98 PreussenElektra, Rec. 2001 s. I-2099, pkt 58.

<sup>(2)</sup> Sprawa C-677/11 Doux Elevage, dotychczas nieopublikowana, pkt 34, sprawa T-139/09 Francja przeciwko Komisji, dotychczas nieopublikowana, pkt 36.



nie są stale w posiadaniu Skarbu Państwa, fakt, iż pozostają one trwale pod kontrolą publiczną, a zatem w dyspozycji właściwych organów krajowych, wystarcza, by zakwalifikować je jako zasoby państwowe<sup>(1)</sup>.

- (327) Władze Zjednoczonego Królestwa nie przeczą, że KTR jest finansowany z zasobów pod kontrolą państwa.
- (328) Komisja uznaje, na podstawie kwestii wyjaśnionych poniżej, że korzyść przyznana w ramach KTR będzie finansowana przez organ publiczny lub prywatny wyznaczony przez państwo.
- (329) KTR będzie finansowany poprzez opłatę nałożoną na dostawców i w takich okolicznościach należy stwierdzić, że wszelkie korzyści wypłacane w ramach KTR są przypisywane państwu, a także są finansowane z zasobów pod kontrolą państwa.
- (330) Po pierwsze, KW i opłata zostaną ustalone przez państwo.
- (331) Po drugie, kontrahent będzie zasadniczo prywatną spółką będącą własnością państwa, a w każdym razie zostanie wyznaczony przez państwo. Statutu kontrahenta nie można zmieniać bez zgody sekretarza stanu.
- (332) Po trzecie, kontrahent wyznaczony przez państwo będzie administrował systemem płatności, w tym pobierał opłaty od dostawców oraz płatności od podmiotów wytwarzających energię elektryczną w przypadkach, gdy cena rynkowa jest wyższa niż KW. W niektórych przypadkach będzie to również obejmowało płatności na rzecz podmiotów wytwarzających energię elektryczną i płatności dla dostawców.
- (333) Po czwarte, kontrahentowi zostaną powierzone w ustawie dotyczącej energii uprawnienia w zakresie pozyskiwania przychodów, tj. do pobierania od dostawców środków umożliwiających zapłatę podmiotom KTR wytwarzającym energię elektryczną. Zostanie też wprowadzonych przez państwo szereg mechanizmów w celu zapewnienia płatności na rzecz podmiotów KTR wytwarzających energię elektryczną w przypadku braku wpłat od dostawcy. Wspomniane mechanizmy będą obejmować nałożony na dostawców obowiązek złożenia zabezpieczeń, ustanowienia funduszu rezerwowego na wypadek niewypłacalności oraz wyznaczenia dostawcy awaryjnego. Fundusz rezerwowego na wypadek niewypłacalności zapewni kontrahentowi możliwość pokrycia opłat od dostawcy niewywiązującego się z zobowiązań za okres od wyczerpania zabezpieczenia do powołania dostawcy zastępczego w ramach mechanizmu wyznaczania dostawcy awaryjnego zarządzanego przez Ofgem.
- (334) Po piąte, kontrahent będzie składał państwu sprawozdania z wdrożenia. W związku z tym kontrahent ma podlegać wymogom dokumentu ramowego, określającego między innymi relacje między kontrahentem a państwem, zasady operacyjne dotyczące kontrahenta, kwestie zarezerwowane dla udziałowców, role i obowiązki kontrahenta, obowiązki w zakresie zarządzania i finansów oraz wymagania w odniesieniu do sprawozdawczości i monitorowania. Zostaną też określone parametry, w ramach których kontrahent ma wypełniać swoje funkcje w odniesieniu do KTR.
- (335) Na podstawie tych kwestii można wnioskować, że korzyść zapewniana w ramach KTR będzie finansowana przez wpłaty nałożone przez państwo oraz zarządzane i rozdzielane zgodnie z przepisami przez podmiot wyznaczony i kontrolowany przez państwo.

#### 7.8. GWARANCJA KREDYTOWA: ISTNIENIE PRZEWAGI FINANSOWANEJ Z ZASOBÓW PAŃSTWA I PRZYPISYWANEJ PAŃSTWU

- (336) Rząd Zjednoczonego Królestwa uważa, że gwarancja kredytowa i warunki KTR służą odmiennym celom. Ceny oraz zatwierdzenie gwarancji kredytowej uzależnione są w ogromnym stopniu od ryzyka związanego z całym projektem, w tym warunków KTR. Jednak nie jest prawdziwa odwrócona sytuacja: obecność gwarancji przenosi profil ryzyka między inwestorami dłużnymi a gwarantem, a nie zmienia samego profilu ryzyka projektu. Rząd Zjednoczonego Królestwa nie uważa, że przedsiębiorstwo realizujące projekt otrzyma dodatkowe wsparcie w wyniku połączenia KTR i gwarancji kredytowej.
- (337) Niemniej interwencje państwa związane z HPC należy rozważać jako jeden środek pomocy z powodu wymaganej w projekcie kwoty zadłużenia, której nie można uzyskać bez interwencji państwa, ram czasowych jednocześnie występujących interwencji państwa oraz powiązania między ratingiem NNBG, wyceną gwarancji oraz postanowieniami KTR. KTR, umowa z sekretarzem stanu oraz gwarancja kredytowa to różne środki, ale stanowią elementy tej samej inwestycyjnej decyzji władz Zjednoczonego Królestwa i mają ten sam cel, jakim jest stworzenie zachęty do inwestycji w nową elektrownię jądrową i umożliwienie dokonania tej inwestycji. Wszystkie trzy środki są ze sobą połączone i konieczne do budowy HPC.

<sup>(1)</sup> Sprawa C-262/12, Vent de Colère, dotychczas nieopublikowana, pkt 21.

- (338) Gwarancja kredytowa stanowi filar finansowania projektu o nieporównywalnej wartości. Istnienie gwarancji kredytowej jest również niezbędne w projekcie w celu pozyskania zewnętrznego kredytu. Brak jest przykładów zbliżonych gwarancji w podobnych projektach na rynku, gdyż takie nie są zapewniane. Biorąc pod uwagę bezprecedensowy charakter projektu, finansowania i gwarancji, dla których brak jest w pełni porównywalnych wartości referencyjnych, nawet gdyby wynagrodzenie zmniejszało zakres wsparcia, Komisja uważa, że cena ponoszona przez NNBG za gwarancję kredytową nie może być uznana za cenę rynkową, ponieważ na rynku nie można i nie będzie można uzyskać podobnego instrumentu.
- (339) Gwarancja kredytowa jest zapewniana przez organ publiczny Zjednoczonego Królestwa i wiąże się z wykorzystaniem zasobów Zjednoczonego Królestwa. Komisja uznaje zatem, że gwarancja kredytowa udzielona przez Zjednoczone Królestwo na zadłużenie NNBG stanowi pomoc państwa.

#### 7.9. ZAKŁÓCENIE KONKURENCJI I WPŁYW NA WYMIANĘ HANDLOWĄ

- (340) KTR, umowa z sekretarzem stanu oraz gwarancja kredytowa mogą potencjalnie zakłócać konkurencję oraz wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi. W tym względzie Komisja zauważa, że wytwarzanie i dostawy energii elektrycznej są zliberalizowane. Ponieważ w tym przypadku zgłoszone środki umożliwiają rozwój zdolności wytwórczych na wysokim poziomie, co w przeciwnym razie mogłoby być przedmiotem prywatnych inwestycji dokonywanych przez inne podmioty rynkowe, ze Zjednoczonego Królestwa lub z innych państw członkowskich, wytwarzające energię elektryczną z wykorzystaniem alternatywnych technologii, zgłoszone środki mogą zatem mieć wpływ na wymianę handlową między państwami członkowskimi oraz zakłócać konkurencję.
- (341) Komisja uważa, że dane środki pomocy mogą potencjalnie zakłócać decyzje inwestycyjne i wpływać na alternatywne inwestycje. Ponieważ EDF działa już na rynku wytwarzania energii elektrycznej w Zjednoczonym Królestwie, pomoc może zakłócać funkcjonowanie rynku niższego szczebla. Pomoc może również doprowadzić do potencjalnego ograniczenia płynności rynku hurtowego.

#### 7.10. OGÓLNY WNIOSEK DOTYCZĄCY ISTNIENIA POMOCY

- (342) Dlatego Komisja wyciąga wniosek, że KTR, umowa z sekretarzem stanu oraz gwarancja kredytowa, jako różne środki odnoszące się do jednej interwencji państwa, wiążą się z pomocą państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE.

### 8. OCENA ŚRODKA NA PODSTAWIE ART. 106 UST. 2 TFUE

- (343) Komisja wyjaśniła, w jaki sposób interpretuje art. 106 ust. 2 TFUE podczas oceny zgłoszonego środka wiążącego się z pomocą państwa oraz świadczeniem UOIG w swoim komunikacie Zasady ramowe Unii Europejskiej dotyczące pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych („ramy UOIG”) (<sup>1</sup>). Komisja wysunęła wniosek wyrażony w motywie 315, że zgłoszony środek nie pociąga za sobą świadczenia rzeczywistej UOIG, a jest to warunkiem koniecznym do oceny środka na podstawie art. 106 ust. 2 TFUE. Komisja nie uważa zatem za konieczne dokonywanie oceny pozostałych wymagań ujętych w ramach UOIG w celu wnioskowania, że zgłoszonego środka nie można uznać za zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie wymagań art. 106 ust. 2 TFUE.

### 9. OCENA POMOCY UDZIELANEJ W POSTACI ŚRODKA NA PODSTAWIE ART. 107 UST. 3 LIT. c) TFUE

- (344) Na początek Komisja zauważa, że środki obejmujące pomoc operacyjną należy uznać co do zasady za niezgodne na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) (<sup>2</sup>). Zgłoszone środki, w szczególności KTR, są jednak równoważne z pomocą inwestycyjną, z przyczyn wyjaśnionych poniżej.
- (345) Celem zastosowania środków, w szczególności KTR, jest umożliwienie NNBG zobowiązania się do inwestycji w budowę elektrowni HPC. KTR skutecznie dostarcza instrumentu zabezpieczenia ryzyka w postaci stabilizatora cen, zapewniając stabilność dochodów i pewność w okresie dostatecznie długim, aby umożliwić NNBG zainwestowanie ogromnych kwot w budowę elektrowni HPC.

(<sup>1</sup>) Komunikat Komisji – Zasady ramowe Unii Europejskiej dotyczące pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych (2012/C 8/03) (Dz.U. C 8 z 11.1.2012, s. 15).

(<sup>2</sup>) Zob. pkt 8.1 akapit pierwszy decyzji o wszczęciu postępowania.

- (346) Rzeczywiście elektrownia HPC jest obciążona znacznym ryzykiem na etapie budowy i mniejszym ryzykiem na etapie eksploatacji. Wydłużony okres eksploatacji HPC wymaga uwzględnienia środków wsparcia. Z perspektywy tego konkretnego typu projektu Komisja uważa, że środek pomocy jest faktycznie równoważny ze świadczeniem pomocy inwestycyjnej, która uwzględnia charakterystykę oraz profil ryzyka projektu. W ten sposób minimalizuje konieczną pomoc i dodatkowe środki niezbędne do stworzenia zachęt do inwestycji. Z punktu widzenia modelowania finansowego wartość bieżąca netto płatności KW można traktować jako równoważną płatność ryczałtową na pokrycie kosztów budowy przez NNBG.
- (347) Komisja stwierdza zatem, że w tym szczególnym przypadku, z powodu wyjątkowego charakteru projektu, pomoc ma charakter pomocy inwestycyjnej i jej zgodność będzie w ten sposób oceniana. Szczególne zakłócenia konkurencji będące skutkiem pomocy zostaną omówione w pkt 9.6.

#### 9.1. ZGODNOŚĆ Z ISTNIEJĄCYMI REGULACJAMI RYNKOWYMI

- (348) Komisja rozważyła kwestię, czy środki są zgodne z istniejącymi regulacjami rynku wewnętrznego.
- (349) W szczególności niektóre zainteresowane strony wyraziły zaniepokojenie, że pomoc może naruszać art. 8 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej. Niektórzy respondenci również kwestionowali zgodność środków z przepisami dotyczącymi zamówień publicznych <sup>(1)</sup>.
- (350) Komisja uważa, że te dwa zagadnienia są do pewnego stopnia powiązane. W szczególności zasady dotyczące zamówień publicznych ustanowione w dyrektywie 2004/17/WE i dyrektywie 2004/18/WE nie mają zastosowania do przedmiotowego środka, ponieważ nie wiąże się on z zamówieniami na dostawy, roboty lub usługi.
- (351) Dyrektywy 2004/17/WE i 2004/18/WE mają zastosowanie do nabycia – w drodze zamówienia publicznego – robót budowlanych, dostaw lub usług przez co najmniej jedną instytucję zamawiającą lub podmiot zamawiający od wykonawców wybranych przez te instytucje lub podmioty zamawiające, niezależnie od tego, czy roboty budowlane, dostawy lub usługi przeznaczone są do celów publicznych. Obejmuje to, między innymi, zawarcie umowy, która przewiduje wiążące obie strony obowiązki, gdy wykonanie robót budowlanych, dostawy lub świadczenie usług podlegają specjalnym, określonym przez instytucję zamawiającą bądź podmiot zamawiający, prawnie wiążącym wymogom.
- (352) Natomiast niektóre akty państwowe, takie jak zezwolenia lub licencje, na podstawie których państwo członkowskie bądź jego organ publiczny określa warunki prowadzenia działalności gospodarczej, w tym warunek zakładający wykonywanie pewnego zadania, przyznanego w normalnych warunkach na wniosek wykonawcy, a nie z inicjatywy instytucji zamawiającej ani podmiotu zamawiającego, i gdy wykonawca może swobodnie wycofać się z wykonywania robót budowlanych lub ze świadczenia usług, nie są kwalifikowane jako zamówienia.
- (353) Podobnie samo finansowanie działalności – zwłaszcza za pośrednictwem dotacji – często związane z obowiązkiem zwrotu otrzymanych kwot, o ile nie zostały wykorzystane zgodnie z przeznaczeniem, nie podlega przepisom wspomnianych wyżej dyrektyw.
- (354) Na podstawie dostępnych informacji nie jest możliwe stwierdzenie, czy KTR dotyczy nabycia robót, usług czy dostaw i w ten sposób kwalifikuje się jako zamówienie publiczne bądź koncesja.
- (355) Po pierwsze, KTR nie ustanawia żadnych konkretnych wymagań w zakresie dostaw usług, towarów lub robót w odniesieniu do instytucji zamawiającej czy stron trzecich. Kontrakty te obejmują jedynie ogólne zobowiązanie NNBG do zainwestowania w elektrownię HPC, jej budowy i eksploatacji. Co więcej, jak wyjaśniono w motywie 315 powyżej, Komisja stwierdza, że usługi nie można zakwalifikować jako świadczonej w ogólnym interesie gospodarczym.
- (356) Po drugie, kontrakty nie uwzględniają wiążących obie strony obowiązków, możliwych do egzekwowania przed sądem. Przeciwnie, kontrakty zawierają tylko terminy dotyczące etapu budowy reaktorów jądrowych. Na każdym z tych etapów NNBG jest narażony na ryzyko rozwiązania kontraktu (zob. motyw 219 powyżej).
- (357) Po trzecie, nie jest przeprowadzana selekcja w zakresie liczby podmiotów gospodarczych, które mogą zawierać KTR. Ograniczeniem jest tylko liczba miejsc dostępnych na budowę elektrowni jądrowych. Jak podkreśliły władze Zjednoczonego Królestwa, system pozostaje otwarty dla wszystkich potencjalnie zainteresowanych stron.

<sup>(1)</sup> W szczególności zakwestionowano zgodność z przepisami dyrektyw 2004/17/WE i 2004/18/WE.

(358) Komisja stwierdza zatem, że KTR dotyczący HPC ustanawia warunki prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z użyciem technologii jądrowej i nie kwalifikuje się jako zamówienie publiczne lub działanie z zakresu zamówień publicznych.

(359) Nawet jeśli pojawiają się argumenty, że art. 8 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej ma zastosowanie do zgłoszonego środka, Komisja uważa, że nie został on naruszony.

Art. 8 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej nie przewiduje przeprowadzenia postępowania przetargowego, wskazując, że można zastosować procedury równoważne pod względem przejrzystości i niedyskryminacji, na podstawie opublikowanych kryteriów. Zjednoczone Królestwo opracowało publiczne zaproszenie do wyrażenia zainteresowania w celu zidentyfikowania odpowiednich inwestorów w energię jądrową.

(360) W szczególności DECC opublikowało zaproszenie dla potencjalnych inwestorów do wyrażenia zainteresowania projektami posiadającymi wymaganą charakterystykę, opisaną w dokumencie wydanym w grudniu 2011 r. <sup>(1)</sup>.

(361) Ramy operacyjne KTR oraz ustawa dotycząca energetyki zostały następnie opublikowane w dniu 29 listopada 2012 r. <sup>(2)</sup>. Ramy operacyjne zapewniają przejrzyste wskazówki na temat sposobu wspierania za pośrednictwem KTR inwestycji w wytwarzanie niskoemisyjnej energii elektrycznej. Określają one sposób występowania o KTR, warunki, na jakich te kontrakty są zawierane, oraz wspomagające ramy instytucjonalne.

(362) Jedynym przedsiębiorstwem, które odpowiedziało na zaproszenie, z wystarczająco zaawansowanym projektem w zakresie energii jądrowej umożliwiającym rozpoczęcie rozmów, było NNBG, który pismem z dnia 22 marca 2012 r. przedłożył kryteria kwalifikowalności. Kwalifikowalność projektu potwierdzono w odpowiedzi DECC z dnia 22 maja 2012 r.

(363) Zjednoczone Królestwo potwierdziło w lipcu 2012 r., że przeprowadziło rozmowy z innymi deweloperami nowych elektrowni jądrowych poza NNBG <sup>(3)</sup>. Po wewnętrznym zatwierdzeniu przez rząd Zjednoczonego Królestwa w dniu 15 lutego 2013 r. rozpoczęły się formalne negocjacje z NNBG w sprawie potencjalnych warunków umowy inwestycyjnej.

(364) Komisja stwierdza, że procedura wyboru zastosowana przez Zjednoczone Królestwo w celu zidentyfikowania odpowiedniego wykonawcy KTR w odniesieniu do inwestycji w nową instalację jądrową została oparta na jasnych, przejrzystych oraz niedyskryminujących ramach, które można uznać na równoważne z postępowaniem przetargowym pod względem przejrzystości i niedyskryminacji.

(365) Dlatego nie ma potrzeby ustalenia, czy potencjalne naruszenie regulacji rynku wewnętrznego sprawia, że pomoc jest niezgodna.

## 9.2. CELE STANOWIĄCE PRZEDMIOT WSPÓLNEGO ZAINTERESOWANIA

(366) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja kwestionowała trzy wspólne cele przedstawione przez Zjednoczone Królestwo, tj. dywersyfikację i bezpieczeństwo dostaw oraz obniżenie emisyjności.

(367) W decyzji o wszczęciu postępowania uznano, że bezpieczeństwo dostaw kwalifikuje się jako wspólny cel, ale nie uzyskano pewności, czy w tym konkretnym przypadku środek pomocy ułatwi rozwiązanie problemu, ponieważ, jak się wydaje, istnieją rozbieżności między przewidywanym brakiem popytu, a momentem uruchomienia HPC. Ponadto Komisja nie ma pewności, czy alternatywne technologie mogą zaspokoić zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej.

(368) I wreszcie, dywersyfikacja została uznana za ważny aspekt bezpieczeństwa dostaw, lecz nie jako samodzielny cel stanowiący przedmiot wspólnego zainteresowania.

(369) Komisja przyjęła jednak, że środek jest zgodny z postanowieniami Traktatu Euratom.

<sup>(1)</sup> DECC, Planning our electric future, grudzień 2011 r. Zob. w szczególności załącznik B. Dostępny pod następującym adresem: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/48253/3884-planning-electric-future-technical-update.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48253/3884-planning-electric-future-technical-update.pdf)

<sup>(2)</sup> DECC, Załącznik A: Feed-in Tariff with Contracts for Difference Operational Framework, 29 listopada 2012 r. Dokumenty dostępne pod następującym adresem: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/66554/7077-electricity-market-reform-annex-a.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/66554/7077-electricity-market-reform-annex-a.pdf) oraz <http://services.parliament.uk/bills/2012-13/energy.html>

<sup>(3)</sup> Zob. dokument dostępny pod następującym adresem: <https://www.gov.uk/government/publications/purchase-of-horizon-nuclear-power-meetings-between-ond-and-hitachi-ltd-foi-request-12-1718>

- (370) Jak uznano w ostatnich decyzjach Komisji <sup>(1)</sup>, Traktat Euratom ma na celu stworzenie „warunków niezbędnych do rozwoju silnego sektora jądrowego, który zapewni szeroki dostęp do zasobów energetycznych”. Cel ten jest następnie powtórzony w art. 1 Traktatu Euratom, który głosi, że „zadaniem Wspólnoty jest przyczynianie się do podwyższania poziomu życia w państwach członkowskich [...] poprzez ustanowienie warunków niezbędnych do stworzenia i szybkiego rozwoju przemysłu jądrowego”.
- (371) Na tej podstawie Traktat Euratom powołuje Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (Euratom), tworząc niezbędne instrumenty i podział obowiązków mające na celu realizację tych celów. Komisja musi zapewnić, aby zostały zastosowane przepisy tego Traktatu.
- (372) W art. 2 lit. c) Traktatu Euratom przewiduje się dla państw członkowskich „zadanie ułatwienia inwestycji oraz zapewnienia, szczególnie poprzez popieranie inicjatywy ze strony przedsiębiorstw, instalowania podstawowych urządzeń niezbędnych dla rozwoju energetyki jądrowej we Wspólnocie”. Art. 40 tego samego Traktatu przewiduje publikowanie we Wspólnocie programów ilustracyjnych „do stymulowania inwestycji ze wskazaniem celów produkcyjnych”.
- (373) W ocenie Komisji środek przyczynia się do zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa dostaw, w szczególności mając na uwadze prognozy zdolności wytwórczych i rolę, jaką energia elektryczna z HPC będzie odgrywać po rozpoczęciu eksploatacji.
- (374) Komisja stwierdza zatem, że środki pomocy skierowane na promowanie energii jądrowej dążą do celu stanowiącego przedmiot wspólnego zainteresowania, a jednocześnie mogą przyczyniać się do dywersyfikacji i bezpieczeństwa dostaw.

### 9.3. NIEDOSKONAŁOŚCI RYNKU I POTRZEBA INTERWENCJI PAŃSTWA

- (375) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja kwestionowała opinię, że energia jądrowa jest w sposób nieuchronny obciążona niedoskonałościami rynku.
- (376) Komisja odniosła się w szczególności do istnienia innych instrumentów ukierunkowanych na obniżenie emisyjności (takich jak handel uprawnieniami do emisji), a także widocznej rentowności energii jądrowej. Komisja wspomniała również, że jeśli istnieje niedoskonałość rynkowa, może być związana z barierami w pozyskaniu finansowania na niezbędnym poziomie ze względu na ogromne koszty, co, jak się wydaje, jest odpowiednio wspomagane zapewnieniem gwarancji kredytowej bez potrzeby stosowania innych instrumentów.
- (377) Komisja oceniła kwestię potencjalnych niedoskonałości rynku, zapoznając się z dowodami dostarczonymi przez respondentów i przeprowadzając szeroko zakrojone analizy ekonomiczne <sup>(2)</sup>.
- (378) Stwierdzenia Zjednoczonego Królestwa, że długofalowa rezydualna niedoskonałość rynku dotyczy emisji dwutlenku węgla, ponieważ brak jest długoterminowych sygnałów cenowych oraz wystarczająco precyzyjnych, stabilnych ram regulacyjnych dotyczących ograniczenia emisji, mają pewną wartość. Argument ten uzasadnia pewnego rodzaju interwencję rządu w zakresie wspierania wytwarzania energii niskoemisyjnej, w tym także jądrowej.
- (379) Dodatkowo pewną wartość mają argumenty, że nie jest odpowiednio uwzględniane bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, a prywatne decyzje inwestycyjne w wytwarzanie energii elektrycznej mogą utrzymywać się poniżej społecznie optymalnego poziomu.
- (380) Te dwie potencjalne niedoskonałości rynku najwyraźniej nie uzasadniają inwestycji konkretnie w wytwarzanie energii jądrowej, ale szerzej odpowiednio inwestycji w wytwarzanie energii niskoemisyjnej oraz środków zaradczych służących internalizacji pozytywnych efektów zewnętrznych dostępności energii elektrycznej. Ta ostatnia niedoskonałość rynku jest eliminowana przez stworzenie mechanizmu zdolności wytwórczych. Komisja zatwierdziła środek proponowany przez Zjednoczone Królestwo dotyczący rynku zdolności wytwórczych w swojej decyzji z dnia 23 lipca 2014 r. <sup>(3)</sup>.
- (381) Istnieją jednak dwie niedoskonałości rynku, które są bardziej istotne w przypadku energii jądrowej.

<sup>(1)</sup> Zob. na przykład decyzja Komisji 2005/407/WE z dnia 22 września 2004 r. w sprawie pomocy państwa, jakiej Wielka Brytania planuje udzielić British Energy plc (Dz.U. L 142 z 6.6.2005, s. 26).

<sup>(2)</sup> Szczególna sytuacja sektora energii elektrycznej Zjednoczonego Królestwa jest opisana w pkt 2.1 decyzji o wszczęciu postępowania.

<sup>(3)</sup> Zob. komunikat prasowy pod następującym adresem: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-865\\_pl.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_pl.htm)

- (382) Po pierwsze, inwestycje w energię jądrową podlegają znacznemu ryzyku, przy uwzględnieniu kombinacji wysokich początkowych kosztów kapitałowych, długiego czasu budowy oraz długiego okresu eksploatacji w celu odzyskania kosztów inwestycji. 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. Obecnie dostępne na rynku instrumenty nie zapewniają dłuższego horyzontu czasowego ponad 10–15 lat, czy to w postaci długoterminowych kontraktów, czy instrumentów zabezpieczania ryzyka.
- (383) W szczególności wytwarzanie energii jądrowej charakteryzuje się wyjątkowo długimi, złożonymi cyklami eksploatacyjnymi, w przeciwieństwie do większości innych inwestycji w infrastrukturę energetyczną i ogólnie większości inwestycji w infrastrukturę. Zwykle budowa elektrowni jądrowej trwa osiem do dziesięciu lat, przy czym koszty są ponoszone przed wygenerowaniem jakichkolwiek zysków, a ryzykiem obciążony jest wyłącznie inwestor. W 60-letnim okresie eksploatacji generowane są dochody, ale ich wysokość opiera się na niepewnej ewolucji cen hurtowych. Następujący potem okres likwidacji może trwać czterdzieści lat, przy czym na zamknięcie instalacji muszą być rezerwowane odpowiednie środki. I wreszcie, przed przekazaniem do składowania, gdzie odpady mają być przechowywane przez tysiące lat, na miejscu odbywa się składowanie i unieszkodliwianie wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych.
- (384) Po drugie, istnieje ryzyko (w głównej mierze polityczne) „opóźnienia uzyskania zwrotu” po dokonaniu inwestycji, gdy inwestor ma słabszą pozycję przetargową. Biorąc pod uwagę kontrowersyjny charakter technologii jądrowej, kolejne rządy mogą zająć inne stanowisko na temat jej przydatności, a to stanowi czynnik niepewności dla prywatnych inwestorów. Komisja nie jest przekonana, że kwestia ta kwalifikuje się jako niedoskonałość rynku, ale uznaje, że może to być czynnik utrudniający inwestowanie w nowe instalacje jądrowe, w szczególności przy założeniu długich ram czasowych budowy elektrowni, ich eksploatacji i likwidacji.
- (385) Zagadnienia te występują wyłącznie w odniesieniu do technologii jądrowej. Wszystkie technologie mogą z zasady być narażone na ryzyko politycznego „opóźnienia uzyskania zwrotu”, jednak z uwagi na dłuższy horyzont czasowy oraz większy rozmiar inwestycji można oczekiwać, że projekty jądrowe podlegają większemu ryzyku. Także niemożność odpowiedniego podziału ryzyka wynikającego z dużych inwestycji za pośrednictwem instrumentów rynkowych ma nieproporcjonalnie większy wpływ na technologię jądrową niż na inne technologie.
- (386) Komisja również rozważała kwestię, czy inwestycja w nową instalację jądrową byłaby realizowana w razie braku pomocy. W przeprowadzonym modelowaniu użyto różnorodnych scenariuszy alternatywnych z odmiennymi założeniami na temat cen paliw kopalnych oraz sytuacji politycznej, jaka może dominować w przypadku braku KTR dla nowej instalacji jądrowej <sup>(1)</sup>. Choć Zjednoczone Królestwo utrzymuje, że modelowanie samo w sobie, w szczególności w tak długim horyzontie czasowym, może zapewnić użyteczne wskazówki jedynie na podstawie niezbędnego uproszczenia dynamiki świata rzeczywistego, Komisja uważa, że tego rodzaju modelowanie jest pomocne w przedstawianiu opinii na temat kluczowych aspektów oceny.
- (387) W scenariuszu, w którym KTR są dostępne w odniesieniu do technologii energii odnawialnych oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, ale nie energii jądrowej, prywatne inwestycje w nowe instalacje jądrowe nie zostaną przekształcone w działalność gospodarczą do 2046 r. W scenariuszu, w którym wdrożono KTR oraz rynek zdolności wytwórczych, przy założeniu przez DECC cen paliw kopalnych na średnim poziomie, prywatne inicjatywy inwestycyjne w nowe instalacje jądrowe nie pojawiają się przed 2037 r. W przypadku wysokich cen paliw nowe decyzje inwestycyjne w energię jądrową są realizowane w 2032 r., a przy niskich cenach paliw i ryczałtowej cenie emisji nie pojawiają się w ogóle w okresie modelowania do 2049 r.
- (388) Wymodelowano osiem dalszych scenariuszy, przy czym z każdego z nich powstało do ośmiu kolejnych wariantów. Podsumowanie kluczowych wyników z wybranych scenariuszy można znaleźć w tabeli 9 załącznika.
- (389) Kluczowym wnioskiem wynikającym z przeprowadzonego modelowania jest znaczna niepewność co do kwestii, czy w razie braku pomocy państwa będą realizowane prywatne inwestycje w nowe instalacje jądrowe w okresie od wczesnych lat 30. tego wieku do 2049 r. Ponadto wydaje się, że zastosowanie KTR w przypadku nowej instalacji jądrowej jest czynnikiem skutkującym poprawą dobrobytu społeczeństwa jako całości, a konsumentów w szczególności, z wyjątkiem przypadków, gdy zostaną odrzucone cele obniżania emisyjności, a ceny paliw kopalnych będą kształtowały się na niskim poziomie.

<sup>(1)</sup> Komisja zażądała od DECC wykonania analiz wrażliwości z użyciem modelu prognostycznego oraz uważnie ocenionych danych wejściowych i wyjściowych do każdego scenariusza. Dynamiczny model dysponowania (DMD), opracowany przez DECC, to zintegrowany model rynku energii w Wielkiej Brytanii („GB”) w średnio- i długoterminowej perspektywie. Przedstawia symulację dysponowania energią elektryczną pochodzącą od podmiotów wytwórczych GB oraz decyzje inwestycyjne w zdolności wytwórcze od 2010 r. do 2049 r. na podstawie oszacowania popytu i podaży w odstępach półgodzinnych. Decyzje inwestycyjne są oparte na prognozowanych dochodach i przepływach pieniężnych uwzględniających wpływ polityki i zmiany w koszyku energetycznym. DMD umożliwia zatem analizę porównawczą wpływu różnych decyzji politycznych na wytwarzanie, zdolności wytwórcze, koszty, ceny, bezpieczeństwo dostaw i emisję dwutlenku węgla.

- (390) Analiza przeprowadzona przez Komisję potwierdza, że istnieje spory zakres niepewności co do kwestii, czy rynek może zapewnić inwestycje w nowe instalacje jądrowe w realistycznych ramach czasowych. Choć dostarczone dowody i przeprowadzone analizy nie są jednoznaczne, wskazują z dość dużym prawdopodobieństwem, w ramach nieuniknionych ograniczeń przyjętych w prognozach o tym horyzoncie czasowym, że całkowicie komercyjne inwestycje w nowe instalacje jądrowe, które pokrywałyby potrzeby wynikające z energetycznej polityki Zjednoczonego Królestwa, nie będą realizowane w razie braku pomocy państwa.
- (391) Co więcej, alternatywne mechanizmy są niewystarczające jako zachęty do inwestycji w nowe instalacje jądrowe. Ani minimalna cena emisji, ani rynek zdolności wytwórczych nie są wystarczające do pozyskania inwestycji w energię jądrową. W szczególności podmioty wytwarzające energię jądrową mogą kwalifikować się do uczestnictwa w rynku zdolności wytwórczych dopiero wtedy, gdy odrzucą inne formy pomocy, w tym KTR lub gwarancję kredytową, przy czym rynek zdolności wytwórczych jest przewidziany na zbyt krótki okres, aby zapewnić inwestycje w energię jądrową. Minimalna cena emisji nie zapewnia wystarczającej pewności co do przyszłych cen hurtowych, aby inwestycje o rozmiarze oraz okresie trwania zbliżonym do nowej instalacji jądrowej mogły być realizowane. Na podstawie modelowania należy stwierdzić, że inne formy wsparcia niedostatecznie zabezpieczają inwestycje w nowe instalacje jądrowe w realistycznym horyzoncie czasowym, zgodnie z potrzebami Zjednoczonego Królestwa. Żaden ze środków wsparcia nie eliminuje wysokiej niepewności cen hurtowych oraz braku możliwości zabezpieczenia i zawierania umów długoterminowych.
- (392) Z przyczyn podkreślonych powyżej i w zakresie, w jakim inwestycja w nową instalację jądrową jest ukierunkowana na cel stanowiący przedmiot wspólnego zainteresowania UE, określony w pkt 9.2 powyżej, Komisja stwierdza, że proponowane środki pomocy państwa są konieczne, ze względu na szczególny rodzaj inwestycji w nową instalację jądrową oraz stan i funkcjonowanie rynków finansowych w Zjednoczonym Królestwie w chwili wydawania niniejszej decyzji.

#### 9.4. STOSOWNOŚĆ INSTRUMENTÓW I EFEKT ZACHĘTY

- (393) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyraziła wątpliwość, czy KTR może zostać uznany za odpowiedni instrument zapewniania pomocy państwa, ponieważ powoduje on usunięcie sygnałów cenowych oraz zakłóca obecną sytuację na rynku, gdzie wytwarzanie energii elektrycznej podlega konkurencji, a inwestycje odbywają się na podstawie przewidywanych dochodów wynikających ze sprzedaży energii elektrycznej na poziomie hurtowym.
- (394) Komisja zakwestionowała również okres zastosowania środka, a także fakt, że zapewnia on ochronę dochodów do tego stopnia, w którym zostaje wyeliminowane ryzyko cenowe, co następnie jest ugruntowane przez wdrożenie KTR w połączeniu z gwarancją kredytową. I wreszcie, Komisja wyraziła wątpliwość na temat braku otwartego i przejrzystego postępowania przetargowego, naruszającego między innymi technologiczną neutralność przez umożliwienie prywatnych negocjacji między Zjednoczonym Królestwem a EDF w odniesieniu do projektu opartego na konkretnej technologii.
- (395) Argumenty Zjednoczonego Królestwa na poparcie KTR są związane z głównymi niedoskonałościami rynku, uwytknionymi w pkt 9.3 powyżej, przede wszystkim niemożliwością podziału lub przeniesienia przez prywatnych inwestorów ryzyka zmienności cen z powodu niekompletnych w obecnych warunkach rynków przenoszenia ryzyka.
- (396) W zakresie, w jakim takie długoterminowe niedoskonałości rynku kapitałowego są obecne, samo zapewnienie gwarancji kredytowej nie wystarcza do stymulowania inwestycji w nowe instalacje jądrowe, ponieważ uwzględnia jedynie potrzebę uzyskania kredytu na projekt, ale nie eliminuje specyficznych kwestii związanych z energią jądrową, takich jak szczególne ryzyko wynikające z budowy i długoterminowego, złożonego cyklu użytkowania. Gwarancja kredytowa pozwala inwestorowi na pozyskanie finansowania dłużnego, natomiast KTR umożliwia mu zadeklarowanie kapitału na rzecz projektu. Nawet więcej, gwarancja kredytowa sama jest oparta na KTR oraz nieodłącznie z nim związana, ponieważ rating projektu uwzględnia istnienie KTR. Jedynie gwarantowane dochody z KTR mogą zrekomensować długoterminowy profil ryzyka projektu.
- (397) W decyzji z dnia 23 lipca 2014 r. Komisja przyjęła, że KTR może być odpowiednim instrumentem do wspierania technologii niskoemisyjnych, w szczególności technologii odnawialnych <sup>(1)</sup>.
- (398) W KTR otwarcie uwzględniania jest potrzeba zapewnienia stabilności cen oraz przewidywalności stóp zwrotu z projektu i kapitału, szczególnie istotnych w przypadku inwestycji o tej wielkości i czasie trwania, w rezultacie niezbędnych do umożliwienia takiej inwestycji. W tym znaczeniu KTR dotyczy głównych niedoskonałości rynku zidentyfikowanych powyżej.

<sup>(1)</sup> Zob. komunikat prasowy pod następującym adresem: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-866\\_pl.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_pl.htm)

- (399) Dodatkowe warunki o specyficznym charakterze w odniesieniu do KTR dotyczącego HPC oraz umowy z sekretarzem stanu, w szczególności rekompensaty przyznawanej w przypadku politycznych i prawnych form dyskryminacyjnego traktowania technologii nuklearnej, obejmują ryzyko, które można uznać za specyficzne dla energii jądrowej, tj. możliwość opóźnienia uzyskania zwrotu w następstwie zmian w ramach legislacyjnych, na przykład z przyczyn politycznych.
- (400) Biorąc pod uwagę cel środków pomocy, tj. realizację inwestycji w energię jądrową, Komisja uważa, że otwarty przetarg z udziałem większej liczby technologii wytwarzania energii elektrycznej nie jest wskazany z uwagi na ramy czasowe wymagane przez Zjednoczone Królestwo.
- (401) Po ogłoszeniu przez Zjednoczone Królestwo otwartego zaproszenia do wyrażenia zainteresowania tylko EDF przedstawił ofertę inwestycji. Zjednoczone Królestwo przedstawiło dowód<sup>(1)</sup>, że żaden inny konkurencyjny projekt nie był gotowy do podjęcia negocjacji z EDF. Przy założeniu specyficznych cech technologii jądrowej wstępne zobowiązania są znaczne, a niewiele podmiotów dysponuje wiedzą i kondycją finansową do przeprowadzenia inwestycji o wielkości HPC. Zjednoczone Królestwo wyjaśniło, że wolałoby obserwować konkurencyjne starcie, ale brak było innych oferentów nowych instalacji jądrowych.
- (402) Komisja uznaje, że w dziedzinie energii jądrowej panuje ogólnie zupełnie inna sytuacja niż w przypadku innych technologii pod względem wymagań, jakie muszą spełniać inwestorzy. Nie ma po prostu porównywalnych projektów dotyczących elektrowni jądrowej pod względem czasu i rozmiaru inwestycji. Projekt HPC jest szczególny. Jest to projekt infrastrukturalny na niemal bezprecedensową skalę, zarówno w energię elektryczną, jak i inne sektory. Komisja uznaje zatem, że postępowanie przetargowe w danym przypadku nie zapewniłoby znaczących wyników, biorąc pod uwagę ograniczenia projektu.
- (403) Komisja uważa również, że postanowienia KTR dotyczące inwestycji w nową instalację jądrową nie stanowią nadmiernej dyskryminacji wobec innych technologii, nie faworyzują też nowej instalacji jądrowej w stosunku do innych technologii. Istotnie, inne technologie mogą być wspierane za pośrednictwem KTR w podobny sposób, przy użyciu tych samych instrumentów (umowy z sekretarzem stanu czy renegocjacji kosztów operacyjnych), z pewnymi zmianami, które mogą być uznane za niezbędne z powodu różnic w technologiach.
- (404) Ponadto niestały charakter wielu technologii odnawialnych uniemożliwia traktowanie ich jako odpowiedniego rozwiązania alternatywnego dla technologii obciążenia podstawowego, takich jak energia jądrowa. Jak wyjaśniono w motywie 199 powyżej, zastąpienie zdolności wytwórczych przez projekt HPC odpowiada 14 GW lądowej oraz 11 GW morskiej energii wiatrowej. Jest to jednak nierealistyczne w tych samym ramach czasowych.
- (405) Ponadto przez zastosowanie KTR w odniesieniu do nowych instalacji jądrowych nie są dyskryminowane istniejące elektrownie jądrowe, na których budowę nie muszą być przewidziane zachęty i które były budowane w innych okolicznościach niż dziś, tj. przed liberalizacją rynku.
- (406) W ramach tego konkretnego przypadku i projektu Komisja stwierdza zatem, że KTR, w połączeniu z gwarancją kredytową i umową z sekretarzem stanu, zgodnie ze zgłoszonymi środkami, stanowi odpowiedni instrument do zapewniania pomocy oraz stwarzania odpowiednich efektów zachęty u beneficjenta.

#### 9.5. ZASADA PROPORCJONALNOŚCI

- (407) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja kwestionowała, czy stopa zwrotu jest proporcjonalna, przy założeniu łącznego zastosowania KTR i gwarancji kredytowej oraz innych elementów ograniczających ryzyko, które, jak się wydaje, są zgodne ze znacząco niższymi stopami zwrotu niż te ustalone dla NNBG z uwagi na niższe ryzyko. W szczególności KTR z zasady eliminuje ryzyko cen rynkowych, natomiast środek ma na celu ochronę inwestora przed szeregiem zdarzeń przez zapewnienie rekompensaty.
- (408) W decyzji o wszczęciu postępowania wyrażono również wątpliwości w odniesieniu do potencjalnie wysokiej stopy zwrotu oraz możliwości wypracowania przez beneficjenta nadzwyczajnych zysków, jeśli założenia okażą się niewłaściwe.
- (409) Istnieją trzy główne kwestie wiążące się z proporcjonalnością środka, którego Zjednoczone Królestwo planuje użyć, o istotnym znaczeniu dla oceny dokonywanej przez Komisję.

<sup>(1)</sup> W szczególności Zjednoczone Królestwo ogłosiło zaproszenie do wyrażenia zainteresowania umową inwestycyjną, otwarte dla wszystkich przyszłych inwestorów, odpowiedział jednak tylko EDF.



- (410) Po pierwsze, przewidziana stopa zwrotu została uznana za wysoką, tak aby nie można było wykluczyć nadmiernej rekompensaty w przypadku uwzględnienia zgłoszonego połączenia KTR i gwarancji. W szczególności można uznać, że po zbudowaniu elektrowni jej eksploatacja jako aktywu podlegającego regulacji jest efektywna przez okres trwania KTR, przy osiągnięciu stosunkowo stabilnych dochodów.
- (411) Po drugie, KTR powoduje oddzielenie stopy zwrotu od kwoty pomocy. KW można ustalić na poziomie, który pozwoli NNBG na pokrycie kosztów i uzyskanie zasadnych zysków. Nie określa jednak kwoty pomocy, która zostanie ostatecznie wypłacona, będącej również funkcją cen hurtowych. W ten sposób tworzona jest potrzeba interpretowania testu nadmiernej rekompensaty jako testu stopy zwrotu, zamiast odniesienia się do bezwzględnej stopy zwrotu.
- (412) Po trzecie, nie ma pewności, że zyski większe niż spodziewane uzyskane po okresie budowy przyniosą korzyść klientom, tj. ograniczona zostanie stopa zwrotu do minimum, a zwiększony maksymalnie ogólny dobrobyt.
- (413) Przed wyciągnięciem ostatecznych wniosków na temat całego pakietu w poniższych sekcjach omówiono wspomniane kwestie odnoszące się do gwarancji kredytowej, KTR oraz stopy zwrotu.

#### 9.5.1. Gwarancja kredytowa

- (414) Wyemitowane obligacje będą objęte gwarancją kredytową, o której mowa w pkt 2.2 powyżej.
- (415) Komisja oceniła wstępną metodę obliczania opłaty za gwarancję kredytową używaną przez IUK. Zgodnie z tą metodą opłata będzie stanowiła średnią z trzech wskaźników w chwili komercyjnego zamknięcia ogólnego finansowania, ale jako podstawę przyjmuje się minimum 225 punktów bazowych. Zjednoczone Królestwo stwierdziło, że od dnia 21 sierpnia 2014 r. stawka opłaty za gwarancję kredytową została ustalona na 250 punktów bazowych (jako średnia z odpowiednio 263, 243 i 245 punktów) <sup>(1)</sup>.
- (416) W razie braku stawek, które można bezpośrednio obserwować na rynku, dla (wystarczających) gwarancji kredytowych zabezpieczających podobne rodzaje ryzyka konieczne jest przyjęcie alternatywnego podejścia w celu ustalenia stawki opłaty gwarancyjnej na warunkach rynkowych. Pierwsze podejście wiąże się z tak zwaną oczekiwaną stratą. Podejście to łączy biznesplan przedsiębiorstwa ze strukturą kapitału w różnych scenariuszach, których wynikiem jest prawdopodobieństwo niewykonania zobowiązania. Ewentualnie można porównać opłatę gwarancyjną do cen rynkowych podobnych instrumentów o zbliżonym ryzyku kredytowym.
- (417) Na podstawie uwag Zjednoczonego Królestwa i własnej analizy Komisja ustaliła, że istnieją poważne powody, aby uznać początkowo proponowaną minimalną stawkę opłaty gwarancyjnej (225 punktów bazowych) i stawkę od dnia 26 sierpnia 2014 r. (250 punktów bazowych) za niższe od stawek rynkowych. Wniosek ten oparto na dwóch kwestiach: metodzie użytej do określenia stawki i ratingu instrumentu gwarancyjnego zaproponowanego przez Zjednoczone Królestwo.

##### 9.5.1.1. Metody ustalania stawki opłaty gwarancyjnej

- (418) Z powodu braku cen rynkowych podobnych instrumentów Komisji przedstawiono dwa podejścia do oceny stawki opłaty gwarancyjnej.
- (419) Pierwsze podejście obejmuje tak zwane wartości referencyjne wyceny, które bardziej szczegółowo nakreślono w odpowiedziach ministerstwa skarbu Zjednoczonego Królestwa z dnia 26 sierpnia, 5 września, 12 września i 19 września 2014 r. Punktem wyjścia analizy jest ocena kredytowa z ratingiem równoważnym z BB+/Ba1 podczas budowy. IUK uważa, że w wyniku zabezpieczenia zadłużenia włączanego w umowy finansowe projekt HPC powinien osiągnąć na etapie budowy rating równoważny z BB+/Ba1 <sup>(2)</sup>.
- (420) Zgodnie z załącznikiem B (Informacje referencyjne), który przedstawia opis każdego zestawu wartości referencyjnych, stawka opłaty waha między 243 punktami bazowymi (z zastosowaniem wartości referencyjnych dłużnych instrumentów korporacyjnych) a 263 punktami bazowymi (z użyciem kredytów bankowych na finansowanie projektu).

<sup>(1)</sup> Zob. uwagi ministerstwa skarbu Zjednoczonego Królestwa z dnia 5 września 2014 r.

<sup>(2)</sup> W szczególności ministerstwo skarbu Zjednoczonego Królestwa określa trzy zestawy wartości referencyjnych. Ostatnie kredyty bankowe na finansowanie projektu o ograniczonym regresie (energia niskoemisyjna); rozpiętość korporacyjnych instrumentów dłużnych (o ratingu BB+) na dzień 21 sierpnia 2014 r.; średnie 10-letnie swapy ryzyka kredytowego oraz iTraxx Europe XOver (obszar BB+).

- (421) IUK przedstawił również średnie rozpiętości swapów ryzyka kredytowego siedmiu podmiotów z obszaru BB+, objętych indeksem iTraxx Europe XOver (o 10-letnim okresie zapadalności) <sup>(1)</sup>, z sześćdziesięcioma składnikami, które mają stanowić graniczną klasę inwestycyjną, ale zawierają podmioty z ratingiem od BBB (z negatywną perspektywą) do CCC. Na dzień przekazania Komisji informacji średnia rozpiętość siedmiu pozycji BB+ wynosiła, według obliczeń, 250 punktów bazowych. Zjednoczone Królestwo uznało to za potwierdzenie, że stawka opłaty gwarancyjnej powinna wynosić 250 punktów bazowych, jeśli została obliczona na odpowiedni dzień.
- (422) Nie jest jednak jasne, czy te indeksy nie mogą być w pełni uznane za punkty referencyjne gwarancji kredytowej w odniesieniu do HPC. Choć indeks iTraxx Europe XOver może zostać użyty jako punkt wyjścia do uzyskania stawki opłaty gwarancyjnej w projekcie Hinkley Point C, przedsiębiorstwa uwzględnione w indeksie należą tylko do „lepszego” klasy spekulacyjnej, zaś okres zapadalności wynosi 10 lat, co jest niezgodne z instrumentem dla HPC. Istnieje też szeroki zakres rozpiętości swapów ryzyka kredytowego, odzwierciedlających różnice w jakości kredytu.
- (423) Komisja nie została więc w pełni przekonana co do oceny IUK, z powodu ograniczonej liczby finansowych wartości referencyjnych projektu, jak również kryteriów wyboru podważających analizę porównawczą. Tabela 16 w załączniku B przedstawia przegląd finansowych wartości referencyjnych projektu.
- (424) Drugie podejście wiąże się z oczekiwaną stratą. Pełne podejście dotyczące oczekiwanej straty łączy model biznesowy ze strukturą kapitału w ramach różnych scenariuszy. Jego wynikiem jest prawdopodobieństwo niewykonania zobowiązania oraz odpowiadające mu stopy odzysku na każdy rok projektu, przy czym prawdopodobieństwo niewykonania zobowiązania odzwierciedla możliwość niespłacenia przez przedsiębiorstwo odsetek lub kwoty głównej. Tak jednak nie uczyniono w odniesieniu do tego projektu. Zamiast tego model przedstawia wartość bieżącą netto gwarancji w ramach scenariusza karnego <sup>(2)</sup>.
- (425) Przy założeniu stawki opłaty gwarancyjnej na poziomie 250 punktów bazowych oraz przyjęciu powyższych założeń zamienny model podejścia dotyczącego oczekiwanej straty przedstawia dodatnią wartość bieżącą netto gwarancji.
- (426) Komisja nie była w pełni przekonana o wynikach drugiego podejścia. W szczególności model nie wiąże biznesplanu z prawdopodobieństwem niewykonania zobowiązania. Zamiast tego, do obliczeń wartości bieżącej netto ustala się prawdopodobieństwo niewykonania zobowiązania.
- (427) W konsekwencji Komisja przyjęła stanowisko, że te metody mogą być traktowane informacyjnie, ale nie mogą w pełni uzasadnić proponowanej stawki opłaty w wysokości 250 punktów bazowych.

#### 9.5.1.2. Niepewność dotycząca wewnętrznego ratingu BB+/Ba1

- (428) Wspomniane wyżej dwa podejścia są niezbędne do ustalenia zarówno opłaty, jak i oceny kredytowej instrumentu. Ratingu można użyć do porównywania różnych parametrów instrumentów finansowych, w tym ryzykowności oraz, co istotne, ich wyceny.
- (429) IUK uważa, że w projekcie można osiągnąć rating BB+/Ba1. Nie oznacza on zewnętrznego ratingu ani oceny popartej informacją kredytową.
- (430) Komisja przyjęła jednak, że rating BB+ może być jedynie uznany za punkt referencyjny z powodu niepewności dotyczącej ratingu tak złożonego instrumentu.

<sup>(1)</sup> Uwagi IUK przedłożone w dniu 26 sierpnia 2014 r.

<sup>(2)</sup> W szczególności w scenariuszu karnym zawarto następujące założenia w zakresie rocznego prawdopodobieństwa niewykonania zobowiązania oraz stóp odzysku:

- Strata przy założeniu niewykonania zobowiązania w latach 1–6 wynosi zero, ponieważ jeśli warunek wariantu podstawowego nie zostanie spełniony do grudnia 2020 r., następuje pełna spłata długu ze 100-procentowym odzyskiem.
- Brak założenia o niewykonaniu zobowiązania, ponieważ między 7 a 10 rokiem nie ma obowiązku spłaty kwoty głównej, a wszystkie odsetki w okresie budowy (w tym opłata gwarancyjna) będą pokrywane albo w ramach kwoty kapitału zakładowego, albo z kapitału zakładowego lub warunkowego.
- 14-letni etap budowy (w tym 4-letnie opóźnienie) i 30-letni etap eksploatacji.
- Łączne prawdopodobieństwo niewykonania zobowiązania w wysokości 10 procent podczas 4-letniego opóźnienia budowy (zero procent w latach 11 i 12 oraz 5 procent w latach 13 i 14) oraz 100-procentowa strata z tytułu niewykonania zobowiązania.
- 5,6-procentowe prawdopodobieństwo niewykonania zobowiązania w dowolnym roku eksploatacji. Jest to przyjęta stała w wysokości 5,6 procent odpowiadająca średnim stawkom w projektach energetycznych poza USA.

- (431) Jednym z kluczowym elementów niepewności jest fakt, że projekt podlega istotnemu ryzyku z tytułu stóp procentowych. Ponieważ obligacje będą emitowane w pierwszych siedmiu latach etapu budowy, występuje znaczna niepewność co do stopy oprocentowania obligacji państwowych przy emisji <sup>(1)</sup>. Rentowność obligacji rządu Zjednoczonego Królestwa (obligacji państwowych) przy 10-, 20- i 30-letnim okresie zapadalności wskazuje na historycznie niskie poziomy (zob. wykres 1 w załączniku B). Prognozy Bank of England ujawniają wzrost spodziewanych stóp oprocentowania obligacji państwowych (krzywe transakcji terminowych).
- (432) Drugi rodzaj niepewności jest powiązany z różnymi okresami emisji obligacji związanych z HPC, w odróżnieniu od wartości referencyjnych. W szczególności przewiduje się, że okres (średni ważony) zapadalności gwarantowanego zadłużenia wyniesie 27,4 roku, a okres zapadalności obligacji od 8 do 41 lat. Gwarancja Zjednoczonego Królestwa będzie obowiązywać do ostatecznej zapadalności, czyli 41 lat od finansowego zamknięcia. Analiza porównawcza koncentruje się jednak w większości na instrumentach o okresie zapadalności wynoszącym 10–15 lat z powodu dostępności wartości referencyjnych wyceny jedynie w tym okresie. Gwaranci obligacji poinformowali IUK, że krzywa rozpiętości jest płaska i często jest odwrócona między 10 a 30 rokiem okresu zapadalności.
- (433) Komisja nie uznała zatem, że rating proponowany przez IUK jest w wystarczającym stopniu poparty dowodami. Komisja postanowiła zastosować proponowany rating jedynie jako punkt referencyjny, co znów prowadzi do wniosku, że proponowanej opłaty na poziomie 250 punktów bazowych, zgodnie ze wstępnym powiadomieniem, nie można uznać za w pełni uzasadnioną.

#### 9.5.2. Poziom KW i wynikowa stopa zwrotu

- (434) Jak omówiono w decyzji o wszczęciu postępowania, zgłoszona wersja modelu finansowego (wersja 5.1) przedstawiała stopę zwrotu z projektu w wysokości [9,75–10,25] procent po opodatkowaniu, w wartościach nominalnych, na podstawie KW wynoszącego 92,50 GBP na MWh. Kwota ta zostanie zmniejszona o 3 GBP na MWh (lub kwotę ryczałtową o równoważnej wartości wyrażoną jako wartość bieżąca netto), jeśli zostałyby podjęta decyzja o budowie kolejnej nowej elektrowni w Sizewell C, przy założeniu, że EDF będzie w stanie podzielić koszty pierwszej z danego rodzaju instalacji (w szczególności projekt i prace inżynierskie) reaktorów EPR między dwa zakłady.
- (435) Zjednoczone Królestwo argumentuje niezmiennie, że zasadną docelową stopą zwrotu dotyczącą NNBG byłoby około 10 procent (po opodatkowaniu, nominalnie), z uwzględnieniem porównania stawek ze stawkami energii wiatrowej i innych porównywalnych projektów.
- (436) W trakcie postępowania wyjaśniającego przedłożono kilka uaktualnień modelu finansowego, w tym założeń modelowania oraz przewidywanej struktury finansowania projektu.

##### 9.5.2.1. Model finansowy i analiza scenariuszy

- (437) Zjednoczone Królestwo dokonało przeglądu modelu finansowego EDF i na tej podstawie przyjęło stopę zwrotu z projektu. Komisja dokonała przeglądu modelu finansowego i przeprowadziła szeroko zakrojoną kontrolę wrażliwości w celu uzyskania kluczowych wskaźników finansowych do projektu HPC.
- (438) Aby ustalić, czy stopa zwrotu na poziomie [9,75–10,25] procent (po opodatkowaniu, nominalnie) nie jest zbyt wysoka, Zjednoczone Królestwo przedłożyło sprawozdanie konsultanta przygotowane przez KPMG, z omówieniem pięciu metod oceny odpowiedniego poziomu zwrotu dla NNBG w odniesieniu do HPC. Te metody i odpowiadający im zakres stóp zwrotu podsumowano w załączniku A, tabela 4.
- (439) Sprawozdanie przewidywało nominalną stopę zwrotu po opodatkowaniu w zakresie 6–14,5 procent. Zjednoczone Królestwo argumentowało, że w projektach początkowo szacowano jako zasadną w tym zakresie stopę zwrotu wynoszącą [9,75–10,25] procent.
- (440) Komisja wyraziła trzy główne zastrzeżenia dotyczące analizy przedstawionej przez Zjednoczone Królestwo i jego doradców w odniesieniu do możliwej stopy zwrotu <sup>(2)</sup>.

<sup>(1)</sup> Jak uwidaczniają odpowiedzi ministerstwa skarbu Zjednoczonego Królestwa z dnia 19 września 2014 r., prawdopodobieństwo 1,5-procentowego wzrostu powiązanego z 20–30-letnim okresem zapadalności obligacji wynosi około 17–20 procent. Jak wskazują odpowiedzi ministerstwa skarbu z dnia 12 września 2014 r. (załącznik B – analiza wrażliwości IUK), wzrost krzywej obligacji państwowych o 1,5 procent w chwili emisji (*ceteris paribus*) spowoduje wykorzystanie kapitału do [...] mld GBP (wersja modelu 19.7).

<sup>(2)</sup> Kwestie te zostały podsumowane w wiadomości e-mail wysłanej przez DG ds. Konkurencji do DECC Zjednoczonego Królestwa w dniu 9 września 2014 r. o 15.43, „Cfd for HPC – Note on Rate of Return”.

- (441) Po pierwsze, wydaje się, że metody KPMG w dużym stopniu pomijają znaczącą różnicę między ryzykiem etapu budowy i etapu eksploatacji projektu. Po drugie, Komisja miała wątpliwości, do jakiego stopnia proponowane wartości referencyjne są porównywalne z projektem HPC pod względem poziomu i struktury ryzyka, wykorzystania dźwigni finansowej oraz powiązanych środków wsparcia, takich jak gwarancje i inne zabezpieczenia. Po trzecie, Komisja wyraziła wątpliwości co do ustalenia opłaty za gwarancję kredytową na warunkach rynkowych. Opłata gwarancyjna ustalona poniżej poziomu rynkowego będzie miała wpływ na koszt zadłużenia projektu oraz ważność porównań z różnymi wartościami referencyjnymi stóp zwrotu, w zakresie, w jakim te wartości referencyjne są oparte na niedotowanym koszcie długu.
- (442) Komisja przeprowadziła więc różnego rodzaju kontrolę wrażliwości z użyciem kolejnego uaktualnienia modelu finansowego (wersji 9.8) <sup>(1)</sup>.
- (443) Biorąc pod uwagę, że najwidoczniej znaczna część ryzyka wiąże się z etapem budowy, Komisja testowała scenariusze, w których tego rodzaju ryzyko jest uwzględniane przez zmianę nominalnych przepływów pieniężnych (z uwzględnieniem opodatkowania) na etapie budowy w porównaniu z odniesieniem o pewien procent <sup>(2)</sup>. Przeprowadzono dyskontowanie z użyciem stawek współmiernych do ryzyka oczekiwanego na etapie eksploatacji, przy założeniu zbudowania elektrowni. Wyniki przedstawiono w załączniku A tabela 5.
- (444) Komisja zadała następnie pytanie, do jakiego stopnia uwzględniono ryzyko związane z przepływami pieniężnymi w różnych wersjach przedstawionego modelu finansowego. W szczególności Komisja dokonała przeglądu sprawozdania z ewaluacji procedury ujawniania i weryfikacji kosztów (październik 2013 r.) („Cost Discovery & Verification – Evaluation Report (October 2013)”), przedłożonego przez DECC w celu oceny stopnia uwzględnienia ryzyka, niepewności i zdarzeń losowych w przepływach pieniężnych przedstawionego modelu finansowego.
- (445) Przegląd procedury ujawniania i weryfikacji kosztów został przeprowadzony przez DECC w odniesieniu do szacunku kosztów NNBG w projekcie HPC na podstawie projektu EDF/Areva reaktora jądowego EPR. W sprawozdaniu dotyczącym ujawniania i weryfikacji kosztów wykonano wiele analiz porównawczych. Obejmowało ono analizę porównawczą danych kosztowych HPC i ogólnie dostępnych danych kosztowych. Stwierdzono, że „zakres referencyjnych szacunkowych kosztów kapitałowych wynosi 10–18 mld GBP, przy uśrednionym koszcie poniżej 13 mld GBP”.
- (446) Komisja dokonała również przeglądu sprawozdania NNBG „TESLA4 Estimate – Volume 2 – Financial Risk Assessment (construction costs)” <sup>(3)</sup> („TESLA4”). Na podstawie analizy ryzyka przeprowadzonego wewnętrznie przez NNBG sprawozdanie przedstawiało szacowany rozkład prawdopodobieństwa łącznych kosztów wynikowych projektu HPC na datę bazową – listopad 2014 r., zgodnie z załącznikiem A, tabela 3.
- (447) Na podstawie przeglądu procedury ujawniania i weryfikacji kosztów, jak również TESLA4 Komisja oszacowała, że łączne koszty wynikowe w wysokości [...] mld GBP (według danych za 2010 r.) najprawdopodobniej będą mieściły się w górnym zakresie prawdopodobnych kosztów. Ten wniosek przedstawiał ocenę Komisji w zakresie wewnętrznej stopy zwrotu zarówno z projektu, jak i z kapitału.
- (448) W modelu finansowym rozróżniono miarę wewnętrznej stopy zwrotu obliczaną na podstawie „kapitału wniesionego” i „kapitału zadeklarowanego”. W modelu wewnętrzna stopa zwrotu (z kapitału wniesionego) jest obliczana na podstawie sum kapitału wniesionego, z wyłączeniem kosztów związanych z zapewnieniem kapitału warunkowego.
- (449) Tabela 6 (załącznik A) ujawnia, że w scenariuszu „wariantu podstawowego NNBG” przy gwarancji kredytowej ustalonej na 250 punktów bazowych, oczekiwana wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału wyniesie [11,5–12] procent (po opodatkowaniu, nominalnie, z kapitału zadeklarowanego).

#### 9.5.2.2. Badanie porównawcze stóp zwrotu

- (450) W najnowszym modelu finansowym projektu HPC ocenionym przez Komisję <sup>(4)</sup> podano wewnętrzną stopę zwrotu z projektu w wysokości [9,25–9,75] procent, a z kapitału [11,5–12,0] procent. Te dwie stopy zwrotu odnoszą się do tego samego wyniku finansowego i są wewnętrznie spójne.

<sup>(1)</sup> Ta wersja stanowi uaktualnienie zgłoszonego modelu finansowego, z możliwymi kolejnymi uaktualnieniami. W szczególności wersja 21.10 (z dnia 29 sierpnia 2014 r.) przedstawia wewnętrzną stopę zwrotu z projektu w wysokości [...] procent oraz z kapitału w wysokości [...] procent (po opodatkowaniu, nominalnie) oraz [...] procent z kapitału zadeklarowanego. Wersja 21 dotyczy scenariusza odniesienia NNBG i w porównaniu z wersją 5.1 zawiera kilka uaktualnień związanych z harmonogramem budowy, wpływem ustaleń finansowych oraz parametrami makroekonomicznymi.

<sup>(2)</sup> W szczególności Komisja założyła, że zmiany w przepływach pieniężnych pojawiają się w okresie między dniem 1 stycznia 2017 r. a 30 czerwca 2023 r. W tym okresie nominalne przepływy pieniężne (z uwzględnieniem opodatkowania) są ujemne w wersji 9.8 modelu finansowego.

<sup>(3)</sup> Dokument NNBG nr HPC-NNBGPCP-XX-000-EST-000069, z dnia 27 czerwca 2014 r.

<sup>(4)</sup> Model IUK dotyczący HPC w wersji 21.10, dostarczony Komisji w dniu 19 września 2014 r.

- (451) W celu wydania uzasadnionej opinii o tym, czy stopa zwrotu z projektu i z kapitału, wynikająca z modelu finansowego HPC opracowanego przez EDF, jest odpowiednia, należy ocenić istniejące ryzyko, tj. ryzyko projektu (w odniesieniu do wewnętrznej stopy zwrotu z projektu) i ryzyko dla posiadaczy kapitału (w odniesieniu do wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału). W tym celu Komisja uwzględniła kilka wartości referencyjnych, które należy rozważać w świetle: (i) występującego ryzyka; (ii) wykorzystania dźwigni finansowej; (iii) kosztu zadłużenia; (iv) horyzontu inwestycyjnego; (v) wielkości inwestycji; (vi) obecności lub braku zabezpieczenia dochodów; (vii) obecności lub braku mechanizmów udziału w zyskach; oraz (viii) obecności lub braku kapitału warunkowego.
- (452) Oprócz referencyjnych stawek zwrotu opracowanych przez KPMG do zgłoszenia sprawy (zob. motyw 435 i załącznik A, tabela 4) Zjednoczone Królestwo i NNBG dostarczyły kilku kolejnych wartości referencyjnych na poparcie poprawności przewidzianej stopy zwrotu. Wspomniane wartości referencyjne odnosiły się głównie do niedawnych transakcji infrastrukturalnych, innych projektów dotyczących wytwarzania energii jądrowej, innych projektów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, działalności regulowanej oraz ostatnich regulowanych rozliczeń <sup>(1)</sup>. Są one ujęte w załączniku A, tabela 3 i tabele 10–14.
- (453) Komisja oceniła również publicznie dostępne informacje na temat kosztów szacowanego kapitału w podobnych przedsiębiorstwach, według załącznika A, tabela 15. Na koniec rozważono scenariusze kosztowe i powiązane prawdopodobieństwa zebrane w załączniku A, tabela 6 <sup>(2)</sup>, w celu ustalenia, czy koszty budowy zostały odpowiednio oszacowane, oraz określenia stopnia ryzyka charakterystycznego dla projektu.
- (454) Na podstawie dostępnych dowodów i przeprowadzonej oceny Komisja uznała, że wewnętrzna stopa zwrotu z projektu w wysokości [9,25–9,75] procent (po opodatkowaniu, nominalnie) zawiera się w zakresie porównywalnych stóp zwrotu, biorąc pod uwagę ocenę ryzyka i powiązanych parametrów <sup>(3)</sup>.
- (455) Komisja jednak uznała również, że zwrot z kapitału może w tym szczególnym przypadku być lepszą metodą oceny potencjalnej nadmiernej rekompensaty, ponieważ jest to miara bezpośredniego zysku finansowego udziałowców, w przeciwieństwie do miary ogólnego zwrotu z projektu.
- (456) Wewnętrzna stopa zwrotu z projektu ujawnia stopę zwrotu, której osiągnięcie jest szacowane w projekcie, z uwzględnieniem struktury całego kapitału służącego finansowaniu projektu. W szczególności wewnętrzna stopa zwrotu z projektu zwykle uwzględnia zarówno kapitał zapewniony przez udziałowców, jak i zadłużenie pochodzące od kredytodawców. Koszt kapitału jest zwykle wyższy niż koszt zadłużenia, ponieważ udziałowcy oczekują wyższego zwrotu z zaangażowanego kapitału, niż wymagają tego kredytodawcy, co odzwierciedla różne poziomy ryzyka. Udziałowcy są narażeni na wyższe ryzyko w przypadku podjęcia zobowiązania do zapewnienia środków, biorąc pod uwagę, że mogą stracić całość bądź część tych środków w razie realizacji projektu niezgodnie z oczekiwaniami. Z drugiej strony kredytodawcy narażeni są zazwyczaj na ryzyko niewykonania zobowiązania przez dłużnika, więc na ogół są oni objęci pewnym poziomem ochrony nawet w takich przypadkach.
- (457) Wewnętrzna stopa zwrotu z projektu równoważy koszt elementów leżących u podstaw kapitału w ogólnej strukturze finansowania. W zależności od stosunku zaciągniętego zadłużenia do kapitału (wskaźnik dźwigni finansowej) oraz warunków zadłużenia wewnętrzna stopa zwrotu z projektu będzie zmieniać się wraz z wewnętrzną stopą zwrotu z kapitału. Oczekuje się, że te dwie wartości zwykle zmieniają się równolegle, o ile wskaźnik dźwigni finansowej oraz zadłużenie są zgodne z regułami rynku.
- (458) Niepowtarzalność i ryzykowność projektu uzasadniają wewnętrzną stopę zwrotu z projektu na poziomie [9,25–9,75] procent. Komisja wyraziła jednak zaniepokojenie, że wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału, szacowana na [11,5–12,0] procent w najnowszym modelu finansowym na podstawie proponowanej opłaty gwarancyjnej w wysokości 250 punktów bazowych, może się znacznie zmieniać, w szczególności po zakończeniu etapu budowy, gdy oczekuje się istotnego zmniejszenia kosztu zadłużenia. W przypadku projektu o wielkości HPC nawet małe zmiany procentu stopy zwrotu mogą skutkować ogromnymi różnicami w bezwzględnym poziomie rekompensaty z tytułu kapitału, co wywołuje niepokój o potencjalnie nadmierne rekompensaty dla udziałowców w NNBG.

### 9.5.3. Ocena i wnioski na temat proporcjonalności środków

- (459) Komisja przeprowadziła dogłębną ocenę proporcjonalności łącznego wpływu opłaty gwarancyjnej oraz stopy zwrotu z projektu, zgodnie z podejściem opisanym w sekcjach 9.5.1 i 9.5.2 powyżej.

<sup>(1)</sup> Komisja nie uwzględniała wartości referencyjnych, w tych przypadkach, w których nie można było w sposób wiarygodny odtworzyć źródła danych. Komisja uzyskała również informacje o kilku wewnętrznych stopach zwrotu z kapitału odnotowanych w projektach podlegających regulacji *ex ante* w tym zakresie. Choć Komisja uwzględniła te wartości referencyjne *ex post* i uznała je za miarodajne, w swojej ocenie większą wagę przykładała do dopuszczalnych stóp zwrotu wyznaczonych *ex ante*. Komisja uważa, że stopy zwrotu *ex ante* określone przez organy regulacyjne lepiej przybliżają prawdziwą wymaganą stopę zwrotu dla podmiotów regulowanych. Ponadto, dopuszczalne stopy zwrotu są często ustalone jako minimum, które podmioty regulowane mogą osiągnąć. Jest to zatem naturalne, że osiągnięte stopy zwrotu *ex post* bywają wyższe niż wartości wyznaczone *ex ante*.

<sup>(2)</sup> Podobna opinia wynika z oceny scenariuszy zawartych w tabeli 8.

<sup>(3)</sup> W szczególności [...].

- (460) Na początek Komisja zauważa, że wszelka pomoc zapewniana na rzecz istniejących lub nowych elektrowni jądrowych, nieujęta w zgłoszonym pakiecie środków, musi zostać zgłoszona przez Zjednoczone Królestwo i odrębnie oceniona. Odnosi się to w szczególności do pomocy związanej z kosztami odpowiedzialności, likwidacji lub odpadów.
- (461) Komisja zauważa, że model finansowy HPC już zawiera pozycje kosztowe wydatków związanych z gospodarowaniem odpadami i ich składowaniem, a także opłatami związanymi z odpowiedzialnością oraz z likwidacją. W tym względzie zgłoszony projekt już obejmuje odpowiednie koszty tej działalności zgodnie z danymi szacunkowymi skalkulowanymi podczas wydawania niniejszej decyzji. Komisja oczekuje, że wszelkie elementy dalszej pomocy, nieujęte w zgłoszonych środkach, zostaną zgłoszone oddzielnie, oraz zauważa, że Zjednoczone Królestwo nawiązało z Komisją rozmowy o potencjalnej pomocy państwa zawartej w planach budowy stałego obiektu geologicznego składowania odpadów oraz zobowiązania wszystkich nowych podmiotów wytwarzających energię jądrową do zawarcia kontraktu dotyczącego odpadów <sup>(1)</sup>.
- (462) Sekcja poniżej przedstawia wnioski Komisji na temat proporcjonalności opłaty gwarancyjnej i stopy zwrotu projektu.

#### 9.5.3.1. Ocena i wniosku na temat opłaty za gwarancję kredytową

- (463) Na podstawie warunków dołączonych do środków zgłoszonych przez Zjednoczone Królestwo Komisja przyjęła, że wycena instrumentu takiego jak gwarancja kredytowa na HPC stanowi trudne zadanie, przy założeniu horyzontu czasowego i złożoności projektu, ale również uznała, że uwzględniając dostępne dowody oraz argumenty określone w pkt 9.5.1, początkowo proponowana minimalna stawka opłaty gwarancyjnej (225 punktów bazowych) oraz stawka wynikająca z metody zastosowanej przez Zjednoczone Królestwo (250 punktów bazowych) najprawdopodobniej mieszczą się poniżej stawek rynkowych.
- (464) Komisja zajęła stanowisko, że wybór przez IUK odpowiedniego poziomu opłaty gwarancyjnej, która właściwie odzwierciedla ryzyko związane z zapewnieniem takiej gwarancji, powinien uwzględniać zastosowanie obydwu rodzajów podejścia do obliczeń opłaty, opisanych w sekcjach 9.5.1.1.
- (465) Komisja stwierdza, że nie jest możliwe przyjęcie specyficznego ratingu początkowo proponowanego przez Zjednoczone Królestwo, tj. BB+/Ba1 do oceny instrumentu gwarancyjnego. Na podstawie jednak wartości referencyjnych dostarczonych przez IUK oraz dwóch użytych metod (tj. wartości referencyjnych wyceny oraz podejścia dotyczącego oczekiwanej straty, opisanych w pkt 9.5.1.1) Komisja przyjmuje stanowisko, że ocena kredytowa w (głównej) kategorii ratingu BB/Ba może być właściwa w odniesieniu do tego instrumentu.
- (466) W szczególności wspomniany rating jest spójny z zakresem wskaźników pokrycia obsługi zadłużenia, charakteryzującym dany instrument. Jest to miara stopnia spłaty pozostających w obrocie obligacji (kwoty głównej i odsetek). Poziom poniżej 1 oznacza, że dłużnik nie wykona zobowiązania, a w konsekwencji wystąpi konieczność uruchomienia gwarancji.
- (467) W odniesieniu do NNBG Komisji przedstawiono dowód, że minimalne wskaźniki pokrycia obsługi zadłużenia w finansowo napiętych scenariuszach zmniejszają się do poziomu spójnego z ratingiem BB (tj. 1,2–1,4), a w niektórych bardziej optymistycznych scenariuszach utrzymują się stale powyżej tego poziomu. Scenariusz wariantu podstawowego charakteryzuje się minimalnymi wskaźnikami pokrycia obsługi zadłużenia w wysokości [...].
- (468) Szeroka kategoria ratingu BB jest również spójna ze stosunkowo surowymi wymaganiami odnoszącymi się do kapitału zakładowego i warunkowego, nałożonymi na udziałowców NNBG (zob. pkt 54 i *infra*). Wymagania dotyczące kapitału zapewniają bufor chroniący gwaranta przed niewykonaniem zobowiązania, a to z kolei podnosi rating.
- (469) Jak omówiono w pkt 9.5.1.2, opłatę na poziomie 250 punktów bazowych można uznać za zbyt niską w przypadku instrumentu w szerokiej kategorii ratingu BB/Ba. Komisja uznała zatem, że opłata gwarancyjna powinna zostać zwiększona, według tego zakresu ratingu.
- (470) Aby dostosować opłatę gwarancyjną pod kątem wątpliwości Komisji co do niedoszacowania ryzyka, stawkę skorygowano do poziomu 295 punktów bazowych, czyli podniesiono o 45 punktów bazowych w stosunku do wstępnie ustalonego poziomu przez IUK. W pozostałej części decyzji stawka będzie zatem określana jako skorygowana stawka opłaty gwarancyjnej.

<sup>(1)</sup> Zob. metody ustalania cen w kontrakcie dotyczącym odpadów, dostępnym pod następującym adresem: [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/42629/3798-waste-transfer-pricing-methodology.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42629/3798-waste-transfer-pricing-methodology.pdf)

- (471) Stawkę na poziomie 295 punktów bazowych można porównać ze stawką 291 punktów, odpowiadającą średniej 102 europejskich, korporacyjnych swapów ryzyka kredytowego w kategorii BB (z dnia 9 września 2014 r.). Komisja uznaje, że wartość mediany na poziomie 286 punktów bazowych w tej samej kategorii, zwiększona w celu odzwierciedlenia efektu zapadalności, omówionego w pkt 9.5.1.2, również stanowi odpowiednią wartość referencyjną do oceny i uzasadnia skorygowaną stawkę opłaty gwarancyjnej.
- (472) Skorygowana stawka opłaty gwarancyjnej uwzględnia wątpliwości Komisji co do zdolności kredytowej możliwej do uzyskania w projekcie, wyjątkowo długiego okresu emisji obligacji, jak również niepewności dotyczącej stopy oprocentowania obligacji w chwili emisji. Odpowiada to komercyjnej stopie odzwierciedlającej poziom ryzyka tego projektu i jednocześnie uwzględnia stopień ryzyka, jakie ponosi gwarant.
- (473) W szczególności Komisja mogła ocenić część wstępnych warunków finansowych uzgodnionych do tej pory w odniesieniu do finansowania projektu HPC. Po dokonaniu przeglądu Komisja była w stanie ocenić zakres obciążenia stratą kapitału przed obciążeniem stratą gwaranta.
- (474) Na podstawie oceny Komisja stwierdza, że przynajmniej do chwili spełnienia warunku wariantu podstawowego gwarant ponosi ograniczone ryzyko. Następnie istnieje szereg zabezpieczeń, które ograniczają ryzyko gwaranta. Komisja przyznaje również, że gwarant ma odpowiednią swobodę egzekucji w odniesieniu do szczególnego charakteru projektu i jego specyficznych wymagań w zakresie bezpieczeństwa.
- (475) Skorygowana opłata gwarancyjna oraz metoda stanowiąca podstawę jej określania skutecznie umożliwiają oszacowanie hipotetycznej stawki rynkowej instrumentu nieoferowanego przez rynek. W szczególności nowy poziom opłaty pozwala na uniknięcie niepożądanego przenoszenia ryzyka z posiadaczy udziałów na gwaranta oraz przybliżone określenie instrumentów finansowych porównywalnych z inicjatywami rynkowymi w kategorii ratingu BB/Ba.
- (476) Komisja stwierdza, że skorygowana opłata gwarancyjna ogranicza zatem pomoc do minimalnego poziomu, dlatego uznaje się ją za proporcjonalną.
- (477) Po ustaleniu do tego projektu stawki opłaty gwarancyjnej na poziomie odzwierciedlającym ceny rynkowe Komisja oceniła, czy zgłoszony kurs wykonania i leżąca u jej podstaw stopa zwrotu mogą być uznane za współmierne do poziomu ryzyka w projekcie.

#### 9.5.3.2. Ocena i wnioski dotyczące kursu wykonania oraz stopy zwrotu

- (478) Jak omówiono w pkt 9.5.2 powyżej, wewnętrzną stopę zwrotu w projekcie można uznać za zgodną ze stopą zwrotu, jaka jest możliwa do uzyskania w projekcie o podobnym poziomie niepewności. Komisja zauważa, że wewnętrzna stopa zwrotu w tym projekcie jest niższa od stawek zwykle ustalanych w dużych projektach związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w sektorze energetycznym lub przyznawanych podmiotom wytwarzającym energię odnawialną z udziałem pomocy państwa<sup>(1)</sup>, nawet jeśli charakterystyka tych projektów jest zdecydowanie odmienna.
- (479) Komisja w szczególności przyjmuje stanowisko, że proponowana stopa zwrotu w projekcie jest również spójna z ogólnym zestawem środków ramowych. Choć niektóre z tych środków, takie jak mechanizm jakościowej zmiany przepisów, renegocjacja kosztów operacyjnych czy umowa z sekretarzem stanu, zapewniają NNBG dodatkowy element przewagi oprócz skutków samego KTR, wewnętrzna stopa zwrotu, biorąc pod uwagę powyższe elementy, jest spójna z ogólną równowagą ryzyka oraz zabezpieczeń przyznanych beneficjentowi.
- (480) Komisję jednak nadal niepokoi fakt, że projekt powinien zapewnić odpowiednią strukturę zachęt pod względem wewnętrznej stopy zwrotu z projektu i z kapitału.
- (481) W szczególności udziałowcy projektu HPC powinni zachować odpowiednie zachęty do zmniejszania kosztów i osiągania efektywności, ale również nie powinni być w stanie uzyskiwać nadmiernych korzyści z potencjalnych zysków z inwestycji, powiązanych wyłącznie ze strukturą finansową. Pod względem wewnętrznych stóp zwrotu oznacza to zapewnienie odpowiednich zachęt dla NNBG do obniżania kosztów i osiągania efektywności, a jednocześnie również zagwarantowanie, aby wszelkie zyski finansowe były odpowiednio dzielone pomiędzy beneficjenta i kontrahenta KTR.

<sup>(1)</sup> Zob. na przykład sprawa 31107 (11/N), w której stopę zwrotu z kapitału w wysokości 9,6–11 procent uznano za zadowalającą. Zob. również sprawa N354/09, w której zwrot z kapitału w wysokości 12 procent uznano za zadowalający.

- (482) Choć wewnętrzne stopy zwrotu z projektu mogą zmieniać się z przyczyn powiązanych z poziomem ogólnej efektywności, wewnętrzne stopy zwrotu z kapitału mogą zwiększać się w wyniku refinansowania projektu, to znaczy zmian wpływających na strukturę kapitału. W szczególności, jak wspomniano w motywie 457 powyżej, istnieje możliwość, że projekt o poziomie ryzyka cechującym HPC na początkowym etapie budowy oraz oczekiwanym spadku ryzyka na etapie eksploatacji, gdy NNBG będzie korzystać ze stosunkowo stabilnych i pewnych dochodów, umożliwi pozyskanie refinansowania o potencjalnie dużych rozmiarach. Jest na przykład możliwe, że część pozyskanego finansowania dłużnego na etapie budowy może zostać refinansowana, po wybudowaniu zakładu, po niższych stawkach niż początkowo, co będzie dokładnie odzwierciedlało niższy poziom ryzyka wiążący się z zadłużeniem NNBG na etapie po zakończeniu budowy. Innymi słowy, wewnętrzna stopa zwrotu z projektu może pozostać na tym samym poziomie, natomiast wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału zmieniać się w wyniku zmian współczynnika zadłużenia do kapitału oraz kosztu zadłużenia.
- (483) Choć wewnętrzną stopą zwrotu z projektu w wysokości [9,25–9,75] można uznać za proporcjonalną, wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału [11–11,5] procent (na podstawie skorygowanej opłaty gwarancyjnej) może zmieniać się ze znaczącą korzyścią dla udziałowców NNBG. Stwarza to problem potencjalnej nadmiernej rekompensaty, przy założeniu, że nawet drobne zmiany wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału mogą prowadzić do uzyskiwania dużego zwrotu w liczbach bezwzględnych w projektach o wielkości HPC, a ten zwrot będzie finansowany ze środków pomocy.
- (484) Ponadto Komisja była zaniepokojona faktem, że proporcje udziałów w zyskach budowlanych zostały ustalone na stałym poziomie, bez względu na kwotę zrealizowanych potencjalnych oszczędności.
- (485) Komisja zażądała zatem bardziej restrykcyjnych mechanizmów udziału w zyskach kapitałowych, w szczególności w odniesieniu do udziału w zyskach kapitałowych w porównaniu ze wstępnie zgłoszonym przez Zjednoczone Królestwo.

#### 9.5.3.3. Zobowiązania w zakresie mechanizmu udziału w zyskach

- (486) Zjednoczone Królestwo zobowiązało się zasadniczo zmienić wstępnie zaproponowany mechanizm udziału w zyskach, aby uwzględnić wątpliwości Komisji.
- (487) Nowy mechanizm udziału w zyskach budowlanych <sup>(1)</sup> przewiduje, że:
- a) pierwsze [...] mld GBP zysku budowlanego (w wartości nominalnej) zostanie podzielone w proporcji 50:50, przy czym 50 procent jest przekazywane kontrahentowi KTR, a kolejne 50 procent otrzymuje NNBG;
  - b) jakkolwiek zysk ponad [...] mld GBP (w wartości nominalnej) zostanie podzielony w proporcji 75:25, przy czym 75 procent jest przekazywane kontrahentowi KTR, a 25 procent otrzymuje NNBG.
- (488) Największe zmiany zostały wprowadzone w mechanizmie udziału w zyskach kapitałowych. Choć pierwotny próg udziału w zyskach kapitałowych został ustalony w powiadomieniu na 15 procent, Zjednoczone Królestwo zobowiązało się do przyjęcia skorygowanego progu. Z tego wynika, że NNBG musi bezzwłocznie dokonać podziału wszelkich zysków powyżej poziomu wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału, oczekiwanej w chwili wydawania decyzji. W szczególności skorygowany poziom udziału w zyskach wynosi <sup>(1)</sup>:
- a) pierwszy próg ustalono na poziomie przewidywanej wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału wygenerowanej w chwili wydawania niniejszej decyzji w najnowszym modelu finansowym <sup>(2)</sup> lub 11,4 procent od zadeklarowanego kapitału w liczbach nominalnych. Wszelki zysk poniżej lub powyżej tego poziomu zostanie podzielony między kontrahenta KTR – 30 procent i NNBG – 70 procent;
  - b) drugi próg ustalono na wyższym spośród poziomów: 13,5 procent w liczbach nominalnych lub 11,5 w liczbach rzeczywistych (skorygowanym współczynnikiem ICK), na podstawie tego samego modelu jak w powyższym punkcie. Wszelki zysk powyżej tego progu zostanie podzielony między kontrahenta KTR – 60 procent i NNBG – 40 procent;
  - c) mechanizm udziału w zyskach kapitałowych będzie funkcjonował przez cały okres eksploatacji instalacji HPC, w przeciwieństwie do okresu trwania środka.
- (489) Przedłużenie okresu obowiązywania mechanizmu udziału w zyskach kapitałowych na okres eksploatacji projektu eliminuje obawy o nadmierną rekompensatę po 35 latach okresu trwania KTR, co jest spójne z opinią, że środek zapewnia pomoc inwestycyjną.

<sup>(1)</sup> Szczegółowy opis zobowiązania zawiera załącznik C.

<sup>(2)</sup> W szczególności model HPC opracowany przez IUK wer. [21.10] (Beta)\_2014-09-19\_DECC.xlsm, według arkusza DECC Output.



- (490) Ponadto próg udziału w zyskach kapitałowych wynika ze zwiększenia opłaty gwarancyjnej do 295 punktów bazowych – w szczególności wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału w wysokości [11–11,5] procent, obliczona na podstawie skorygowanej opłaty na poziomie 295 punktów bazowych, jest niższa niż początkowo proponowana stopa [11,5–12] procent, która została obliczona w oparciu o proponowaną opłatę 250 punktów bazowych <sup>(1)</sup>. Stąd mechanizm udziału w zyskach kapitałowych jest wyzwalany w odniesieniu do dowolnego poziomu wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału wyższego niż szacowany w chwili wydawania niniejszej decyzji.
- (491) Korzyści kontrahenta KTR będą odzwierciedlone w korekcie KW. W szczególności w przypadku udziału w zyskach kapitałowych skorygowany mechanizm prawdopodobnie przełoży się na znaczące spadki KW, stąd na niższy poziom wsparcia zapewnianego przez dostawców, w efekcie przez użytkowników energii elektrycznej, podczas całego okresu eksploatacji elektrowni <sup>(2)</sup>.
- (492) Co więcej, mechanizmy udziału w zyskach kapitałowych i budowlanych zapewniają zachęty do utrzymywania efektywności przez cały okres trwania projektu, ponieważ inwestorzy NNBG zachowują część zysków.
- (493) Na podstawie uzgodnionych progów udziału w zyskach kapitałowych i budowlanych oraz z uwzględnieniem skorygowanej opłaty gwarancyjnej, a także ogólnej konstrukcji środka Komisja stwierdza, że środki są proporcjonalne.
- (494) Wskaźniki finansowe z uwzględnieniem tych zobowiązań i bez nich, wynikające ze zmian uzgodnionych z Komisją zawiera tabela 2.

Tabela 2

**Wskaźniki finansowe projektu HPC przed wprowadzeniem zmian uzgodnionych z Komisją i po ich wprowadzeniu**

(w procentach)

Model finansowy wersja 21.10	29 sierpnia 2014 r. Niższa opłata gwarancyjna i wyższy próg udziału w zyskach kapitałowych	19 września 2014 r.
Wewnętrzna stopa zwrotu z projektu	[9,25–9,75]	[9,25–9,75]
Wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału (wniesionego)	[12,75–13,25]	[12,25–12,75]
Wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału (zadeklarowanego)	[11,50–12,00]	[11,00–11,50]

9.6. POTENCJALNE ZAKŁÓCENIA KONKURENCJI I WYMIANY HANDLOWEJ

- (495) Zgodność pomocy z rynkiem wewnętrznym wymaga, aby negatywny wpływ środka pomocy w postaci zakłóceń konkurencji i oddziaływania na wymianę handlową między państwami członkowskimi był ograniczony oraz zrównoważony pozytywnymi efektami w postaci wkładu w osiągnięcie celu stanowiącego przedmiot wspólnego zainteresowania. W szczególności po ustaleniu celu pomocy konieczne jest zminimalizowanie potencjalnego negatywnego wpływu na konkurencję i wymianę handlową.
- (496) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja sformułowała opinię, że projekt może zakłócać konkurencję na trzy sposoby. Po pierwsze, pomoc może zakłócać decyzje inwestycyjne i wpływać na alternatywne inwestycje. Po drugie, może zakłócać funkcjonowanie rynku niższego szczebla, w szczególności przez niejasny wpływ KW na rynkowe ceny hurtowe i detaliczne, przez strategiczne oddziaływanie beneficjenta na CR oraz przez inne rodzaje strategicznych zachowań, możliwe z uwagi na wielkość produkcji, które NNBG oraz EDF, jako dostawca, któremu NNBG powierzył sprzedaż wytworzonej energii, mogą zaoferować. Przykładem tych strategicznych zachowań może być manipulowanie cenami na rynkach transakcji terminowych czy ograniczenie zdolność

<sup>(1)</sup> Liczby te uzyskano na podstawie obliczeń wykonywanych podczas opracowywania niniejszej decyzji, z użyciem modelu finansowego 21.10, dostarczonego Komisji w dniu 19 września 2014 r.

<sup>(2)</sup> Po 35 latach okresu obowiązywania KTR zyski nie będą przekładały się na zmniejszenie KW, ponieważ nie będzie on już stosowany. Stąd po zakończeniu KTR podział zysków będzie następował bezpośrednio między kontrahentem KTR a NNBG.

alternatywnych dostawców do zamawiania energii elektrycznej niezależnie. Ostatnim zakłóceniem jest podział korzyści między użytkowników końcowych a NNBG (omawiany w kontekście proporcjonalności). Oprócz tego Komisja poddała dokładnej ocenie cztery główne zakłócenia na rynku niższego szczebla, potencjalnie wywołane przez zastosowanie pomocy.

- (497) Po pierwsze, możliwość dla EDF lub NNBG zmiany CR przez strategiczną sprzedaż na rynkach, które posłużyły do obliczenia tej ceny. Nie jest jasne na przykład, jaki skutek wywołują zachęty w przypadku oferowania przez EDF zdolności wytwórczych po bardzo niskiej (nawet ujemnej) cenie na rynkach, w szczególności na rynkach referencyjnych, w sytuacji gdy przedsiębiorstwo to uzyskuje premię odzwierciedlającą różnicę między dominującą CR (nawet ujemną) a KW w poprzednim okresie referencyjnym. Zmiana CR będzie miała wpływ na płatności różnicowe dotyczące wszystkich pozostałych technologii, w tym instalacji EDF objętych innym KTR.
- (498) Po drugie, EDF jako grupa może manipulować rynkami terminowymi przez sprzedaż, lub wstrzymywanie sprzedaży, dużych ilości energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni HPC z korzyścią dla pozycji handlowej i zabezpieczenia grupy. EDF to podmiot zintegrowany pionowo, działający na rynkach: wytwarzania energii elektrycznej (wyższego szczebla), dostaw (niższego szczebla) oraz obrotu. W ramach KTR może zostać zachęcony do uprzywilejowanego traktowania jednostek zależnych na niższym szczeblu. Na przykład jeśli grupie mogą przynieść korzyści wyższe lub niższe ceny z wyprzedzeniem 10-letnim, HPC może stać się instrumentem do osiągnięcia tego celu.
- (499) Po trzecie, w związku z poprzednim punktem, HPC może zwiększać rentowność EDF przez umożliwienie obniżenia kosztów zabezpieczenia, w szczególności jeśli dostawca jest w stanie zrównoważyć wewnętrzne pozycje handlowe przez dużą, stałą ilość produkcji zapewnianą przez HPC.
- (500) Po czwarte, projekt może mieć negatywny wpływ na płynność rynku hurtowego, przy założeniu, że zwiększy aktywa wytwórcze pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa, potencjalnie prowadząc do blokowania niezależnych dostawców lub powstawania barier w pojawianiu się nowych, obiecujących podmiotów na poziomie dostaw.
- (501) W poniższych sekcjach oceniono poszczególne kwestie.

#### 9.6.1. Zakłócenia inwestycji i przepływów handlowych

- (502) Komisja rozważyła kwestię, czy pomoc zakłóca przepływy energii lub ceny energii elektrycznej.
- (503) Na początek Komisja zauważa, że szeroko zakrojone stosowanie KTR może znacząco zakłócać rolę cen jako sygnałów inwestycyjnych, a nawet ją eliminować, i w rzeczywistości doprowadzić do regulacji cen wytwarzania energii elektrycznej na poziomach wybranych przez rząd.
- (504) Komisja uważa, że KTR zmusza podmioty wytwarzające energię elektryczną do sprzedaży na rynku, a w konsekwencji zachowywane są niektóre z zachęt, które mają zastosowanie do niewspieranych podmiotów rynkowych. Takie zachęty jednak są głównie zachowane na poziomie eksploatacji, a nie na poziomie decyzji inwestycyjnych, którymi prawdopodobnie steruje stabilność i pewność dochodów zapewniane przez KTR.
- (505) W każdym razie zakłócenia rynku wynikające z KTR na poziomie operacyjnym mają zakres ograniczony do podmiotów wytwarzających energię jądrową, charakteryzujących się niskimi krańcowymi kosztami operacyjnymi i dlatego bez względu na poziom cen mających tendencję do sprzedaży na rynku. Jak to zostanie wyjaśnione później, takie przedsiębiorstwa zajmują początkowe pozycje na krzywej wartości podaży.
- (506) Pod względem konstrukcji połączeń międzysystemowych oraz kierunku i intensywności przepływów handlowych dane szacunkowe z analizy przeprowadzonej przez Komisję potwierdzają, że zapewnianie pomocy oraz ostateczna budowa elektrowni HPC będzie miała minimalny wpływ na ceny hurtowe w Zjednoczonym Królestwie.
- (507) W szczególności przeprowadzone modelowanie<sup>(1)</sup> sugeruje, że w wyniku eksploatacji elektrowni ceny w GB spadną o mniej niż 0,5 procent. To z kolei przełoży się na skumulowany, ogólny spadek dochodów w połączeniach międzysystemowych poniżej 1,7 procent do 2030 r. Efekt ten wynika z faktu, że koszty krańcowe energii elektrycznej wytwarzanej w HPC będą niższe niż cena z istniejących elektrowni, ale ogólne zdolności wytwórcze będą stanowiły niewielki ułamek zdolności wytwórczych GB.

<sup>(1)</sup> Analiza była przeprowadzana przez Komisję z uwzględnieniem modelu DECC i Pöyry.

- (508) Wynik ten jest oparty na najgorszym scenariuszu, ponieważ należy oczekiwać, że w sytuacji braku elektrowni HPC Zjednoczone Królestwo będzie dążyło do wytwarzania energii elektrycznej z użyciem innych rodzajów źródeł niskoemisyjnych w wykonalnym zakresie. W całości jednak nie zastąpiłyby one zdolności wytwórczych HPC, ponieważ nie jest to możliwe z zastosowaniem wyłącznie źródeł niskoemisyjnych, zgodnie z omówieniem w motywie 199. Stąd spadku cen hurtowych i dochodów w połączeniach międzysystemowych można oczekiwać także w przypadku niepowstania HPC.
- (509) Komisja stwierdziła, że pod względem zakłóceń wymiany handlowej HPC ma nieznaczny wpływ na ceny spoza GB, najwyżej na poziomie 0,1 procent. To przełoży się na spadek przepływów transgranicznych o mniej niż 1 procent.
- (510) I wreszcie, Komisja przeanalizowała modele alternatywnych scenariuszy bez projektu HPC. Wyniki tej analizy sugerują, że zastępowanie alternatywnych inwestycji ma ograniczony zakres. W szczególności prognozy zmniejszającej się podaży pozostawiają należytą przestrzeń do wypełnienia przez inne podmioty wytwarzające energię elektryczną oraz inne technologie poza inwestycją HPC, zwłaszcza przy założeniu terminów zamknięcia istniejących elektrowni jądrowych i węglowych. Potrzeby Zjednoczonego Królestwa to około 60 GW nowych zdolności wytwórczych w okresie 2021–2030, z czego HPC dostarczy 3,2 GW. To niemożliwe, aby tę lukę wypełniły wyłącznie źródła niskoemisyjne.
- (511) Komisja stwierdza zatem, że pomoc nie oddziałuje istotnie na przepływy handlowe, ceny i inwestycje.

#### 9.6.2. Próby manipulowania CR

- (512) Komisja wyraziła początkowo zaniepokojenie, że NNBG lub EDF mogą być stymulowane do strategicznego utrzymywania CR na niskim poziomie w celu zmaksymalizowania płatności różnicowych.
- (513) W odpowiedzi na decyzję o wszczęciu postępowania Zjednoczone Królestwo przedłożyło sprawozdanie opracowane przez KPMG<sup>(1)</sup>, w którym przeanalizowano, czy istnieją zachęty dla NNBG lub EDF bądź możliwości strategicznego zmniejszania CR w sposób przedstawiony przez Komisję.
- (514) Zachętą dla NNBG do obniżenia CR będzie możliwość sprzedaży znacznych ilości po cenie wyższej niż CR. Jeśli NNBG będzie sprzedawał energię elektryczną poniżej CR, płatności różnicowe mogą nie w pełni rekompensować luki do wysokości kursu wykonania.
- (515) Komisja uważa, że strategia NNBG minimalizacji ryzyka będzie polegała na sprzedaży zdolności wytwórczych HPC na rynkach z jednosezonowym wyprzedzeniem, tak aby cena była jak najbliższa CR. Próby strategicznego ograniczania CR zwiększą ryzyko sprzedaży zdolności wytwórczych HPC po cenie poniżej CR, a zatem odejście NNBG od strategii minimalizacji ryzyka.
- (516) Nawet jeśli istnieje zachęta dla EDF i NNBG do zaangażowania się w strategię obniżania CR, ich możliwości są ograniczone. Siły rynku i arbitraż podejmowany przez innych sprzedawców energii przeciwdziałają strategicznemu ograniczaniu CR. Jeśli CR będzie niższa, inne podmioty zostaną zachęczone do sprzedaży zdolności wytwórczych gdzie indziej.
- (517) Komisja przetestowała zakres, w którym EDF miałby możliwość systematycznego osiągania wyższych cen na rynku. Jak wyjaśniono w motywie 11, krzywa CR jest oparta na cenach na jeden sezon (tj. sześć miesięcy) przed dostawą, czy też z jednosezonowym wyprzedzeniem. Ponieważ energia jądrowa jest to technologia obciążenia podstawowego ze stabilnym, stosunkowo niezawodnym profilem produkcji, HPC może teoretycznie sprzedawać duże ilości energii elektrycznej z większym wyprzedzeniem niż jeden sezon. Jeśli ceny z wyprzedzeniem dłuższym niż jednosezonowe są regularnie znacznie wyższe od cen z wyprzedzeniem sezonowym – będących podstawą krzywej CR – wówczas średnio HPC mógłby realizować cenę rzeczywistą na MWh wyższą niż kurs wykonania.
- (518) Aby ocenić tę możliwość, Komisja poprosiła Zjednoczone Królestwo o zastosowanie wzoru przedstawionego w motywie 11 do historycznych warunków rynkowych (cen i ilości) za okres od zimy 2012 r. do zimy 2014 r. w celu wygenerowania krzywej historycznych CR. Komisja dopasowała uzyskaną krzywą CR z danymi cen energii elektrycznej z wyprzedzeniem jedno- i dwusezonowym w odniesieniu do dat dostawy w tym samym przedziale czasu<sup>(2)</sup>. Wynik jest widoczny na rysunku 2 w załączniku A.

<sup>(1)</sup> Załącznik 8 do odpowiedzi rządu Zjednoczonego Królestwa na decyzję Komisji o wszczęciu postępowania, 31 stycznia 2014 r.

<sup>(2)</sup> Dopasowanie dostaw do dat transakcji zostało przeprowadzone w oparciu o kalendarz EFA ze strony [https://www.theice.com/publicdocs/EFA\\_Calendar.pdf](https://www.theice.com/publicdocs/EFA_Calendar.pdf), pobrany w dniu 13 czerwca 2014 r.

- (519) Rysunek 2 ujawnia, że choć czasami bywały dni handlowe, w których cena obciążenia podstawowego z dwusezonowym wyprzedzeniem przekraczała cenę z jednosezonowym wyprzedzeniem i CR, różnica nie była szczególnie duża ani nie zdarzało się to regularnie. Co więcej, w celu regularnej realizacji wyższego zysku niż CR EDF prawdopodobnie musiałby sprzedawać większość produkcji poza rynkiem referencyjnym. W ten sposób EDF byłby narażony na wyższy poziom ryzyka, niż sprzedając na rynku referencyjnym, a zaangażowanie się w taką strategię przynosiłoby mniejszy zysk.

#### 9.6.3. Potencjalne zachęty dla EDF do wstrzymywania sprzedaży zdolności wytwórczych

- (520) Teoretycznie strategiczne wstrzymywanie sprzedaży może prowadzić do zwiększonych zysków dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną, nawet jeśli mają one bardzo małe udziały w rynku. Kluczowym czynnikiem umożliwiającym im wykorzystanie władzy rynkowej w ten sposób jest ich pozycja na krzywej rankingu cenowego. Przy założeniu, że EDF posiada zarówno elektrownie obciążenia elastycznego, jak i obciążenia podstawowego, wprowadzenie HPC do eksploatacji może pozwolić EDF na wstrzymywanie sprzedaży zdolności wytwórczych z elektrowni obciążenia elastycznego w celu stymulowania wzrostu cen hurtowych i uzyskania wyższych cen ze sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni obciążenia podstawowego (w tym HPC).
- (521) Zjednoczone Królestwo wysunęło argument<sup>(1)</sup>, że HPC nie daje EDF ani możliwości, ani zachęt do wstrzymywania sprzedaży elastycznych zdolności wytwórczych.
- (522) W szczególności Zjednoczone Królestwo stwierdza, że do 2025 r. udział EDF w rynku elastycznych zdolności wytwórczych będzie wynosił tylko 6,5 procent (uwzględniając zamknięcie elektrowni węglowej, która zbliża się do końca okresu eksploatacji, jak również potencjalne otwarcie nowej elektrowni). Po uznaniu, że udziały w rynku mogą być słabym wskaźnikiem możliwości podmiotu wytwórczego do wywierania wpływu na ceny przez wstrzymywanie sprzedaży zdolności wytwórczych, obliczono wartości różnych wskaźników „istotności” (tj. zakresu, w jakim dana jednostka lub przedsiębiorstwo są niezbędne do zaspokojenia popytu, co sprawia, że są one potencjalnie w stanie wpływać na cenę rynkową przez ograniczenie zdolności wytwórczych) wskazujące, że w 2025 r. nie należy oczekiwać, aby elastyczne zdolności wytwórcze EDF nabrały istotnego charakteru. Przyjmując różne alternatywne scenariusze, wykazano, że budowa HPC w żadnym razie nie zwiększy tej istotności.
- (523) Komisja uważa, że instrument KTR z natury ogranicza zachęty do wstrzymywania zdolności sprzedaży. W szczególności najważniejszym efektem KTR będzie sprzedaż większości energii HPC na rynku referencyjnym w celu wyeliminowania podstawowego ryzyka, zgodnie ze strategią zabezpieczenia określoną przez NNBG wraz z IUK. W rezultacie EDF Energy uzyska KW na dostawy HPC, a jego dochody nie wzrosną, jeśli ceny hurtowe transakcji natychmiastowych wzrosną na skutek tymczasowego wstrzymania sprzedaży zdolności wytwórczych. Strategia sprzedaży dużych ilości zdolności wytwórczych na rynkach transakcji natychmiastowych raczej nie będzie rentowna w tym kontekście.
- (524) Biorąc jednak pod uwagę specyficzne cechy krzywej wartości, Komisja uważa, że nawet jeśli pewna część elastycznych zdolności wytwórczych nie ma istotnego charakteru, może jednak wpływać na cenę. W zależności od względnej pozycji na krzywej podaży wstrzymanie sprzedaży nawet małej ilości zdolności wytwórczych z rynku może spowodować przesunięcie krzywej w lewo i uzyskanie równowagi na wyższym poziomie cenowym. Przy założeniu, że budowa HPC może zwiększyć potencjalne zyski ze wstrzymywania sprzedaży, może pojawić się więcej zachęt, które będą stymulowały EDF w tym kierunku po zakończeniu stosowania pomocy.
- (525) Komisja oceniła zatem zachęty dla EDF do wstrzymywania sprzedaży zdolności wytwórczych za pomocą symulacji przygotowanej przez Zjednoczone Królestwo na podstawie krzywej rankingu cenowego na 2025 r.
- (526) Wspomniana symulacja uwidacznia, że nawet w hipotetycznym, nierzeczywistym scenariuszu opartym na skutku KTR wprowadzenie HPC do eksploatacji nie spowoduje zwiększenia zachęt do wstrzymywania sprzedaży elastycznych zdolności wytwórczych, ujawnionych być może w EDF Energy w razie braku KTR. W symulacji Zjednoczone Królestwo stosuje koszyk energetyczny, jakiego należy spodziewać się w 2025 r., w dużej mierze zgodny ze scenariuszami reformy rynku energetycznego DECC. To zadanie ukazuje, że wiarygodne poziomy popytu, przy których strategia wstrzymywania sprzedaży byłaby opłacalna, pojawiają się z niskim prawdopodobieństwem.
- (527) We rezultacie Komisja stwierdza, że zakłócenia konkurencji w odniesieniu do potencjalnego wstrzymywania sprzedaży zdolności wytwórczych są utrzymane na minimalnym poziomie.

#### 9.6.4. Korzyść na rzecz EDF przez ograniczenie kosztów zabezpieczenia

- (528) Hurtowe rynki energii elektrycznej odznaczają się niepewnością odczuwalną dla podmiotów wytwórczych i dostawców z powodu szczególnych cech podaży i popytu. Ogólnie w celu uzyskania większej pewności co do dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz jej kosztów dostawcy i podmioty wytwórcze dokonują transakcji terminowych zakupu lub sprzedaży, a także korzystają z rynków transakcji natychmiastowych lub krótkoterminowych w celu poprawy swoich pozycji.

<sup>(1)</sup> Uwagi przedłożone przez Compass Lexecon, „Analysis of the impact of HPC on the potential for capacity withholding”, 4 sierpnia 2014 r.

- (529) Transakcje terminowe (lub zabezpieczenia) są zatem używane w celu zapewnienia do pewnego stopnia ochrony przed zmiennością cen. Koszty zabezpieczenia są określane przede wszystkim przez rozpiętość między ceną zakupu (ceną, którą kupujący są gotowi zapłacić) a ceną sprzedaży (ceną, za którą sprzedawcy są gotowi sprzedać) transakcji terminowych. Im większa liczba uczestników transakcji oraz większe ilości, tym niższa rozpiętość między ceną zakupu a ceną sprzedaży, a co za tym idzie niższy koszt transakcji dla obu stron.
- (530) Początkowo Komisja wyraziła wątpliwość, czy dodatkowe zdolności wytwórcze na potrzeby obciążenia podstawowego zapewniane przez HPC i sprzedawane przez EDF Energy mogą pozwolić EDF Energy na obniżenie kosztów zabezpieczenia oraz uzyskanie konkurencyjnej przewagi nad innymi przedsiębiorstwami, w szczególności pod względem potencjalnie lepszych możliwości optymalizowania portfela ryzyka. Komisja wyraziła dodatkowo zaniepokojenie, że EDF Energy może być w lepszym położeniu, które ułatwia mu zwiększenie udziałów w konkretnych segmentach, takich jak sektory energochłonne.
- (531) Komisja oceniła dowody przedstawione przez EDF pod względem zdolności wytwórczych w scenariuszu na okres po zakończeniu udzielania pomocy. Ilość netto energii elektrycznej wytworzonej przez EDF wynosi 22,9 TWh w 2013 r. Jest to różnica między energią elektryczną wytworzoną za pośrednictwem własnych aktywów a ilością sprzedaną w ramach działalności detalicznej. EDF szacuje, że w 2020 r. jego zdolność wytwórcza wyniesie netto [...] TWh, a w 2025 r. z uwzględnieniem HPC – [...] TWh.
- (532) Komisja zatem stwierdza, że koszty zabezpieczenia prawdopodobnie nie zmienią się w wyniku udzielenia pomocy.
- (533) Co więcej, dostawy energii elektrycznej do klientów spoza sektora gospodarstw domowych, w tym sektorów energochłonnych, można uznać za konkurencyjne. Udział EDF jest mniejszy niż 25 procent rynku pomimo posiadania wysokich zdolności wytwórczych na potrzeby obciążenia podstawowego. W sprawie przekazanej ostatnio do Urzędu ds. Konkurencji i Rynków w celu przeprowadzenia pełnego postępowania dotyczącego rynków energii elektrycznej Ofgem<sup>(1)</sup> wykluczył w szczególności rynek klientów spoza sektora gospodarstw domowych, uzasadniając, że należy go uznać w dużym stopniu za konkurencyjny<sup>(2)</sup>.
- (534) Pomimo niepewności związanych nieodłącznie ze strategiami prognozowania i sytuacją na rynku w stosunkowo długim horyzoncie czasowym, a mianowicie do momentu uruchomienia HPC, Komisja uznaje wspomniane argumenty za wystarczająco racjonalne, aby odrzucić wątpliwości odnoszące się do tego szczególnego rodzaju potencjalnych zakłóceń konkurencji.

#### 9.6.5. Potencjalne ograniczenia płynności rynku hurtowego

- (535) Sam fakt dostępu do dodatkowych ilości własnej energii elektrycznej może mieć negatywny wpływ na poziomy płynności rynku hurtowego, a w rezultacie prawdopodobny negatywny wpływ na niezależnych dostawców. To automatycznie nie pociąga za sobą wniosku, że integracja pionowa skutkuje mniejszą płynnością rynków lub utrudnieniem dostępu do rynku, natomiast oznacza, że tam, gdzie większa część zdolności wytwórczych należy do dostawców, płynność rynków może ulegać stopniowemu zmniejszeniu.
- (536) Komisja wyraziła wstępne wątpliwości co do kwestii, czy zwiększenie dostępu do własnej produkcji energii elektrycznej może przełożyć się w przypadku EDF na zmniejszoną potrzebę dostępu do rynku transakcji terminowych w celu pozyskania zdolności wytwórczych. Zakres, w jakim EDF będzie potrzebna wymiana handlowa po zakończeniu stosowania pomocy, zostanie skompensowany przez możliwość dostępu do produkcji HPC.
- (537) W odpowiedzi na pytanie Komisji dotyczące potencjalnego wpływu, który HPC może mieć na płynność rynku, EDF stwierdził, że w jego przypadku brak jest zarówno zachęt, jak i możliwości ograniczania płynności.
- (538) EDF Energy twierdzi, że działalność w dziedzinie dostaw jest całkowicie niezależna od działalności budowlanej czy HPC<sup>(3)</sup>. Jak wyjaśniono w poprzednim punkcie, polityka EDF w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i jej dostarczania ma na celu ograniczenie ryzyka rynkowego. Brak jest polityki dotyczącej regularnych dostaw wewnętrznych, ponieważ nie jest to najlepszy sposób ograniczania ryzyka dotyczącego cen rynkowych. Wręcz przeciwnie, najlepszym sposobem ograniczania tego ryzyka jest sprzedaż i zakup na rynku (lub po cenach rynkowych).
- (539) EDF Energy wyjaśnił, że jego działalność nie ma celu równoważenia ilości między dostawami a wytwarzaniem energii. EDF nawet nie identyfikuje szczególnie transakcji między gałęzią wytwarzania a gałęzią dostaw bez pośrednictwa rynku.

(1) Ofgem, *Decision to make a market investigation reference in respect of the supply and acquisition of energy in Great Britain*, 26 czerwca 2014 r. Dostępne pod następującym adresem: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-make-market-investigation-reference-respect-supply-and-acquisition-energy-great-britain>

(2) Zob. Ofgem, *State of the Market Assessment*, 27 marca 2014 r., pkt 4.41 i poniżej. Dostępne pod następującym adresem: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-market-assessment>

(3) Zob. odpowiedź EDF i NNBG na pytania dotyczące potencjalnego wpływu na płynność rynku, 8 września 2014 r.

- (540) Na poparcie twierdzenia, że zakres wewnętrznego równoważenia ilości jest ograniczony, EDF przedstawił dane dotyczące ilości będących przedmiotem obrotu i współczynnika wielokrotności obrotu <sup>(1)</sup>. Ponadto, EDF wyjaśnił, że zważywszy na najnowsze zmiany regulacyjne nie ma on nawet możliwości ograniczania płynności rynku hurtowego. W celu zwiększenia płynności szeregu segmentów rynku Ofgem wprowadził do koncesji sześciu największych dostawców energii w Zjednoczonym Królestwie, w tym EDF Energy, obowiązek „stwarzania warunków rynkowych”. Wymagane jest składanie ofert zakupu i ofert sprzedaży na rynku w celu wspierania ujawniania cen oraz zapewniania systematycznych okazji do wymiany handlowej.
- (541) Komisja oceniła stopień, w jakim środek może wpłynąć na obniżenie płynności na rynku hurtowym.
- (542) Zauważono, że w przypadku EDF Energy stosunek ilości będących przedmiotem obrotu do ilości wytworzonych stale maleje. Współczynnik wielokrotności obrotu (ang. *churn ratio*, oznaczający stosunek ilości będącej przedmiotem obrotu do ilości wytworzonej) zmniejszył się z 3 w 2010 r. do 2 w 2014 r. Co więcej, współczynnik ten jest najniższy wśród sześciu głównych pionowo zintegrowanych producentów energii elektrycznej w Zjednoczonym Królestwie <sup>(2)</sup>.
- (543) Komisja zauważa, że obowiązek regulacyjny dotyczący „stwarzania warunków rynkowych”, nałożony przez Ofgem, może ograniczać zakres, w jakim pionowo zintegrowani dostawcy mogliby samorzutnie lub wbrew własnej woli angażować się w strategię, które skutkują niższymi poziomami płynności. Komisja nie jest jednak pewna, w jakim zakresie takie obowiązki mogą funkcjonować ani rzeczywiście w jakim stopniu mogą przeciwdziałać równoważeniu wewnętrznych pozycji (tj. używaniu własnych aktywów wytwórczych do obsługi własnych klientów).
- (544) Komisja zażądała zatem wprowadzenia dalszych zabezpieczeń w celu wyeliminowania wszelkich wątpliwości w odniesieniu do potencjalnego negatywnego wpływu na płynność rynku w scenariuszu po zakończeniu stosowania pomocy.
- (545) W szczególności EDF zgodził się na zwiększenie przejrzystości w sposobie prowadzonej wymiany handlowej i sprzedaży energii elektrycznej na rynku, co w rezultacie ograniczy zakres nienależytego zwiększania rentowności i wywierania negatywnego wpływu na poziom płynności.
- (546) Jako jedyny dostawca usług rynkowych do NNBG w odniesieniu do prognozowanej produkcji HPC EDF zobowiązał się <sup>(3)</sup> do wykonywania następujących czynności:
- a) rejestrowanie wszystkich transakcji sprzedaży dotyczących prognozowanej produkcji HPC w oddzielnej księdze NNBG;
  - b) wycenianie transakcji dotyczących prognozowanej produkcji HPC i przeprowadzanych przez EDF po cenach rynkowych danego produktu w chwili dokonywania transakcji;
  - c) przeprowadzanie wszystkich transakcji dwustronnych dotyczących prognozowanej produkcji HPC po cenach rynkowych w ramach portfela aktywów należących do EDF lub przez niego sprzedawanych; oraz
  - d) coroczne dostarczanie sprawozdania kontrahentowi KTR i Komisji Europejskiej w celu potwierdzenia, że powyższe zobowiązania są wypełniane.

#### 9.6.6. Wnioski na temat zakłóceń konkurencji

- (547) Komisja stwierdza na podstawie rozważań w sekcjach 9.6.1, 9.6.2, 9.6.3, 9.6.4 i 9.6.5 powyżej oraz z uwzględnieniem zobowiązań powziętych przez EDF, że ogólnie możliwość wystąpienia zakłóceń konkurencji jest ograniczona.
- (548) Po dokładnym rozpatrzeniu i uwzględnieniu zobowiązań zaproponowanych przez EDF Komisja stwierdziła, że zakłócenia konkurencji wynikające z wprowadzenia HPC do eksploatacji są utrzymane na minimalnym poziomie oraz że równoważą je pozytywne skutki wprowadzonych środków.
- (549) W odniesieniu do art. 30 i 110 TFUE Zjednoczone Królestwo podjęło zobowiązanie, że dopasuje, do momentu udostępnienia KTR podmiotom wytwarzającą energię elektryczną spoza Wielkiej Brytanii, sposób obliczania zobowiązań dostawców energii elektrycznej w zakresie płatności z tytułu KTR tak, aby kwalifikowalna energia elektryczna wytwarzana w elektrowniach jądrowych w państwach członkowskich poza Wielką Brytanią i dostarczana do klientów w Wielkiej Brytanii nie była uwzględniana w udziałach dostawców w rynku. Zjednoczone Królestwo usunie to wyłączenie w momencie, gdy podmioty spoza Wielkiej Brytanii będą kwalifikowały się do występowania o KTR.

<sup>(1)</sup> Tabela 3 odpowiedzi EDF i NNBG na pytania dotyczące potencjalnego wpływu na płynność rynku, 8 września 2014 r.

<sup>(2)</sup> Zob. rysunek 43, Ofgem – State of the Market Assessment, 27 marca 2014 r.

<sup>(3)</sup> Szczegółowy opis zobowiązania zawiera załącznik C.

## 10. PODSUMOWANIE

- (550) Na podstawie przeprowadzonej oceny i w świetle szczególnych okoliczności sprawy Komisja stwierdza, że pakiet środków zgłoszonych przez Zjednoczone Królestwo wiąże się z pomocą państwa, która, po zmianach wprowadzonych w podjętych zobowiązaniach, jest zgodna z regułami rynku wewnętrznego na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) TFUE.
- (551) Komisja zauważa, że dostarczono jej, do oceny, wstępne warunki finansowe uzgodnione do tej pory w odniesieniu do finansowania projektu HPC. Władze Zjednoczonego Królestwa oświadczyły, że pozostałe warunki, jak również ostateczne dokumenty finansowe będą zawierały standardowe klauzule, jakich inwestorzy mogą spodziewać się w tego rodzaju projekcie. Ponieważ Komisja nie miała możliwości zweryfikowania tego faktu, w przypadku gdy ostateczne dokumenty spowodują zmianę obecnego kształtu środka przedstawionego Komisji w jakimkolwiek względzie, władze Zjednoczonego Królestwa będą musiały to zgłosić. Jeśli jednak ostateczne dokumenty finansowe będą zawierały dalsze elementy pomocy państwa, wówczas, *rebus stantibus*, nie będą mogły zostać zaakceptowane, ponieważ obecny pakiet środków państwa stanowi całość pomocy, jaka jest niezbędna do podjęcia projektu inwestycji HPC,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

*Artykuł 1*

Pomoc dla elektrowni Hinkley Point C w formie kontraktu na transakcje różnicowe, umowy z sekretarzem stanu oraz gwarancji kredytowej, jak również wszystkich powiązanych elementów, które Zjednoczone Królestwo ma zamiar wdrożyć, jest zgodna z regułami rynku wewnętrznego w rozumieniu art. 107 ust. 3 lit. c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

W związku z tym zezwala się na wdrożenie powyższej pomocy.

*Artykuł 2*

Niniejsza decyzja skierowana jest do Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej.

Sporządzono w Brukseli dnia 8 października 2014 r.

W imieniu Komisji  
Joaquín ALMUNIA  
Wiceprzewodniczący

## ZAŁĄCZNIK A

## STOPA ZWROTU KTR

Tabela 3

## Ocena ryzyka finansowego NNBG – szacowany rozkład prawdopodobieństwa łącznych kosztów wynikowych HPC

[...]

Źródło: TESLA4, s. 12.

Rysunek 2

## Historyczne ceny transakcji terminowych i CR w Zjednoczonym Królestwie

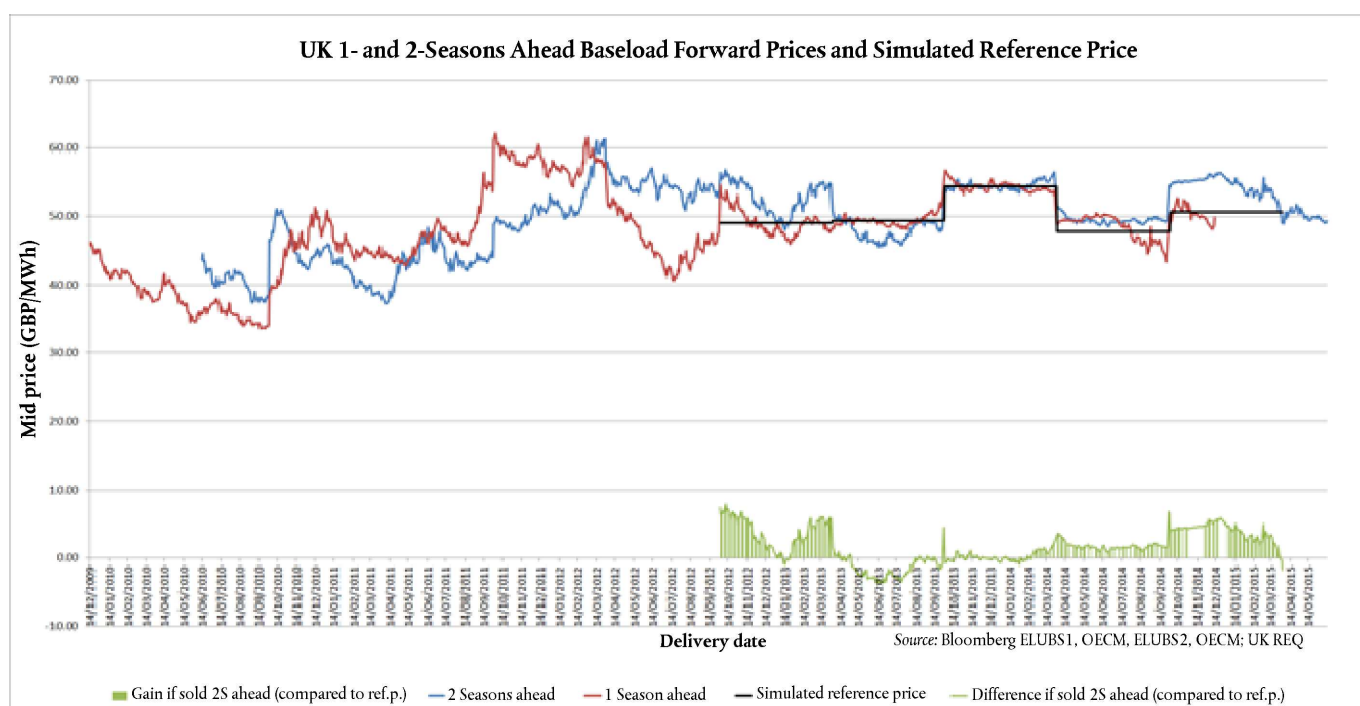


Tabela 4

## Zestawienie sposobów podejścia przyjętych do analizy odpowiedniej stopy zwrotu przez KPMG

(w procentach)

Podejście	Zakres zwrotu (wewnętrzna stopa zwrotu z projektu, po opodatkowaniu, nominalnie)	Uwagi
Analiza ryzyka względnego	8,5–11 (na podstawie projektu)	Porównanie zwrotów z morskiej energii wiatrowej i PPP/inicjatyw prywatnego finansowania na etapie budowy oraz regulowanych służb użyteczności publicznej/podmiotów wytwarzających energię jądrową w Zjednoczonym Królestwie na etapie eksploatacji
Analiza porównawcza	6–13 (na podstawie projektu)	Porównanie projektów regulowanych służb użyteczności publicznej/PPP/niezależnych projektów wodno-energetycznych/porównywalnych projektów jądrowych
Analiza wymaganej stopy zwrotu z projektu	10,5–14,5	Na podstawie danych szacunkowych średniego ważonego kosztu kapitału EDF oraz premii odnotowanych w badaniach naukowych szeregu korporacji



(w procentach)

Podejście	Zakres zwrotu (wewnętrzna stopa zwrotu z projektu, po opodatkowaniu, nominalnie)	Uwagi
Analiza finansowa	9–13 – etap budowy 6–9,5 – etap eksploatacji	Analiza potencjalnej struktury finansowania etapów budowy i eksploatacji
Przyjęta struktura finansowania za pośrednictwem instrumentów dłużnych z zastosowaniem gwarancji Zjednoczonego Królestwa	10,2 – wewnętrzna stopa zwrotu z projektu 12,8 – uśredniona wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału	Analiza zwrotu z projektu i uśrednionego zwrotu z kapitału (przy proponowanych poziomach zadłużenia z gwarancją Zjednoczonego Królestwa) i przy wynegocjowanym kursie wykonania. Stopa 10,2 procent wynika z efektu osłony podatkowej odnoszącego się do przepływów pieniężnych na poziomie projektu oraz orientacyjnej wyceny gwarancji Zjednoczonego Królestwa.

Źródło: Powiadomienie, tabela 5, na podstawie opracowania KPMG.

Tabela 5

### Analiza wrażliwości przeprowadzona przez Komisję – model ze zmienionymi rocznymi przepływami pieniężnymi na etapie budowy

[...]

Szare komórki oznaczają wydatki kapitałowe na pokrycie kosztów budowy – scenariusze docelowej wewnętrznej stopy zwrotu, w których KW jest niższy niż 92,50 GBP/MWh. Na podstawie modelu finansowego NNBG w wersji 9.8.

Tabela 6

### Scenariusze projektu, prawdopodobieństwo (poziom ufności wskazujący, że czynniki wynikowe będą bardziej korzystne niż założenia) i kluczowe wskaźniki projektu

[...]

Uwagi:

- (1) Zawiera świadczenie z udziału w zyskach budowlanych w wysokości 0,8 GBP/MWh (dane rzeczywiste z 2012 r.).
- (2) Kwota ryczałtowa z SZC wyemitowanych po COD2 i dlatego nie stanowi elementu wymagań dotyczących finansowania.
- (3) Korekta kosztów operacyjnych ma zastosowanie tylko do pierwszych 15 lat oraz po zakończeniu KTR z powodu potencjalnej ochrony przed uwolnieniem kosztów operacyjnych.
- (4) Minimalny wskaźnik pokrycia obsługi zadłużenia z wyjątkiem pierwszego okresu.
- (5) Wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału zadeklarowana w ujęciu rzeczywistym oszacowana jako wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału zadeklarowana w ujęciu nominalnym minus przyjęty długoterminowy ICK.
- (6) Niższy poziom kapitału zadeklarowanego przyjęty w tej wersji modelu finansowego będzie oznaczał, że wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału zadeklarowanego jest bardziej optymistyczna w stosunku do aktualnie modelowanych wyników.

BARDZO NISKIE	Bardzo niskie prawdopodobieństwo korzystniejszego wyniku niż zakładano
NISKIE	Niskie prawdopodobieństwo korzystniejszego wyniku niż zakładano
UMIARKOWANE	Umiarkowane prawdopodobieństwo korzystniejszego wyniku niż zakładano
WYSOKIE	Wysokie prawdopodobieństwo korzystniejszego wyniku niż zakładano
BARDZO WYSOKIE	Bardzo wysokie prawdopodobieństwo korzystniejszego wyniku niż zakładano

Tabela 7

**Profil finansowania na etapie budowy i minimalne wskaźniki pokrycia obsługi zadłużenia na etapie eksploatacji**

[...]

Tabela 8

**Połączone scenariusze dotyczące kosztów kapitałowych i opóźnień oraz innych negatywnych scenariuszy**

[...]

Tabela 9

**Sumaryczne wyniki DMD dotyczące wyboru scenariuszy**

Przebieg	Kluczowe założenia	Rynek zdolności wytwórczych?	Pierwsze wdrożenie technologii jądrowej	Intensywność emisji w sieci 2030	Intensywność emisji w sieci 2040	Intensywność emisji w sieci 2049
1a	Scenariusz BAU	Nie	2037	232	188	96
1d	Scenariusz BAU, wysokie ceny paliwa	Nie	2031	186	101	46
1e	Scenariusz BAU, niskie ceny paliwa	Nie	2041	269	233	121
2a	Scenariusz BAU + KTR na energię jądrową	Nie	2023	158	88	37
3a	Niejądrowe niskoemisyjne KTR	Nie	2037	164	135	61
3d	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, wysokie ceny paliwa	Nie	2031	181	123	52
3e	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, niskie ceny paliwa	Nie	2041	182	120	66
3h	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, więcej połączeń międzysystemowych	Nie	2037	160	133	59
4a	Niskoemisyjne KTR	Nie	2023	100	42	25
5a	Scenariusz BAU	Tak	2037	236	194	88
5d	Scenariusz BAU, wysokie ceny paliwa	Tak	2032	194	111	52
5e	Scenariusz BAU, niskie ceny paliwa	Tak	2041	272	235	126
7a	Niejądrowe niskoemisyjne KTR	Tak	2046	104	49	33

Przebieg	Kluczowe założenia	Rynek zdolności wytwórczych?	Pierwsze wdrożenie technologii jądrowej	Intensywność emisji w sieci 2030	Intensywność emisji w sieci 2040	Intensywność emisji w sieci 2049
7d	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, wysokie ceny paliwa	Tak	2038	137	65	28
7e	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, niskie ceny paliwa	Tak	Nie przed 2049	113	51	44
7f	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, wysokie koszty energii jądrowej, niskie koszty odnawialnych źródeł energii oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla	Tak	2048	97	46	35
7 g (tylko do 2030)	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, większe reagowanie na zapotrzebowanie, większe obniżenie popytu na energię, więcej połączeń międzysystemowych	Tak	Nie przed 2030	104	Nie dotyczy	Nie dotyczy
7h	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, więcej połączeń międzysystemowych	Tak	2046	101	48	32
8a	Niskoemisyjne KTR	Tak	2023	104	50	31
8d	Niskoemisyjne KTR, wysokie ceny paliwa	Tak	2023	99	48	30
8e	Niskoemisyjne KTR, niskie ceny paliwa	Tak	2023	99	38	30
8f	Niejądrowe niskoemisyjne KTR, wysokie koszty energii jądrowej, niskie koszty odnawialnych źródeł energii oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla	Tak	2023	102	45	28
8 g (tylko do 2030)	Niskoemisyjne KTR, większe reagowanie na zapotrzebowanie, większe obniżenie popytu na energię, więcej połączeń międzysystemowych	Tak	2023	98	Nie dotyczy	Nie dotyczy
8h	Niskoemisyjne KTR, więcej połączeń międzysystemowych	Tak	2023	100	53	32

Tabela 10

## Referencyjne transakcje infrastrukturalne

Sponsor	Antin Infrastructure Partners	CDP Capital	Brookfield Renewable Energy Partners	Borealis, First State EDIF
Fund Target Equity IRR	15 %	16 %	9 – 12 %	9 – 15 %

Źródło: Uwagi przedłożone przez Zjednoczone Królestwo „Odpowiedzi na pytania Komisji otrzymane dnia 16 września 2014 r.” na podstawie witryn internetowych funduszu, Preqin, komunikatów prasowych. Uwaga: docelowe stopy zwrotu funduszu obejmują opłaty i wydatki brutto. Zastosowane kursy wymiany: GBP EUR: 1: 1,26 GBP CAD: 1: 1,81. Wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału HPC po opodatkowaniu w liczbach nominalnych, użyta do celów porównawczych. Docelowa wewnętrzna stopa zwrotu funduszu Borealis: 9–12 procent, docelowa stopa zwrotu funduszu EDIF oferowanego przez First State: 10–15 procent.

Tabela 11

## Wybrane obliczenia zwrotów dopuszczonych przez regulacje

	Przesył energii elektrycznej (Ofgem <sup>(1)</sup> )	Ofwat <sup>(2)</sup> – PR09	Ofwat – PR 14 (nieukończony) <sup>(3)</sup>
Uwaga			
Okres	2013–2021	2010–2015	2015–2020

## Wartości rzeczywiste

Uśredniony koszt kapitału (po opodatkowaniu)	7,00 procent	7,10 procent	5,65 procent
Koszt zadłużenia (przed opodatkowaniem, w liczbach rzeczywistych)	2,92 procent	3,60 procent	2,75 procent
Hipotetyczny wskaźnik dźwigni finansowej	60,0 procent	57,5 procent	62,5 procent
Średni ważony koszt kapitału Vanilla	4,55 procent	5,10 procent	3,85 procent
Założenia inflacji	3,50 procent	3,50 procent	3,50 procent

## Dozwolone koszty nominalne/zwroty (obliczone geometrycznie)

Uśredniony koszt kapitału	10,7 procent	10,8 procent	9,3 procent
Koszt zadłużenia (przed opodatkowaniem)	6,5 procent	7,2 procent	6,3 procent
Średni ważony koszt kapitału Vanilla*	8,2 procent	8,8 procent	7,5 procent

## Wartości nominalne (obliczone arytmetycznie)

Uśredniony koszt kapitału*	10,5 procent	10,6 procent	9,2 procent
Koszt zadłużenia (przed opodatkowaniem)*	6,4 procent	7,1 procent	6,3 procent
Średni ważony koszt kapitału Vanilla	8,1 procent	8,6 procent	7,3 procent

	Przesył energii elektrycznej (Ofgem <sup>(1)</sup> )	Ofwat <sup>(2)</sup> – PR09	Ofwat – PR 14 (nieukończony) <sup>(3)</sup>
Uwaga			
Okres	2013–2021	2010–2015	2015–2020

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf>

[http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud\\_tec20140127riskreward.pdf](http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud_tec20140127riskreward.pdf)

[http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr09phase3/det\\_pr09\\_finalfull.pdf](http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr09phase3/det_pr09_finalfull.pdf)

<sup>(1)</sup> Final Proposals for National Grid Electricity Distribution and National Grid Gas.

<sup>(2)</sup> Ofwat Future water and sewerage charges 2010–2015: Final determinations.

<sup>(3)</sup> Ofwat: Setting price controls for 2015–20 – risk and reward guidance.

Źródło: Prezentacja EDF Energy dla urzędników Komisji z dnia 15 lipca 2014 r., slajd „Comparison of HPC with UK regulated utilities”.

Tabela 12

### Referencyjny projekt wytwarzania energii jądrowej

Projekt	Ontario Power Authority
Technologia	Modernizacja elektrowni Bruce Power
Wskaźnik dźwigni finansowej	20–40 procent
Rzeczywisty koszt zadłużenia (przed opodatkowaniem)	6,20 procent
Nominalny kapitał docelowy Wewnętrzna stopa zwrotu (po opodatkowaniu)	13,7–18 procent ( <b>12,8–17,1 procent</b> skorygowana wg aktualnej stopy procentowej Zjednoczonego Królestwa)
Docelowa Wewnętrzna stopa zwrotu z projektu	10,6–13,8 procent ( <b>9,7–12,9 procent</b> skorygowana wg aktualnej stopy procentowej Zjednoczonego Królestwa)
Horyzont inwestycji (okres eksploatacji aktywów)	25 lat
Rozmiar inwestycji	4 mld CAD
Poziom Pewność dochodu	Ryczałtowy KRK na pozostałą część okresu eksploatacji elektrowni (25 lat)
Poziom ryzyka konstrukcyjnego	Niższy – modernizacja, nie nowa budowa, podział nadmiernych kosztów
Poziom ryzyka eksploatacyjnego	Niższy – podział nadmiernych kosztów personelu, przeniesienie kosztów paliwa
Poziom ryzyka finansowego	Niższy – projekt o mniejszym kapitale, krótszy okres
Warunkowy kapitał wymagany	Nieznany

Źródło: Uwagi Zjednoczonego Królestwa „Odpowiedzi na pytania Komisji otrzymane w dniu 16 września 2014 r.” na podstawie ogólnie dostępnych dokumentów (Sprawozdanie z audytu firmy Bruce Power – kwiecień 2007, s. 14: Potwierdzona jako stopa zwrotu z projektu w piśmie od CIBC World Markets Inc. do ministerstwa energetyki, Ontario, 17 października 2005 r., [http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU\\_Exhibit\\_K11.3\\_fairness\\_opinion\\_bruce\\_20080613.pdf](http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_Exhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf), Pismo od CIBC World Markets Inc. do ministerstwa energetyki, Ontario, 17 października 2005 r., [http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU\\_Exhibit\\_K11.3\\_fairness\\_opinion\\_bruce\\_20080613.pdf](http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_Exhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf), Opinia o transakcji z firmy Bruce Power (CIBC World Markets Inc.) – październik 2005 r., s. 5.

Tabela 13

## Referencyjne projekty z umową na zakup energii (UZE)

Technologia	Układ gazowo-parowy z turbiną gazową	Projekty UZE
Wskaźnik dźwigni finansowej	< 80 procent	Nieznany
Koszt zadłużenia	Nieznany	Nieznany
Nominalny docelowy zwrot z kapitału (po opodatkowaniu)	> 13 procent	
Nominalny docelowy zwrot z projektu (po opodatkowaniu)		9–15 procent (*)
Horyzont inwestycyjny (okres eksploatacji aktywów)	25 lat	Różne
Wielkość inwestycji	Różne	Różne
Stopień pewności dochodów	20-letnia umowa UZE	UZE
Poziom ryzyka budowlanego w porównaniu do HPC	Niższy – kontrakt na kompleksowe zaprojektowanie i realizację, znana technologia	Nieznany, ale prawdopodobnie niższy
Poziom ryzyka operacyjnego w porównaniu z HPC	Niższy	Nieznany
Poziom ryzyka finansowego	Niższy – krótszy okres budowy	Nieznany, ale prawdopodobnie niższy
Wymagany kapitał warunkowy	Nieznany	Nieznany
Źródła	( <sup>1</sup> )	( <sup>2</sup> )

Źródło: Uwagi Zjednoczonego Królestwa, Tabela 2 – stopa zwrotu, 10 września, jak również pkt 1 i 2 poniżej.

(<sup>1</sup>) W przetargach na kontrakty na niezależnych producentów wody i energii (IWPP) w Abu Dhabi, obejmujące 20-letnią umowę zryczałtowaną na zakup usług wodno-energetycznych z indeksowaniem inflacyjnym, „nominalna wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału powinna wynosić nie mniej niż 13 procent”. Te projekty zwykle będą obejmowały budowę technicznie dojrzałych układów gazowo-parowych z turbiną gazową w ramach ryczałtowego kontraktu na kompleksowe zaprojektowanie i realizację pod klucz w określonym terminie, przewidującego rekompensatę dla inwestorów za wszelkie opóźnienia i odchylenia od warunków kontraktu. Zob. Niezależni producenci wody i energii, Urząd ds. regulacji i nadzoru Abu Dhabi, <http://rsb.gov.ae/assets/documents/231/infoiwpp.pdf>. (Źródło: uwagi przedłożone przez Zjednoczone Królestwo).

(<sup>2</sup>) <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/07/GDF-SUEZ-at-a-glance-060712-final.pdf> Slajd 8.

(\*) Choć w uwagach Zjednoczonego Królestwa mówi się o nominalnych stopach zwrotu po opodatkowaniu w wysokości 9–15 procent, cytując źródło podane w pkt 2, Komisja zauważa, że najprawdopodobniej pominięto projekty „podlegające regulacji i koncesji” wymienione w tym źródle. Na podstawie pkt 2 Komisja rozumie, że w ramach działalności podlegającej regulacji i koncesji GDF-Suez mają być realizowane nominalne zwroty z projektu po opodatkowaniu w wysokości około 5–13 procent, przy najbardziej prawdopodobnym zakresie poniżej 10 procent.

Tabela 14

## Wartości referencyjne rozliczeń regulowanych: dozwolone zwroty z aktywów regulowanych służb użyteczności publicznej wodno-energetycznych Zjednoczonego Królestwa w najnowszych regulacyjnych mechanizmach kontroli cen

Organ regulacyjny	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Oznaczenie	PR14 (nieostateczne) ( <sup>1</sup> )	WPD 14 ( <sup>2</sup> )	NIE 2014 ostateczne ( <sup>3</sup> )	RIIO T1 2012 (NGET) ( <sup>4</sup> )	Bristol W 2010 ( <sup>5</sup> )	HAL 2014 ostateczne ( <sup>6</sup> )	NR 2013 ( <sup>7</sup> )
Wskaźnik dźwigni finansowej	62,50 procent	65 procent	45 procent	60 procent	60 procent	60 procent	62,50 procent

Organ regulacyjny	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Oznaczenie	PR14 (nieostateczne) <sup>(1)</sup>	WPD 14 <sup>(2)</sup>	NIE 2014 ostateczne <sup>(3)</sup>	RIIO T1 2012 (NGET) <sup>(4)</sup>	Bristol W 2010 <sup>(5)</sup>	HAL 2014 ostateczne <sup>(6)</sup>	NR 2013 <sup>(7)</sup>
Rzeczywisty koszt zadłużenia (przed opodatkowaniem)	2,8 procent	2,6 procent	3,1 procent	2,9 procent	3,9 procent	3,2 procent	3,0 procent
Rzeczywisty koszt zadłużenia (po opodatkowaniu)	5,7 procent	6,4 procent	5,0 procent	7,0 procent	6,6 procent	6,8 procent	6,5 procent
Rzeczywisty średni ważony koszt kapitału <i>vanilla</i>	3,8 procent	3,9 procent	4,1 procent	4,6 procent	5,0 procent	4,7 procent	4,3 procent
Inflacja	3,5 procent	3,5 procent	3,5 procent	3,5 procent	3,5 procent	3,5 procent	3,5 procent
Nominalny koszt zadłużenia (przed opodatkowaniem)	6,2 procent	6,1 procent	6,6 procent	6,4 procent	7,4 procent	6,7 procent	6,5 procent
<b>Nominalny koszt kapitału (po opodatkowaniu) <sup>(8)</sup></b>	<b>9,2 procent</b>	<b>9,9 procent</b>	<b>8,5 procent</b>	<b>10,5 procent</b>	<b>10,1 procent</b>	<b>10,3 procent</b>	<b>10,0 procent</b>
Nominalny średni ważony koszt kapitału <i>vanilla vanilla</i>	7,3 procent	7,4 procent	7,6 procent	8,1 procent	8,5 procent	8,2 procent	7,8 procent
Analityczna prognoza zwrotu z kapitału ( <i>ex ante</i> )				ok. 14 procent <sup>(9)</sup>			
Horyzont inwestycyjny <sup>(10)</sup> – długość okresu kontroli cen	5	8	3	8	5	5	5
Wielkość inwestycji: Regulacyjna wartość aktywów (RWA) <sup>(11)</sup> <sup>(12)</sup> <sup>(13)</sup>	70 mln–11,7 mld <sup>(14)</sup> (wartości szacunkowe za 2014–2015)	5,9 mld (2014) <sup>(15)</sup>	około 950 mln GBP (prognoza na okres kontroli cen) <sup>(16)</sup>	2,2 mld–14,8 mld (prognozowany zakres RWA firm w okresie kontroli cen) <sup>(17)</sup>	0,39 mld (2013) <sup>(18)</sup>	14,9 mld <sup>(19)</sup>	45 mld (2013) <sup>(20)</sup>
Stopień ochrony dochodów	Większy niż w przypadku HPC – zob. odpowiedź do pytania 2c – Uwagi NNBG o stopie zwrotu, 10 września						
Stopień ryzyka budowlanego	Mniejszy niż w przypadku HPC. Zob. motywy 124–131 ze szczegółowym omówieniem – uwagi NNBG o stopie zwrotu, 10 września						
Stopień ryzyka operacyjnego	Mniejszy niż w przypadku HPC. Zob. motywy 132–135 ze szczegółowym omówieniem – Uwagi NNBG o stopie zwrotu, 10 września						
Stopień ryzyka finansowego	Mniejszy niż w przypadku HPC. Zob. motywy 136–139 ze szczegółowym omówieniem – Uwagi NNBG o stopie zwrotu, 10 września						

Organ regulacyjny	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Oznaczenie	PR14 (nieostateczne) <sup>(1)</sup>	WPD 14 <sup>(2)</sup>	NIE 2014 ostateczne <sup>(3)</sup>	RiIO T1 2012 (NGET) <sup>(4)</sup>	Bristol W 2010 <sup>(5)</sup>	HAL 2014 ostateczne <sup>(6)</sup>	NR 2013 <sup>(7)</sup>
Inne ryzyko	Mniejsze niż w przypadku HPC. Zob. motywy 113–122 ze szczegółowym omówieniem różnic w podstawowych modelach biznesowych; dywersyfikacja aktywów oraz ryzyka technologiczne – Uwagi NNBG o stopie zwrotu, 10 września						
Wymagany kapitał warunkowy	Brak						

<sup>(1)</sup> [http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud\\_tec20140127riskreward.pdf](http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud_tec20140127riskreward.pdf)

<sup>(2)</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86375/fast-trackdecisionletter.pdf>

<sup>(3)</sup> [https://assets.digital.cabinet-office.gov.uk/media/535a5768ed915d0fdb000003/NIE\\_Final\\_determination.pdf](https://assets.digital.cabinet-office.gov.uk/media/535a5768ed915d0fdb000003/NIE_Final_determination.pdf). Komisja zauważa, że choć tabela 13.10 cytowanego dokumentu zawiera zarówno dolne, jak i górne wartości szacunkowe podawanych wskaźników finansowych, w uwagach Zjednoczone Królestwo zawarło najprawdopodobniej same wartości górne.

<sup>(4)</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/riio-t1-final-proposals-national-grid-electricity-transmission-and-national-grid-gas-overview>

<sup>(5)</sup> W przedłożonych uwagach nie podano źródła.

<sup>(6)</sup> <http://www.caa.co.uk/docs/33/CAP%201140.pdf>

<sup>(7)</sup> [http://orr.gov.uk/data/assets/pdf\\_file/0011/452/pr13-final-determination.pdf](http://orr.gov.uk/data/assets/pdf_file/0011/452/pr13-final-determination.pdf)

<sup>(8)</sup> Nominalne wartości są obliczane z użyciem podejścia arytmetycznego. Geometryczne podejście spowodowałoby dodanie 0,1–0,2 procent do nominalnego kosztu kapitału i nominalnych szacunków średniego ważonego kosztu kapitału *vanilla*.

<sup>(9)</sup> Credit Suisse: National Grid – No longer a growth/value play, cut to Neutral, 29 maja 2014 r.; Credit Suisse: SSE – Referendum risk to be addressed, 15 sierpnia 2014 r.; Macquarie: National Grid – Quality costs, but better opportunities elsewhere, 24 marca 2014 r.

<sup>(10)</sup> W uwagach zinterpretowano długość horyzontu inwestycyjnego jako długość okresu kontroli cen. Zauważono jednak, że okres użytkowania aktywów w przypadku inwestycji podejmowanych przez przedsiębiorstwa regulowane często obejmuje kilka okresów kontroli cen. Okres „użyteczności” aktywów może wynosić do 60 lat.

<sup>(11)</sup> Wartość przypisana przez podmiot regulacyjny do kapitału zaangażowanego w działalności koncesjonowanej.

<sup>(12)</sup> Tam gdzie źródłowe wartości RWA były danymi historycznymi, przeliczono je na ceny bieżące z zastosowaniem indeksu cen detalicznych krajowego urzędu statystycznego (o ile nie stwierdzono inaczej).

<sup>(13)</sup> Zauważono, że wydatki inwestycyjne przedsiębiorstw regulowanych zwykle dotyczą wielu różnych projektów, które zwykle stanowią jedynie niewielką część regulacyjnej wartości aktywów.

<sup>(14)</sup> [http://ofwat.gov.uk/regulating/prs\\_web\\_rcvupdates](http://ofwat.gov.uk/regulating/prs_web_rcvupdates)

<sup>(15)</sup> <http://www.westernpower.co.uk/docs/About-us/financial-information/2014/Annual-reports-and-financial-statements/Financial-performance-for-website-Mar-14.aspx>

<sup>(16)</sup> [http://www.uregni.gov.uk/uploads/publications/RP5\\_Main\\_Paper\\_22-10-12\\_FINAL.pdf](http://www.uregni.gov.uk/uploads/publications/RP5_Main_Paper_22-10-12_FINAL.pdf), s. 100

<sup>(17)</sup> Jest to prognoza Ofgem dotycząca RWA na koniec okresu kontroli cen. Należy zauważyć, że na początku okresu kontroli cen RWA firmy SHETL szacuje się na 0,7 mld (przy prognozowanym wzroście do 3,6 mld do 2020–2021): <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53747/sptshetlfpssupport.pdf> (s. 36, 37) oraz <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riio1fpfinancedec12.pdf> (s. 8 oraz 9)

<sup>(18)</sup> <http://www.bristolwater.co.uk/wp/wp-content/uploads/2013/04/Annual-Report-2013.pdf> s. 27

<sup>(19)</sup> [http://www.heathrowairport.com/static/HeathrowAboutUs/Downloads/PDF/Development\\_of\\_Regulatory\\_Asset\\_Base\\_30-Jun-2014.pdf](http://www.heathrowairport.com/static/HeathrowAboutUs/Downloads/PDF/Development_of_Regulatory_Asset_Base_30-Jun-2014.pdf)

<sup>(20)</sup> <http://www.networkrail.co.uk/browse%20documents/regulatory%20documents/regulatory%20compliance%20and%20reporting/regulatory%20accounts/nril%20regulatory%20financial%20statements%20for%20the%20year%20ended%2031%20march%202013.pdf> s. 331

Źródło: Na podstawie uwag przedłożonych przez Zjednoczone Królestwo SA.34974 *Sprawa pomocy państwa na rzecz Hinkley Point C – odpowiedzi na pytania Komisji otrzymane w dniu 16 września 2014 r.*

Tabela 15

**Szacunkowe koszty kapitału dla przedsiębiorstw należących do grupy branżowej „Służby użyteczności publicznej (ogólne)” w Unii Europejskiej**

(w procentach)

Nazwa przedsiębiorstwa	Państwo	Koszt kapitału własnego w USD	Koszt zadłużenia przed opodatkowaniem w USD	Koszt zadłużenia po opodatkowaniu w USD	Koszt kapitału w USD
E.ON SE (DB:EOAN)	Niemcy	8,25	4,04	3,19	5,78
RWE AG (DB:RWE)	Niemcy	7,95	4,54	3,59	5,54



(w procentach)

Nazwa przedsiębiorstwa	Państwo	Koszt kapitału własnego w USD	Koszt zadłużenia przed opodatkowaniem w USD	Koszt zadłużenia po opodatkowaniu w USD	Koszt kapitału w USD
Centrica plc (LSE:CNA)	Zjednoczone Królestwo	6,99	4,44	3,11	6,04
Veolia Environnement SA (ENXTPA:VIE)	Francja	11,62	5,44	4,30	6,46
National Grid plc (LSE:NG.)	Zjednoczone Królestwo	9,37	4,44	3,11	6,33
Suez Environnement Company SA (ENXTPA:SEV)	Francja	9,97	4,94	3,90	6,38
A2 A S.p.A. (BIT:A2 A)	Włochy	13,72	7,44	5,88	8,68
Hera S.p.A. (BIT:HER)	Włochy	12,65	5,94	4,69	7,94
MVV Energie AG (XTRA:MOV1)	Niemcy	8,31	4,04	3,19	5,70
ACEA S.p.A. (BIT:ACE)	Włochy	12,15	6,44	5,09	7,68
Iren SpA (BIT:IRE)	Włochy	13,85	7,94	6,27	8,80
Mainova AG (DB:MNV6)	Niemcy	6,96	5,54	4,38	6,30
Gelsenwasser AG (DB:WWG)	Niemcy	6,09	5,54	4,38	6,08
Telecom Plus plc (LSE:TEP)	Zjednoczone Królestwo	6,45	4,94	3,46	6,44
Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (ENXTPA:CHAU)	Francja	7,73	4,94	3,90	6,33
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA Spółka Akcyjna (WSE:KGN)	Polska	7,44	5,39	4,26	6,94
Fintel Energia Group SpA (BIT:FTL)	Włochy	9,88	8,94	7,06	9,02
REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, SA (ENXTLS:RENE)	Portugalia	19,97	7,64	6,04	10,05
GDF SUEZ SA (ENXTPA:GSZ)	Francja	8,70	4,44	3,51	5,74
Burgenland Holding Aktiengesellschaft (WBAG:BHD)	Austria	6,08	5,54	4,38	6,08

Źródło: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/Eurocompfirm.xls> (pobrane w dniu 14 czerwca 2014 r.)

(Są to nominalne średnie ważone koszty kapitału (w USD, przy zastosowaniu stopy wolnej od ryzyka w USD = 3,04 procent) po opodatkowaniu. Zob. różnorodne definicje używane przez Damodarana: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/variable.htm](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm))

## ZAŁĄCZNIK B

## GWARANCJA KREDYTOWA

Tabela 16

## Informacje referencyjne

## 1. Recent Limited Recourse Project Finance Bank Loans (Low Carbon Energy)

This table updates the one provided in Annex A of our responses dated 5 September 2014 to show the quantum of the commercial debt tranche distinct from the total debt quantum which, for certain projects, included export credit guaranteed or multilateral debt facilities.

Project	Financial Close	Amount [Commercial Bank Tranche]	Tenor (Years)	Commercial Bank Loan Margin <sup>(6)</sup>	Government Support <sup>(7)</sup>
Gemini Offshore Wind	May 2014	EUR 2 000 m [EUR 850 m]	14	300	SDE renewable subsidy (per MWh) from Dutch government Separate export credit facilities provided by EKF (Denmark), Euler Hermes (Germany) and Delcredere/Ducroire from Belgium
London Array Offshore Wind	Oct 2013	GBP 266 m [GBP 266 m]	13	275	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government Separate export credit facility provided by EKF (Denmark) for initial financing
Butendiek Offshore Wind	Feb 2013	EUR 950 m [EUR 230 m]	8,5	300	Feed-in Tariff subsidy (per KWh) from German government Separate export credit facility provided by EKF (Denmark)
Westermost Rough Offshore Wind	Aug 2014	GBP 370 m [GBP 197 m]	15	300	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government
[...]	[...]	EUR 650 m [EUR 650 m]	10	175-275	Finance from commercial banks only
Derbyshire Energy from Waste PFI	Aug 2014	GBP 145 m [GBP 145 m]	25	315-320	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government Local Authority payments for waste recycling
MEDIAN				300	
SWAP SPREAD <sup>(8)</sup>				+ 13	(To convert from LIBOR margin to Gilt benchmark)
ILLIQUIDITY PREMIUM				- 50	
MARKET INDICATION <sup>(9)</sup>				263	

Source: Commercial banks; InfraNews; InfraJournal

## 2. Corporate Debt (rated BB+) Spreads

Issuer	Ticker	Coupon	Maturity	Amount	Rating	Tenor (years)	Current Spread (bp)	Government Support
Heathrow Airport	HTHROW	7,125%	01/03/2017	GBP 325 m	NR/Ba3/BB+	3	231	Nil
Heathrow Airport	HTHROW	5,375%	01/09/2019	GBP 275 m	NR/Ba3/BB+	5	253	Nil

Issuer	Ticker	Coupon	Maturity	Amount	Rating	Tenor (years)	Current Spread (bp)	Government Support
Anglian Water	OSPRAQ	7,000%	31/01/2018	GBP 350 m	NR/Ba3/BB+	3	290	Nil
Electricity North-West	NWENET	5,875%	21/06/2021	GBP 80 m	BB+/NR/NR	7	274	Nil
Yorkshire Water	KEL	5,750%	17/02/2020	GBP 200 m	BB-/NR/BB+	5	314	Nil
Enel SpA	ENELIM	7,75 %	10/09/2075	GBP 400 m	BB+/Ba1/BBB-	61	373	31,2 % owned by Government Ministry
Enel SpA	ENELIM	6,625%	15/09/2076	GBP 500 m	BB+/Ba1/BBB-	62	367	
Telecom Italia	TITIM	5,875%	19/05/2023	GBP 400 m	BB+/Ba1/BBB-	9	281	Nil
Energias de Portugal	ELEPOR	8,625%	04/01/2024	GBP 425 m	BB+/Ba1/BBB-	10	256	Nil
MEAN							293	
ILLIQUIDITY PREMIUM							- 50	
MARKET INDICATION							243	

Source: Bloomberg as at 21 August 2014 using BGN Source.

### 3. iTraxx Europe Crossover Series 21 Constituents Rated BB+/Ba1

Company	Ticker	Identifier	Rating	Tenor (Years)	CDS Flat Spread
ArcelorMittal	MT NA	CX375716	BB+/Ba1	10	347
EDP Energias de Portugal SA	EDP PL	CEPO1E10	BB+/Ba1	10	203
Finmeccanica SpA	FNC IM	CFME1E10	BB+/Ba1	10	285
HeidelbergCement AG	HEI GY	CHEI1E10	NR/Ba1	10	226
Lafarge SA	LG FP	CLAF1E10	BB+/Ba1	10	168
Telecom Italia SpA	TIT IM	CTII1E10	BB+/Ba1	10	281
Wendel SA	MF FP	CMWP1E10	BB+/NR	10	206
MEAN					245

Source: Markit; Bloomberg as at 21 August 2014 using CMAN Source.

Tabela 17

**Symulacja rozkładu krzywej rentowności w okresie 10 lat**

	1992 - 2013 VAR model simulation			10 Yr (P) vs. 1992-2013 VAR model simulation		
	[...]	[...]	[...]			
	Spot in 10 years time	VAR simulation 10 years ahead (June 2024)	VAR simulation 10 years ahead (June 2024)			
Tenor	10 Yr (P)	Median	95 % percentile	Distance from median (ppts)	Distance from 95th percentile (ppts)	10 Yr (P) + 1,5 ppt probability
1 Yr	3,47	3,80	6,20	- 0,33	- 2,72	19 %
2 Yr	3,55	4,00	6,24	- 0,45	- 2,69	21 %
3 Yr	3,62	4,16	6,24	- 0,54	- 2,61	22 %
4 Yr	3,70	4,31	6,20	- 0,61	- 2,50	21 %
5 Yr	3,78	4,44	6,17	- 0,66	- 2,39	20 %
7 Yr	3,93	4,64	6,20	- 0,71	- 2,27	19 %
9 Yr	4,09	4,76	6,19	- 0,66	- 2,10	15 %
10 Yr	4,17	4,79	6,14	- 0,62	- 1,97	13 %
12 Yr	4,11	4,88	6,15	- 0,77	- 2,03	15 %
15 Yr	4,07	4,97	6,09	- 0,89	- 2,02	17 %
20 Yr	4,07	4,99	6,12	- 0,92	- 2,05	17 %
30 Yr	3,98	4,97	6,08	- 1,00	- 2,10	20 %
50 Yr	3,91	5,01	6,04	- 1,10	- 2,13	24 %

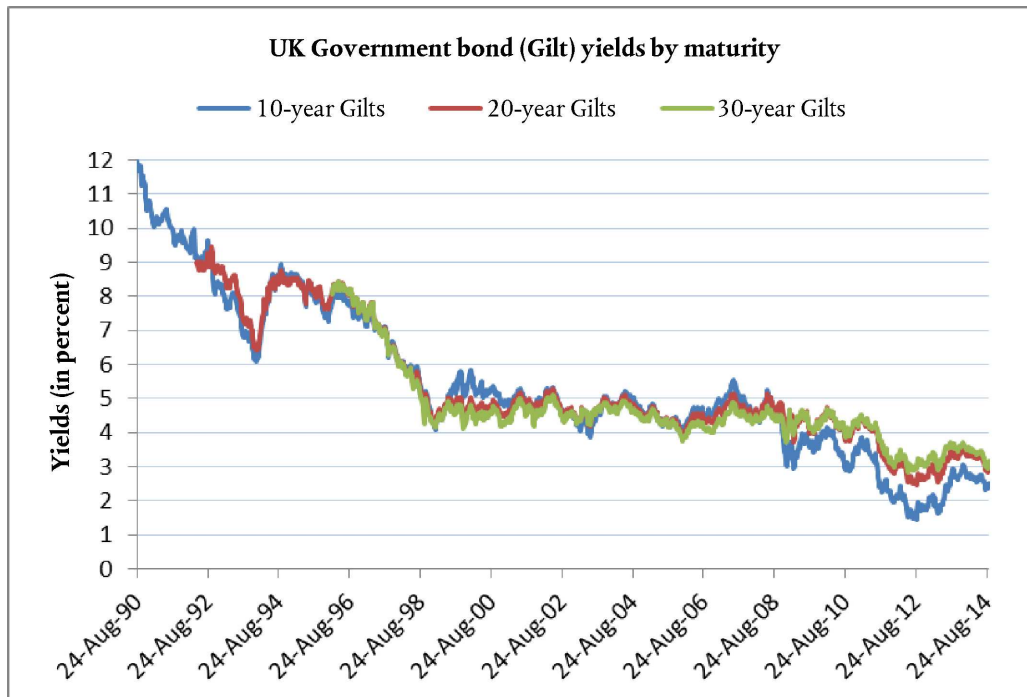
Analiza wrażliwości IUK

[...]

Rentowność obligacji państwowych Zjednoczonego Królestwa według okresu zapadalności

Wykres 1

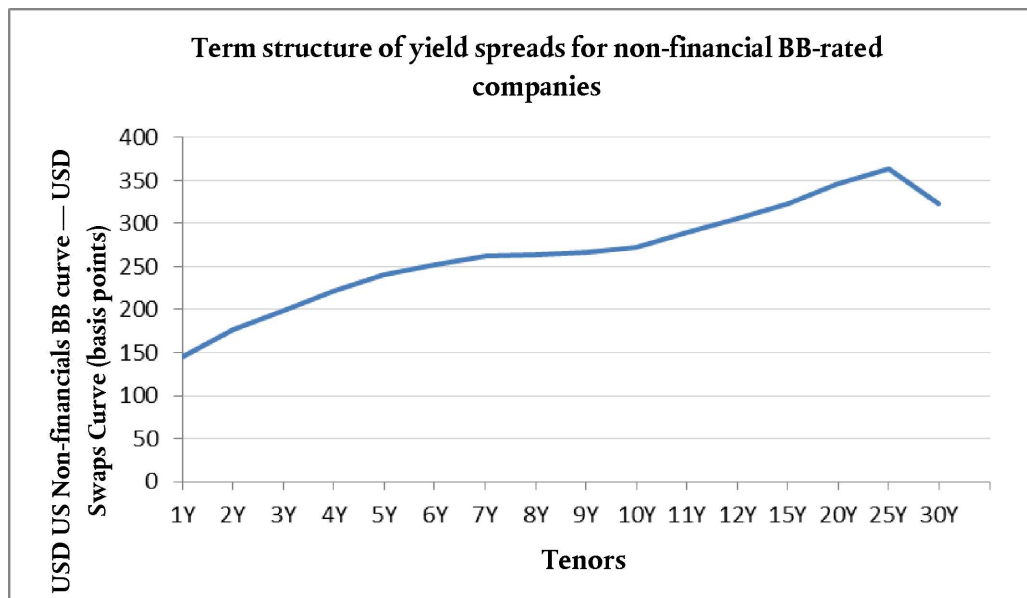
**Rentowność obligacji państwowych w 10-, 20- i 30-letnim okresie**



Struktura rozpiętości rentowności w USD w odniesieniu do przedsiębiorstw BB

Rysunek 3

**Struktura rozpiętości rentowności w USD w odniesieniu do przedsiębiorstw BB spoza sektora finansowego**



Uwaga: Jest to wycinek danych pochodzących z firmy Bloomberg z dnia 21 sierpnia 2014 r.

## ZAŁĄCZNIK C

## ZOBOWIĄZANIA ZŁOŻONE PRZEZ ZJEDNOCZONE KRÓLESTWO

## ZOBOWIĄZANIA HANDLOWE

**Definicja**

„Firma grupy EDF” oznacza członka tej samej grupy przedsiębiorstw co EDF Energy.

**Warunki operacyjne**

- [.]1 Każde z przedsiębiorstw NNBG i EDF Energy zapewnia, w ramach dowolnej umowy na usługi rynkowe dotyczące sprzedaży produkcji HPC, zawartej z przedsiębiorstwem z grupy EDF („kontrahent UUR”), aby na okres, w którym przedsiębiorstwo z grupy EDF jest udziałowcem (bezpośrednim lub pośrednim) NNBG, kontrahent UUR wyraził zgodę na wykonywanie poniższych czynności:
- (A) rejestrowanie wszystkich transakcji sprzedaży w ramach prognozowanej produkcji HPC w oddzielnej księdze NNBG;
  - (B) wycenianie wszystkich transakcji dotyczących prognozowanej produkcji HPC i przeprowadzanych przez dowolne przedsiębiorstwo z grupy EDF po cenach rynkowych danego produktu w chwili dokonywania transakcji;
  - (C) przeprowadzanie wszystkich transakcji dwustronnych dotyczących prognozowanej produkcji HPC po cenach rynkowych w ramach portfela innych aktywów należących do dowolnego przedsiębiorstwa z grupy EDF lub przez niego sprzedawanych;
  - (D) dostarczanie NNBG (z równoczesną zgodą na dostarczanie przez NNBG tych samych danych kontrahentowi KTR, sekretarzowi stanu oraz Komisji Europejskiej) informacji, które mogą być zasadnie wymagane przez NNBG pod kątem opracowania sprawozdania dla kontrahenta KTR, sekretarza stanu i Komisji Europejskiej na temat spełniania przez kontrahenta UUR wymagań pkt A, B i C powyżej.
- [.]2 NNBG dostarcza, a EDF Energy zapewnia, że NNBG dostarcza, do [•] dnia roboczego każdego roku kalendarzowego, kontrahentowi KTR (z jednoczesną zgodą na dostarczanie przez kontrahenta KTR tych samych danych sekretarzowi stanu i Komisji Europejskiej) pisemne sprawozdanie na temat spełniania przez kontrahenta UUR wymagań pkt A, B i C klauzuli [•].1 w poprzednim roku kalendarzowym.

## MECHANIZM UDZIAŁU W ZYSKACH KAPITAŁOWYCH

**1. Opis klauzuli**

- 1.1. Zostaną dokonane ustalenia w zakresie udziału w zyskach kapitałowych, składające się z dwóch oddzielnych elementów:
- (A) formuły do wyznaczania zysków z projektu powyżej pewnego poziomu, powstałych wskutek osiągnięcia wyników projektu, które są lepsze od pierwotnych założeń wariantu podstawowego („formuła zysków z projektu”);
  - (B) formuły do wyznaczania zysków powyżej pewnego poziomu ze sprzedaży kapitału pochodzącego od pierwotnych udziałowców („formuła sprzedaży kapitału”).
- 1.2. Kwota zysków kapitałowych zostanie podzielona i część przekazana kontrahentowi KTR. Kwota będzie zależała od poziomu zrealizowanej wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału w odpowiednim czasie. Wszystkie poziomy progowe będą uwzględniały koszt zadeklarowanego kapitału, ustalonego zgodnie z modelem:
- HPC opracowanym przez IUK według arkusza DECC Output;
- (A) jeśli zrealizowana wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału będzie wyższa niż wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału w modelu, w którym uwzględniono koszt zadeklarowanego kapitału (11,4 % w ujęciu nominalnym, jak w modelu:

HPC opracowanym przez IUK [...] według arkusza DECC Output, dostarczonego Komisji w dniu 19 września 2014 r.), ale niższa od wartości progowej w pkt B poniżej lub równa tej wartości, wszelkie zyski powyżej progu wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału zostaną podzielone i kontrahentowi KTR przekazane zostanie 30 %;

  - (B) jeśli zrealizowana wewnętrzna stopa zwrotu będzie wyższa niż (i) 13,5 % (nominalnie); i (ii) 11,5 % (w ujęciu realnym, z uwzględnieniem inflacji mierzonej ICK), wszelkie zyski powyżej tego progu zostaną podzielone i kontrahentowi KTR przekazane zostanie 60 %.
- 1.3. Mechanizmy nie będą uwzględniać danych podwójnie.

- 1.4. Poniżej przedstawiono szczegółowo sposób działania formuł. Dodatkowo przewidziany jest pakiet warunków, które mają wesprzeć te zobowiązania, mogących obejmować zabezpieczenia.

## 2. Odpowiedni mechanizm – formuła zysków z projektu

- 2.1. Jeśli po pierwszym uruchomieniu formuły zysków z projektu w dowolnym okresie będzie potrzebny kolejny zastrzyk kapitałowy, zostanie on uwzględniony przy obliczaniu zysków posiadaczy kapitału.
- 2.2. Formuła zysków z projektu obejmuje zyski powyżej odpowiedniego progu (określonego w pkt 1.2 powyżej), powstałe w wyniku osiągnięcia wyników projektu, które są lepsze od pierwotnych założeń wariantu podstawowego.
- 2.3. Aby stwierdzić, czy w jakimś okresie osiągnięto którykolwiek z progów, zostanie obliczona aktualna wartość zakumulowana wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału z użyciem uaktualnionego modelu finansowego w czasie trwania projektu. Obliczenia udziału w zyskach kapitałowych zostaną uruchomione w tym samym okresie, w którym osiągnięto jeden z progów.
- 2.4. Po uruchomieniu formuły zysków z projektu kontrahent KTR będzie uprawniony do uzyskania odpowiedniego procenta wypłat dla posiadaczy kapitału w tym okresie oraz wszystkich przyszłych okresach (do momentu osiągnięcia następnego progu, gdy procent udziału zostanie odpowiednio skorygowany).
- 2.5. Uprawnienie kontrahenta KTR do zysków posiadaczy kapitału będzie obowiązywało przez cały okres trwania projektu HPC od momentu pierwszego uruchomienia formuły zysków z projektu.

## 3. Odpowiedni mechanizm – formuła sprzedaży kapitału

- 3.1. Mechanizm udziału w zyskach kapitałowych będzie również uruchomiony przez bezpośrednią lub pośrednią sprzedaż udziałów lub pożyczek udziałowców (w stosownych przypadkach) przez pierwotnych udziałowców NNBG w dowolnej chwili podczas trwania projektu HPC. Oto przewidziane etapy:
  - (A) Etap 1 – W odniesieniu do każdego inwestora ustalenie zastrzyku kapitałowego w wariantie podstawowym oraz ceny (zgodnie z danymi pobranymi z odpowiedniego modelu finansowego).
  - (B) Etap 2 – Po sprzedaży lub zbyciu transzy kapitału przez inwestora ustalenie wewnętrznej stopy zwrotu ze sprzedaży kapitału osiągniętej na danej transakcji.
  - (C) Etap 3 – Wewnętrzna stopa zwrotu zrealizowana przez inwestora sprzedającego transzę kapitału zostaje obliczona z uwzględnieniem rzeczywistych wpływów brutto z sprzedaży lub zbycia transzy kapitału, rzeczywistego zastrzyku kapitałowego proporcjonalnego do wspomnianej transzy oraz poprzednich dywidend bądź spłat odsetek od pożyczek udziałowców oraz spłat kwoty głównej (proporcjonalnie do transzy kapitału podlegającego sprzedaży lub zbyciu) na rzecz inwestora spoza NNBG.
  - (D) Etap 4 – Jeśli wewnętrzna stopa zwrotu ze sprzedaży kapitału przekracza którykolwiek z progów określonych w pkt 1.2 powyżej, udział w zyskach kapitałowych zostanie obliczony w sposób wskazany poniżej.
  - (E) Etap 5 – Obliczenie teoretycznej kwoty, która zostałaby zrealizowana przez udziałowca w tej samej transakcji sprzedaży kapitału, która – gdyby została użyta do obliczenia wewnętrznej stopy zwrotu z kapitału jak na etapie 3 – spowodowałaby zrealizowanie stopy równej odpowiedniemu progowi.
  - (F) Etap 6 – (Ewentualna) dodatnia różnica między kwotą rzeczywistych wpływów ze sprzedaży użytą na etapie 3 a kwotą teoretycznych wpływów ze sprzedaży kapitału obliczoną na etapie 5 stanowi nadwyżkę zysku kapitałowego i zostanie podzielona między udziałowców NNBG oraz kontrahenta KTR.
- 3.2. Powyższe obliczenia są przeprowadzane dla każdej transakcji sprzedaży lub zbycia kapitału niezależnie od wcześniejszych tego typu transakcji, bez względu na to, czy we wcześniejszych transakcjach doszło do podziału i przekazania części zysków na rzecz kontrahenta KTR.
- 3.3. Sprzedaż lub zbycie kapitału przez inwestorów wtórnych (tj. tych, którzy sprzedali bądź nabyli kapitał na warunkach rynkowych od inwestorów pierwotnych) będą wyłączone z tej formuły, jeśli tacy inwestorzy wtórni mieliby dokonać sprzedaży bądź zbycia tego kapitału („kapitału wtórnego”).

#### 4. Przepisy wspierające mechanizmy udziału w zyskach kapitałowych

- 4.1. Przepisy przeciwdziałające unikaniu zobowiązań zagwarantują, że transakcje nie podważą założeń formuły zysków z projektu oraz formuły sprzedaży kapitału.
- 4.2. W celu wsparcia formuł udziału w zyskach kapitałowych zostaną opracowane przepisy zapewniające dokonywanie płatności na rzecz kontrahenta KTR w okolicznościach, w których nastąpiło naruszenie formuły zysków z projektu bądź formuły sprzedaży kapitału lub wystąpiło naruszenie zasad unikania zobowiązań.

#### 5. Spory

Wszelkie spory w odniesieniu do mechanizmu udziału w zyskach kapitałowych będą rozstrzygane według podobnej procedury rozstrzygnięcia sporów, jaka została określona w kontrakcie HPC.

### MECHANIZM UDZIAŁU W ZYSKACH BUDOWLANYCH

#### 1. Opis klauzuli

- 1.1. Mechanizm udziału w zyskach budowlanych ma za zadanie podział oszczędności, zastosowany przez ograniczenie kursu wykonania w przypadkach, gdy budowa odbywa się po niższych kosztach, niż prognozowano w uzgodnionym modelu finansowym do projektu HPC. Ten mechanizm działa jednokierunkowo. Nie zwiększa się kursu wykonania, jeśli koszty budowy są wyższe od prognozowanych.
- 1.2. Wstępne obliczanie udziału w zyskach odbędzie się w jednym z następujących terminów, w zależności od tego, który wystąpi najwcześniej: (i) dzień przypadający sześć miesięcy po dniu uruchomienia reaktora drugiego; (ii) dokładnie dziesięć lat po dniu uruchomienia reaktora pierwszego; (iii) dzień (o ile to nastąpi) po uruchomieniu reaktora pierwszego, w którym strony uzgodnią, że reaktor drugi nie zostanie uruchomiony na czas. Ostateczne obliczenie udziału w zyskach odbędzie się dokładnie sześć lat po dacie wstępnego obliczenia udziału w zyskach (lub wcześniej, jeśli wszystkie roszczenia dotyczące budowy zostaną rozliczone).
- 1.3. Poniżej przedstawiono szczegółowo sposób funkcjonowania formuł.

#### 2. Odpowiedni mechanizm

- 2.1. Nie wcześniej niż na określony okres przed datą wstępnego uzgodnienia oraz datą ostatecznego uzgodnienia NNBG przedstawi kontrahentowi KTR pisemne sprawozdanie.
- 2.2. Każde sprawozdanie:
  - 2.2.1. określa, na odpowiednim poziomie szczegółowości:
    - a) zagregowaną kwotę kosztów budowy do dnia sprawozdania, wyrażoną w funtach szterlingach;
    - b) uzasadnioną prognozę zagregowanej kwoty kosztów budowy, które mają być poniesione, pokryte lub naliczone przez NNBG, wyrażoną w funtach szterlingach, przy założeniu, że takie koszty budowy będą ograniczone do kosztów zasadnie i właściwie poniesionych, pokrytych lub naliczonych przez NNBG w taki sposób, aby spełnione były wymagania regulacyjne, bez ponoszenia nadmiernych kosztów i wydatków;
    - c) rzeczywiste harmonogramy budowy NNBG;
    - d) szacowane harmonogramy budowy NNBG za dowolny okres po dniu odpowiedniego sprawozdania;
  - 2.2.2. dokumentuje, na odpowiednim poziomie szczegółowości, że podjęto kroki, aby ograniczyć kwotę prognozowanych kosztów budowy, które mają zostać poniesione, pokryte lub naliczone przez NNBG, do tych kosztów budowy, które zostałyby zasadnie i właściwie poniesione, pokryte lub naliczone przez NNBG, aby spełnić wymagania regulacyjne, bez ponoszenia nadmiernych kosztów i wydatków;
  - 2.2.3. jeśli sprawozdanie lub dowolna jego część zostały przygotowane przez osoby trzecie lub z ich pomocą, zawiera ono dane tych osób trzecich i kopie sprawozdań przez nie opracowanych; oraz
  - 2.2.4. wyników korektę (w razie potrzeby) kursu wykonania.
- 2.3. Sprawozdanie obejmie odpowiednie informacje potwierdzające oraz będzie mu towarzyszyć poświadczenie informacji w nim zawartych, wystawione przez dyrektorów.
- 2.4. Kontrahent KTR może wymagać od NNBG dalszych informacji potwierdzających w określonym okresie. Jeśli kontrahent KTR zażąda takich informacji, NNBG musi je dostarczyć w określonym czasie od daty żądania.



- 2.5. Kontrahent KTR powiadomi NNBG, czy przyjmuje sprawozdanie dostarczone przez NNBG w określonym czasie. Jeśli NNBG i kontrahent nie osiągną porozumienia, każda ze stron może przekazać sprawę do niezależnego rozstrzygnięcia.
  - 2.6. Jeśli NNBG nie przedstawi kontrahentowi KTR sprawozdania, kontrahent KTR może uzyskać opinię od niezależnej firmy skupiającej konsultantów ds. kosztów co do kosztów i harmonogramów budowy, i ta opinia zostanie użyta w zamian.
  - 2.7. NNBG zapewni kontrahentowi KTR i jego specjalistycznym doradcom (w tym konsultantom ds. kosztów) taką pomoc, jakiej kontrahent KTR może zasadnie zażądać do celów przeglądu sprawozdania i zweryfikowania kosztów budowy.
  - 2.8. Model finansowy zostanie zaktualizowany o zweryfikowane koszty i harmonogramy budowy, zgodnie z ustaleniami w sprawozdaniu lub informacjami przekazanymi przez konsultantów ds. kosztów, oraz uruchomiony ponownie w celu określenia zweryfikowanego kursu wykonania. Różnica między kursami wykonania uzyskanymi przez uruchomienie modelu finansowego z użyciem prognozowanych kosztów i harmonogramu budowy oraz ponowne uruchomienie z zastosowaniem zweryfikowanych wartości kosztów i harmonogramu budowy stanowi wielkość zysku budowlanego, wyrażonego w GBP/MWh. Kontrahent KTR będzie uprawniony do otrzymania 50 % zysku budowlanego określonego w powyższy sposób (przy czym udział ten zostanie zwiększony do 75 % w odniesieniu do zysków budowlanych przekraczających [...] GBP (nominalnie)), przez obniżenie aktualnego kursu wykonania o tę kwotę.
  - 2.9. Jeśli w dowolnej chwili między datą wstępnego i ostatecznego uzgodnienia NNBG zidentyfikuje koszty lub harmonogramy budowy, które nie zostały użyte w uaktualnieniu modelu, a które skutkują oszczędnościami w odniesieniu do kosztów budowy, NNBG może postanowić o dokonaniu na rzecz kontrahenta KTR płatności okresowych w kwocie równej całości lub części dodatkowych oszczędności kosztów.
-