

DECYZJA KOMISJI (UE) 2022/258

z dnia 21 lutego 2022 r.

w sprawie przyznania Republice Greckiej odstępstwa od niektórych przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 w odniesieniu do Krety*(notyfikowana jako dokument nr C(2022) 1140)***(Jedynie tekst w języku greckim jest autentyczny)****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej ⁽¹⁾, w szczególności jego art. 64,uwzględniając dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE ⁽²⁾, w szczególności jej art. 66,

a także mając na uwadze, co następuje:

1. PROCEDURA

- (1) W dniu 3 czerwca 2021 r. Republika Grecka („Grecja”) zwróciła się do Komisji o przyznanie odstępstwa („wniosek”) w odniesieniu do wyspy Kreta zgodnie z art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944. We wniosku zwrócono się o przyznanie odstępstwa od art. 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10, 11 i 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz od art. 40 ust. 4–7 dyrektywy (UE) 2019/944 na ograniczony okres, tj. do dnia 31 grudnia 2023 r.
- (2) W dniu 1 lipca 2021 r. Komisja Europejska opublikowała wniosek na swojej stronie internetowej ⁽³⁾ i zachęciła państwa członkowskie i zainteresowane strony do przedstawiania uwag do dnia 12 sierpnia 2021 r.

2. WYSPA KRETA

- (3) Grecka wyspa Kreta położona jest na Morzu Śródziemnym, na południe od kontynentalnej części Grecji. Do dnia 3 lipca 2021 r. działał tam autonomiczny system elektroenergetyczny niepołączony z kontynentalnym krajowym systemem elektroenergetycznym.
- (4) W następstwie decyzji Komisji 2014/536/UE ⁽⁴⁾, na podstawie której przyznano Grecji odstępstwo od niektórych przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE ⁽⁵⁾, Kretę uznano za mały system wydzielony w rozumieniu art. 2 pkt 42 dyrektywy (UE) 2019/944. Aktywa związane z wysokim napięciem na Krecie należą do Public Power Cooperation S.A. („PPC S.A.”) i są eksploatowane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego („HEDNO S.A.”). Ponieważ wyspa nie jest połączona z Grecją kontynentalną, Kreta nie mogła być częścią greckich rynków dnia następnego, dnia bieżącego i bilansujących uruchomionych w listopadzie 2020 r.

⁽¹⁾ Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54.

⁽²⁾ Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 125.

⁽³⁾ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf

⁽⁴⁾ Decyzja Komisji 2014/536/UE z dnia 14 sierpnia 2014 r. w sprawie przyznania Republice Greckiej odstępstwa od niektórych przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE (notyfikowana jako dokument nr C(2014) 5902) (Dz.U. L 248 z 22.8.2014, s. 12).

⁽⁵⁾ 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).

- (5) Zgodnie z art. 4 decyzji Komisji 2014/536/UE przewidziane odstępstwa nie obowiązują w przypadku małych systemów wydzielonych i mikrosystemów wydzielonych po ich połączeniu z systemem wzajemnie połączonym. Niezależnie od tego z dniem 1 stycznia 2017 r. władze greckie zakończyły odstępstwo przyznane na mocy tej decyzji w odniesieniu do Krety ⁽⁶⁾.

System elektroenergetyczny

- (6) Grecja priorytetowo potraktowała przyłączenie Krety do sieci kontynentalnego systemu elektroenergetycznego jako projekt o dużym znaczeniu, aby zapewnić Krecie bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej. W szczególności przyłączenie Krety do sieci, zatwierdzone przez grecki organ regulacyjny („RAE”) w ramach dziesięcioletnich planów rozwoju sieci, które obejmują odpowiednio lata 2017–2026, 2018–2027 i 2019–2028, ma być realizowane w dwóch etapach.
- (7) Pierwszy etap („faza I”) dotyczy przyłączenia do sieci zachodniej części Krety (prefektura Chania) do półwyspu Peloponez liniami HVAC o nominalnej zdolności przesyłowej wynoszącej około 150 MW. W związku z tym oczekuje się, że wraz z zakończeniem fazy I pokryta zostanie jedynie część zapotrzebowania Krety na energię elektryczną (około jedna trzecia zużycia energii elektrycznej na Krecie, czyli szczytowa wartość 710 MW i roczne zużycie 3TWh), co nie spowoduje zintegrowania Krety jako części w pełni wzajemnie połączonej z greckim systemem elektroenergetycznym. Oczekuje się, że połączenie wzajemne między kontynentalnym systemem elektroenergetycznym a Kretą będzie działać na poziomie maksymalnej mocy tego połączenia lub blisko niej, biorąc pod uwagę, że jego moc nie pokrywa w pełni zapotrzebowania Krety, a energia elektryczna będzie importowana na Kretę za pomocą systemu wzajemnie połączonego ze względu na niższe koszty wytwarzania. Działania w ramach projektu rozpoczęto dnia 3 lipca 2021 r. ⁽⁷⁾ (okres próbny) i kontynuowano od dnia 1 listopada 2021 r. ⁽⁸⁾ (okres komercyjny).
- (8) Drugi etap („faza II”) odnosi się do wzajemnego połączenia centralnej części Krety (prefektura Heraklion) z Grecją kontynentalną (region Attyka) za pomocą dwóch kabli HVDC o nominalnej zdolności przesyłowej wynoszącej około 1 000 MW. Oczekuje się, że pod koniec fazy II wyspa Kreta będzie w pełni wzajemnie połączona z kontynentalnym systemem przesyłu energii elektrycznej, a zapotrzebowanie na energię elektryczną na wyspie zostanie w pełni pokryte. Oczekuje się, że kable wykorzystane w fazie II zaczną działać do 2023 r.
- (9) Grecja wyjaśnia, że przed rozpoczęciem komercyjnej eksploatacji połączenia wzajemnego opracowanego w fazie I sieć elektroenergetyczna wysokiego napięcia na Krecie miała zostać przekazana greckiemu operatorowi systemu przesyłowego („IPTO S.A.”), który odtąd będzie właścicielem tych aktywów i będzie je eksploatować. HEDNO S.A. nie będzie już eksploatować sieci wysokiego napięcia na Krecie, ale będzie nadal obsługiwać sieci niskiego i średniego napięcia. Wspomniane przekazanie miało miejsce w dniu 1 sierpnia 2021 r., przed rozpoczęciem komercyjnej eksploatacji w ramach fazy I połączenia wzajemnego między Kretą a greckim systemem kontynentalnym.

Rynek energii elektrycznej na Krecie

- (10) Obecnie producenci i dostawcy na wyspie Kreta nie składają żadnych ofert na rynku greckim, a jednostki są dysponowane zgodnie z minimalnymi kosztami zmiennymi. Hurtowy kurs rozliczeniowy energii elektrycznej na Krecie oblicza się w ujęciu miesięcznym w oparciu o koszty zmienne i całkowite konwencjonalnych jednostek energetycznych, tj. jednostek PPC, ponieważ operator zasiedziały jest jedynym na wyspie producentem energii ze źródeł konwencjonalnych. Ponadto istnieje kilku producentów energii ze źródeł odnawialnych, którzy posiadają stałą taryfę zgodnie z umową zakupu energii elektrycznej lub stałą taryfę w zależności od daty rozpoczęcia eksploatacji każdej jednostki.
- (11) W okresie od zakończenia fazy I do zakończenia fazy II, tj. do czasu pełnego połączenia międzysystemowego Krety z greckim kontynentalnym systemem elektroenergetycznym („okres przejściowy”), połączenie sieci między Kretą a kontynentalnym systemem elektroenergetycznym będzie dotknięte strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi. Bez odstępstwa możliwe są dwa następujące warianty:

⁽⁶⁾ Art. 137 A ustawy 4001/2011 (Monitor Rządowy A 179/22.8.2011).

⁽⁷⁾ Zob. art. 108B ustawy 4001/2011 (Monitor Rządowy A 179/22.8.2011) dodany na mocy art. 106 ustawy 4821/2021 (Monitor Rządowy A 134/31.7.2021).

⁽⁸⁾ Zgodnie z art. 108C ustawy 4001/2011 dodanym na mocy art. 107 ustawy 4821/2021, greckiego operatora systemu przesyłowego IPTO S.A. zobowiązano do przeprowadzenia pełnego wzajemnego połączenia Krety (faza I) najpóźniej do dnia 30 września 2021 r. Termin ten został jednak przesunięty na dzień 1 listopada 2021 r. decyzją RAE nr 734/28.09.2021 (Monitor Rządowy B 4633/6.10.2021).

- a) włączenie Krety do greckiego obszaru rynkowego na hurtowym rynku energii elektrycznej, co wiązałoby się z wysokimi kosztami redysponowania, szacowanymi przez IPTO S.A. na podstawie danych z 2019 r. na około 240 mln EUR rocznie;
 - b) włączenie Krety do hurtowego rynku energii elektrycznej jako odrębnego obszaru rynkowego. To rozwiązanie wydaje się nie być zgodne z zasadą zrównoważoności w krótkim okresie, ponieważ zakończenie fazy II, która ma trwać dwa lata, powinno zmniejszyć wszelkie strukturalne ograniczenia przesyłowe między siecią elektroenergetyczną Krety a grecką kontynentalną siecią elektroenergetyczną.
- (12) Ponadto na Krecie brakuje odpowiedniej infrastruktury pomiarowej umożliwiającej właściwą integrację z greckim rynkiem hurtowej energii elektrycznej przed 2023 r.
- (13) Obecnie rynek detaliczny na Krecie jest otwarty dla wszystkich dostawców działających na rynku greckim, z których dwudziestu prowadzi działalność na Krecie. Zważywszy, że koszty wytwarzania energii elektrycznej na wyspie Kreta są wyższe niż koszty greckiego wzajemnie połączonego systemu elektroenergetycznego, Grecja, ze względu na spójność społeczną, wybrała stosowanie przez dostawców jednolitej taryfy dla każdej kategorii odbiorców na całym swoim terytorium.

3. ODSTĘPSTWA, KTÓRYCH DOTYCZY WNIOSEK

- (14) Wnioskowane odstępstwa od art. 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10, 11 i 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz art. 40 ust. 4–7 dyrektywy (UE) 2019/944 mają na celu znalezienie rozwiązania dotyczącego funkcjonowania rynków energii elektrycznej: dnia następnego, dnia bieżącego i bilansującego na Krecie. Takie rozwiązanie miałoby zastosowanie w okresie przejściowym przypadającym na połączenie międzysystemowe Krety z greckim kontynentalnym systemem elektroenergetycznym. Odstępstwa te wygasną zatem wraz z zakończeniem fazy II (*).
- (15) Wnioskodawca proponuje zastosowanie w okresie przejściowym „modelu hybrydowego”, zgodnie z którym połączenie wzajemne między Kretą a greckim kontynentalnym systemem elektroenergetycznym będzie traktowane jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia (UE) 2019/943. Podmiot ten będzie przez większość czasu stanowić, z punktu widzenia Krety – wirtualną jednostkę wytwarzającą energię elektryczną oraz, z punktu widzenia Grecji kontynentalnej – wirtualne obciążenie, importując energię elektryczną z Grecji kontynentalnej na Kretę. Przepływ ten mógłby zostać odwrócony w przypadku wysokiej produkcji energii ze źródeł odnawialnych na Krecie, przekraczającej jej obciążenie, aby uniknąć jakiegokolwiek ograniczenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie połączenia międzysystemowego Krety fizycznie podłączy się do greckiego systemu kontynentalnego po stronie wysokiego napięcia podstacji Chania. Energia elektryczna wycofana przez ten podmiot z greckiego systemu kontynentalnego lub zatłoczona do tego systemu będzie rejestrowana przez infrastrukturę pomiarową podstacji HV Chania.
- (16) Po konsultacjach publicznych, które odbyły się w okresie 25 maja – 9 czerwca 2021 r., RAE oceniła możliwe sposoby uczestnictwa wirtualnego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w rynku obejmującym grecki kontynentalny system elektroenergetyczny.
- (17) W proponowanym modelu hybrydowym grecka giełda energii elektrycznej HEnEX składałaby w imieniu uczestników rynku energii elektrycznej z Krety wiążące cenowo oferty na energię elektryczną na greckim rynku hurtowym dnia następnego i dnia bieżącego, zgodnie z prognozami *ex ante* obliczonymi przez IPTO S.A. i HEDNO S.A. Grecja proponuje dwa warianty, które RAE poddało konsultacjom publicznym przeprowadzonym w okresie 25 maja – 9 czerwca 2021 r. W tych dwóch wariantach szczegółowo określono, w jaki sposób można w praktyce przeprowadzić przetargi, z oddzieleniem obciążenia od wytwarzania lub bez takiego rozdziału. Chodzi o następujące dwa warianty:
- a) Wariant 1: priorytetowe zlecenia z narzuconą ceną kupna lub sprzedaży, które wyraźnie odpowiadają ilości energii elektrycznej potrzebnej do tego, aby podmiot odpowiedzialny za bilansowanie mógł dokonać połączenia międzysystemowego Krety, będą składane przez HEnEX w imieniu odnotowujących obciążenia przedstawicieli dostarczających energię elektryczną konsumentom końcowym na Krecie, zgodnie z procentowym wskaźnikiem dostaw realizowanych przez tych przedstawicieli obliczanym *ex ante* co miesiąc przez HEDNO S.A. – w odniesieniu do prognozowanego importu na Kretę z Grecji kontynentalnej lub przez Operatora Odnawialnych Źródeł Energii i Gwarancji Pochodzenia („DAPEEP”) – w odniesieniu do energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w rzadkich przypadkach prognozowanego eksportu z Krety do Grecji kontynentalnej;

(*) Grecja nie zwróciła się do Komisji o przyznanie odstępstwa od art. 51 rozporządzenia (UE) 2019/943 (Certyfikacja operatorów systemów przesyłowych) ani od przepisów rozdziału VI dyrektywy (UE) 2019/944 (Rozdział operatorów systemów przesyłowych). Grecja oświadcza bowiem, że aktywa wysokiego napięcia na wyspie Kreta, obecnie należące do PPC i eksploatowane przez HEDNO S.A., zostaną przeniesione na operatora systemu przesyłowego IPTO S.A., który odąd będzie wykonywał uprawnienia właścicielskie oraz zajmie się eksploatacją tych aktywów. Wspomniane przekazanie miało miejsce w dniu 1 sierpnia 2021 r., przed rozpoczęciem komercyjnej eksploatacji w ramach fazy I połączenia wzajemnego między Kretą a greckim systemem kontynentalnym.

- b) Wariant 2: priorytetowe zlecenia z narzuconą ceną kupna lub sprzedaży dotyczące całego lokalnego obciążenia i wytwarzania Krety będą składane przez HEnEX w imieniu przedstawicieli odnotowujących obciążenia zgodnie z ich procentowym wskaźnikiem dostaw obliczonym *ex ante* co miesiąc przez HEDNO S.A. oraz w imieniu producentów energii ciepłej z uwzględnieniem grafików energetycznych określonych przez IPTO S.A. na podstawie wyników uproszczonego grafiku dysponowania oraz przez DAPEEP – w odniesieniu do prognozowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Uczestnicy rynku na Krecie byliby obciążani *ex post* rozliczeniami finansowymi niezbilansowań na podstawie porównania grafiku połączenia wzajemnego i przepływomierza oraz klucza podziału obliczonego przez HEDNO S. A.

- (18) W trakcie konsultacji publicznych przeprowadzonych przez RAE otrzymano 11 odpowiedzi ⁽¹⁰⁾. Na podstawie ich wyników i wniosku większości respondentów, aby zminimalizować skutki finansowe wariantu, który ma zostać wdrożony, w odniesieniu do wymaganych gwarancji i zabezpieczeń finansowych, RAE wybrała w czerwcu 2021 r. wdrożenie wariantu 2.
- (19) W celu wdrożenia hybrydowego modelu przewidzianego w wariantcie 2 w odniesieniu do funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej na Krecie i bilansowania, który to model miałby zastosowanie w okresie przejściowym, Grecja wnosi o odstępstwo od niektórych wymogów określonych w rozporządzeniu (UE) 2019/943 i dyrektywie (UE) 2019/944 w odniesieniu do systemu Krety.

3.1. Odstępstwo na podstawie art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (20) Grecja uważa, że proponowany model hybrydowy jest zgodny z zasadami regulującymi funkcjonowanie rynków energii elektrycznej, jak przewidziano w art. 3 rozporządzenia (UE) 2019/943. Z tego powodu wnioskowane odstępstwa nie obejmują art. 3 tego rozporządzenia.

3.1.1. Art. 6 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (21) W art. 6 rozporządzenia (UE) 2019/943 określono zasady dotyczące rynku bilansującego. Grecja wnosi o odstępstwo od tego artykułu w odniesieniu do Krety, ponieważ w modelu hybrydowym nie będzie funkcjonował żaden rynek bilansujący.

3.1.2. Art. 7 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (22) Art. 7 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 odnosi się do organizacji zarządzania zintegrowanymi rynkami dnia następnego i dnia bieżącego przez operatorów systemów przesyłowych (OSP) i wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO), zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 ⁽¹¹⁾. Grecja wnosi o odstępstwo od tego artykułu w odniesieniu do Krety, ponieważ w modelu hybrydowym nie będzie funkcjonował żaden rynek dnia bieżącego ani dnia następnego.

3.1.3. Art. 8 ust. 1 i 4 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (23) W art. 8 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 nałożono na NEMO obowiązek umożliwienia uczestnikom rynku obrotu energią w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego i przynajmniej do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego. W art. 8 ust. 4 tego rozporządzenia ustanowiono obowiązek ustalenia okresu rozliczania niezbilansowania na 15 minut we wszystkich obszarach grafikowych. Grecja wnosi o odstępstwo od tych artykułów w odniesieniu do Krety, ponieważ model hybrydowy nie obejmuje obrotu na rynku dnia następnego i dnia bieżącego ani 15-minutowego okresu rozliczania niezbilansowania w przypadku Krety.

3.1.4. Art. 9 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (24) Art. 9 rozporządzenia (UE) 2019/943 odnosi się do rynków terminowych. Grecja wnosi o odstępstwo od tego artykułu w odniesieniu do Krety, ponieważ w modelu hybrydowym nie będzie funkcjonował żaden rynek terminowy.

⁽¹⁰⁾ Odpowiedzi nieopatrzone klauzulą poufności są dostępne na stronie internetowej RAE.

⁽¹¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

3.1.5. Art. 10 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (25) Art. 10 rozporządzenia (UE) 2019/943 odnosi się do technicznych limitów cenowych. Grecja wnosi o odstępstwo od tego artykułu w związku z tym, że w modelu hybrydowym Kreta nie będzie w pełni zintegrowana z greckim hurtowym rynkiem energii elektrycznej, a w odniesieniu do Krety można składać zlecenia z narzuconą ceną.

3.1.6. Art. 11 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (26) Art. 11 rozporządzenia (UE) 2019/943 odnosi się do określenia wartości niedostarczonej energii. Biorąc pod uwagę, że Kreta nie byłaby uważana za odrębny obszar rynkowy ani za obszar rynkowy w pełni zintegrowany z greckim obszarem rynkowym, Grecja wnosi o odstępstwo od tego artykułu w odniesieniu do Krety.

3.1.7. Art. 13 rozporządzenia (UE) 2019/943

- (27) Art. 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 odnosi się do redysponowania. Biorąc pod uwagę, że na Krecie nie funkcjonuje rynek bilansujący, co oznacza brak stosowania zasad redysponowania, Grecja wnosi o odstępstwo od tego artykułu w odniesieniu do Krety.

3.2. Odstępstwo na podstawie art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944

3.2.1. Art. 5 dyrektywy (UE) 2019/944

- (28) W swoim wniosku Grecja wniosła o odstępstwo od podstawowej zasady rynkowych cen dostaw energii elektrycznej zgodnie z art. 5 ust. 3 dyrektywy (UE) 2019/944. Wniosek ten wycofano w dniu 15 lipca 2021 r. W związku z tym w niniejszej decyzji nie jest wymagana dalsza analiza.

3.2.2. Art. 40 ust. 4, 5, 6 i 7 dyrektywy (UE) 2019/944

- (29) W art. 40 dyrektywy (UE) 2019/944 określono zadania operatorów systemów przesyłowych W ust. 4–7 tego artykułu określono zasady udzielania zamówień na usługi pomocnicze, w tym usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości. Ze względu na brak funkcjonowania na Krecie rynku bilansującego i rynkowego udzielania zamówień na usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości, Grecja wnosi o odstępstwo od art. 40 ust. 4–7 w odniesieniu do zadań OSP, które mają zastosowanie do Krety.

3.3. Czas trwania odstępstwa, którego dotyczy wniosek

- (30) Grecja wnosi o odstępstwo na czas trwania okresu przejściowego, począwszy od uruchomienia fazy I spodziewanego w drugim kwartale 2021 r., aż do uruchomienia fazy II spodziewanego do końca 2023 r.

4. UWAGI OTRZYMANE W OKRESIE KONSULTACJI

- (31) W trakcie konsultacji Komisja otrzymała uwagi od władz bułgarskich, które poinformowały, że nie zgłaszają zastrzeżeń wobec wniosku o odstępstwo złożonego przez Grecję.

5. OCENA

- (32) Zgodnie z art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 odstępstwo od odpowiednich przepisów art. 3 i 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10 i 11, art. 14–17, art. 19–27, art. 35–47 i art. 51 tego rozporządzenia może zostać przyznane, jeśli państwo członkowskie jest w stanie wykazać, że doświadcza istotnych problemów w eksploatacji swoich małych systemów połączonych.

- (33) Zgodnie z art. 66 dyrektywy (UE) 2019/944 odstępstwo od stosownych przepisów art. 7 i 8 i rozdziału IV, V i VI tej dyrektywy może zostać przyznane, jeśli państwo członkowskie jest w stanie wykazać, że istnieją istotne problemy w działaniu ich małych systemów wydzielonych i małych systemów połączonych. O przyznanie odstępstwa od art. 4, 5 i 6 tej dyrektywy mogą się także zwrócić małe systemy wydzielone.

- (34) Z wyjątkiem regionów najbardziej oddalonych odstępstwo ma być ograniczone w czasie i podlegać warunkom, które mają na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej.
- (35) Ponadto odstępstwo ma na celu zapewnienie, aby nie utrudniało ono przejścia na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.

5.1. Małe systemy połączone

- (36) Rozporządzenie (UE) 2019/943 nie przewiduje uogólnionych automatycznych odstępstw dla małych systemów połączonych ani małych systemów wydzielonych. Niezależnie zatem od dużego zróżnicowania pod względem wielkości i właściwości technicznych systemów elektroenergetycznych w Unii wszystkie takie systemy mogą i powinny być eksploatowane zgodnie z pełnymi ramami regulacyjnymi.
- (37) W art. 64 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 przewidziano jednak odstępstwo od stosowania niektórych przepisów tego rozporządzenia, jeżeli państwa członkowskie wykażą, między innymi, że stosowanie tych przepisów do małych systemów połączonych mogłoby prowadzić do istotnych problemów w ich eksploatacji, w szczególności ze względu na warunki geograficzne lub profile popytu istotne dla danych systemów.
- (38) W art. 2 pkt 43 dyrektywy (UE) 2019/944 zdefiniowano „mały system połączony” jako „system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym więcej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami”.
- (39) Wyspa Kreta stanowi mały system połączony, ponieważ jej zużycie w 1996 r. było poniżej progu 3 000 GWh. Po zakończeniu fazy I około jedna trzecia rocznego zużycia na Krecie zostanie objęta połączeniem międzysystemowym z greckim kontynentalnym systemem elektroenergetycznym.
- (40) W związku z tym wraz z zakończeniem fazy I Kreta kwalifikuje się jako mały system połączony w rozumieniu art. 64 ust. 1 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/943.

5.2. Istotny problem w eksploatacji systemu

- (41) Termin „istotne problemy”, o którym mowa w art. 64 ust. 1 lit. a) rozporządzenia (UE) 2019/943, nie został zdefiniowany ani przez prawodawcę, ani przez Komisję w jej praktyce decyzyjnej. Otwarte sformułowanie pozwala Komisji na uwzględnienie wszystkich potencjalnych problemów związanych ze szczególną sytuacją małych systemów, pod warunkiem że problemy te są istotne, a nie jedynie marginalne. Problemy takie mogą się znacznie różnić w zależności od specyfiki geograficznej, produkcji i zużycia danego systemu, ale także w zależności od rozwoju technicznego np. magazynowania energii elektrycznej i wytwarzania małych ilości. Ponadto te istotne problemy muszą dotyczyć eksploatacji małych systemów wydzielonych i małych systemów połączonych.
- (42) Grecja zwraca uwagę na następujące problemy związane z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej na Krecie w przypadku pełnej integracji uczestników rynku energii elektrycznej z Krety z greckimi rynkami energii elektrycznej działającymi w kontynentalnym systemie wzajemnie połączonym, poprzez rozszerzenie greckiego obszaru rynkowego na Kretę lub utworzenie nowego obszaru rynkowego na Krecie:
- a) niedoskonałości infrastruktury pomiarowej nie pozwolą na pełne uczestnictwo uczestników rynku z Krety w greckich rynkach energii elektrycznej: dnia następnego, dnia bieżącego i bilansującego. W szczególności nie wprowadzono niezbędnych systemów pomiarowych i nie będą one gotowe przed 2023 r.;
 - b) nowe połączenie wzajemne (faza I) musi być gotowe do użytku od dnia jego uruchomienia, aby uniknąć dodatkowych kosztów po stronie greckich konsumentów. Wymiana energii elektrycznej na tym połączeniu wzajemnym zmniejszy bowiem wytwarzanie z najdroższych jednostek ciepłych na Krecie, zmniejszając tym samym całkowity koszt energii elektrycznej dostarczanej na Kretę i odpowiednią opłatę z tytułu obowiązku świadczenia usługi publicznej częściowo ponoszoną przez greckich konsumentów. Zmniejszyłoby to również emisje CO₂;

- c) połączenie wzajemne będące skutkiem zakończenia fazy I będzie wykorzystywane w swojej maksymalnej dostępnej zdolności i oczekuje się, że wystąpią na nim ograniczenia przesyłowe przez większość czasu do zakończenia fazy II. Pełne stosowanie rozporządzenia (UE) 2019/943 i dyrektywy (UE) 2019/944 doprowadziłyby do integracji Krety z rynkami energii elektrycznej za pośrednictwem jednego lub dwóch obszarów rynkowych, co doprowadziłoby do następujących dwóch scenariuszy:
- jeden obszar rynkowy: integracja Krety z hurtowym rynkiem energii elektrycznej za pośrednictwem greckiego kontynentalnego obszaru rynkowego oznaczałaby wysokie koszty redysponowania, szacowane przez IPTO S.A. na około 240 mln EUR rocznie według danych z 2019 r., które to koszty mają być częściowo ponoszone przez greckich konsumentów,
 - dwa obszary rynkowe: integracja Krety, jako odrębnego obszaru rynkowego, z hurtowym rynkiem energii elektrycznej nie byłaby trwałym rozwiązaniem. Oczekuje się, że zakończenie fazy II po krótkim okresie przejściowym przyczyni się do zmniejszenia wszelkich strukturalnych ograniczeń przesyłowych między siecią elektroenergetyczną Krety a grecką kontynentalną siecią elektroenergetyczną.
- (43) W świetle tego, co stwierdzono w motywach 41 i 42, Grecja zauważa, że należy znaleźć rozwiązanie mające zastosowanie do wspomnianego okresu przejściowego. Ponieważ faza 1 rozpoczęła się w okresie próbnym od dnia 3 lipca 2021 r. oraz w okresie komercyjnym od dnia 1 listopada 2021 r., rozwiązanie to należy wdrożyć sprawnie i w krótkim czasie, bez istotnych zmian w obecnych ramach prawnych i regulacyjnych, biorąc pod uwagę konieczność dostosowania się uczestników rynku oraz tymczasowy charakter tego rozwiązania. W tym względzie podejście „dwa obszary rynkowe” wydaje się być niezgodne z ograniczeniami czasowymi, zwłaszcza jeśli chodzi o proces, który należy zastosować w celu ustanowienia nowego obszaru rynkowego, zgodnie z art. 14 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 32 rozporządzenia (UE) 2015/1222.
- (44) Na podstawie oceny przeprowadzonej przez IPTO S.A. oraz kosztów funkcjonowania rynku na Krecie w ramach trzech wymienionych scenariuszy, a mianowicie modelu hybrydowego sugerowanego we wniosku, podejścia opartego na jednym obszarze rynkowym i podejścia opartego na dwóch obszarach rynkowych, szacuje się, że roczne korzyści wynikające z modelu hybrydowego wyniosłyby 156 mln EUR. Jeżeli chodzi o dwa pozostałe scenariusze, a mianowicie podejście oparte na jednym obszarze rynkowym i podejście oparte na dwóch obszarach rynkowych, szacuje się, że roczne korzyści z nich wynikające wyniosłyby odpowiednio 121 mln EUR i 113 mln EUR. W związku z tym Grecja uważa, że proponowany model hybrydowy byłby optymalnym podejściem w okresie przejściowym.
- (45) Władze greckie wskazały, że faktyczny udział uczestników rynku z Krety w greckim rynku energii elektrycznej jest utrudniony przez brak odpowiedniej infrastruktury pomiarowej na wyspie (zob. motyw 42 powyżej).
- (46) Ponadto, chociaż wykorzystanie nowego połączenia wzajemnego (faza I) przyniosłoby znaczne korzyści, dzięki zmniejszeniu kosztów energii elektrycznej dostarczanej na wyspie i ograniczeniu emisji CO₂, oczekuje się, że zostanie ono dotknięte ograniczeniami przesyłowymi przez większość czasu do zakończenia fazy II (zob. motywy 7 i 42 powyżej).
- (47) Z tych powodów integracja uczestników rynku z Krety z greckim rynkiem energii elektrycznej poprzez rozszerzenie greckiego obszaru rynkowego na Kretę spowodowałaby wysokie koszty redysponowania (zob. motywy 7 i 42 powyżej). Z drugiej strony utworzenie odrębnego obszaru rynkowego dla Krety nie jest proporcjonalne w kontekście krótkiego okresu, a zakończenie fazy II powinno zmniejszyć wszelkie strukturalne ograniczenia przesyłowe między siecią elektroenergetyczną Krety a grecką kontynentalną siecią elektroenergetyczną (zob. motywy 8 i 43 powyżej).
- (48) W świetle tego, co stwierdzono w motywach 42–47, a także w motywach 7 i 8, Komisja stwierdza, że Grecja wykazała, iż doświadcza istotnych problemów w eksploatacji systemu elektroenergetycznego na Krecie jako małego systemu połączonego do czasu ukończenia pełnego połączenia międzysystemowego z siecią kontynentalną. Tymczasowy model hybrydowy zaproponowany przez władze greckie ma na celu rozwiązanie tych problemów i w okresie przejściowym przynosi znaczne korzyści w porównaniu z pełną integracją systemu Krety z greckim rynkiem energii elektrycznej.

5.3. Zakres odstępstwa

- (49) W celu wdrożenia modelu hybrydowego dla wyspy Kreta w okresie przejściowym konieczne są odstępstwa od przepisów art. 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10 i 11 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz art. 40 ust. 4–7 dyrektywy (UE) 2019/944.
- (50) Art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 nie odnosi się do możliwości odstępstwa od art. 13 tego rozporządzenia. Biorąc jednak pod uwagę odstępstwo od art. 6, art. 7 ust. 1 i art. 8 ust. 1, w przypadku przyznania odstępstwa, art. 13 *de facto* nie będzie miał zastosowania. W art. 2 pkt 26 rozporządzenia (UE) 2019/943 zdefiniowano „redysponowanie” jako środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu. Uzasadnieniem jest to, że operator systemu koryguje wynik rynkowy, aby zapewnić jego spójność z fizycznymi zdolnościami sieci. Jeżeli podstawowe ramy rynkowe nie mają jeszcze zastosowania, korekta ta nie ma żadnej wartości dodanej.
- (51) Ponadto redysponowanie odbywa się w Grecji kontynentalnej z wykorzystaniem ofert energii bilansującej, zgodnie z art. 13 ust. 2 rozporządzenia (UE) 2019/943. Brak rynków bilansujących na Krecie w okresie obowiązywania odstępstwa nie umożliwiłby zatem integracji z grecką metodyką redysponowania.
- (52) W związku z tym art. 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 *de facto* nie będzie miał zastosowania do motywów 49, 50 i 51. Komisja nie jest jednak uprawniona do przyjęcia decyzji w odniesieniu do tego przepisu i w związku z tym nie przyznaje formalnego odstępstwa w tym zakresie.
- (53) Zgodnie z modelem hybrydowym na Krecie grecki operator systemu przesyłowego IPTO S.A. nie będzie udzielał zamówienia na usługi bilansujące i usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości zgodnie z art. 40 ust. 4–7 dyrektywy (UE) 2019/944 w wyniku odstępstwa od art. 6 i art. 7 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943.
- (54) W związku z tym odstępstwo ma zastosowanie wyłącznie do Krety.

5.4. Brak przeszkód w przejściu na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowaniu energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru

- (55) Zgodnie z art. 64 ust. 1 akapit piąty rozporządzenia (UE) 2019/943 decyzja o przyznaniu odstępstwa ma zapewnić, aby nie utrudniało ono przejścia na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.
- (56) Do czasu co najmniej częściowego połączenia międzysystemowego z kontynentalną Grecją na Krecie nałożono ograniczenia techniczne w postaci maksymalnego udziału energii ze źródeł odnawialnych do 25 % obciążenia ze względu na wymogi bezpieczeństwa pracy. Wraz z zakończeniem fazy I zmniejszy się to ograniczenie nałożone w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii. Model hybrydowy umożliwia Krecie eksport energii elektrycznej w przypadku niskiego obciążenia i dużego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, aby uniknąć ograniczania produkcji energii ze źródeł odnawialnych.
- (57) Jeśli chodzi o większą elastyczność, magazynowanie energii i odpowiedź odbioru, możliwość oferowania usług elastyczności, w tym magazynowania, aby wspierać system elektryczny zależy od jakości sygnałów cenowych i ich zdolności do zapewnienia skutecznych inwestycji i zachęt w zakresie dysponowania dla tych dostawców usług. Z zasady występowanie strukturalnych ograniczeń przesyłowych w obrębie obszaru rynkowego, co będzie miało miejsce w okresie przejściowym między fazą I a fazą II, może prowadzić do zniekształconych zachęt do inwestycji w odniesieniu do usług elastyczności specyficznych dla danej lokalizacji. W przypadku podejścia opartego na dwóch obszarach rynkowych obejmujących Kretę i Grecję kontynentalną zachęty do inwestycji byłyby jednak wysoce niestabilne, biorąc pod uwagę ramy czasowe zakończenia fazy II oraz pełne połączenie międzysystemowe Krety z Grecją kontynentalną, co zmniejszy strukturalne ograniczenia przesyłowe. W związku z tym, ponieważ połączenie z główną częścią terytorium umożliwi świadczenie usług elastyczności na zasadach rynkowych, krótkoterminowe odstępstwo, które umożliwia szybką integrację Krety z systemem kontynentalnym, jest korzystne dla integracji odpowiedzi odbioru, magazynowania energii i innych źródeł elastyczności.

- (58) Art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 nie wymaga, aby decyzje o przyznaniu odstępstwa służyły maksymalizacji potencjału w zakresie elastyczności lub magazynowania energii – mają one na celu jedynie zapewnienie, by odstępstwo tego nie utrudniało. Innymi słowy odstępstwo nie może zapobiegać rozwojowi sytuacji, który nastąpiłby w sposób naturalny, gdyby odstępstwo nie zostało przyznane. W tym względzie kluczowe znaczenie ma tymczasowy status odstępstwa oraz gotowość rynku do pełnego funkcjonowania natychmiast po zakończeniu fazy II.
- (59) W związku z tym, o ile odstępstwo nie utrudnia przejścia na zwiększoną elastyczność, w tym w zakresie magazynowania energii, ważne jest, aby w odniesieniu do warunków odstępstwa uwzględnić potrzebę odpowiednich zachęt do inwestycji i wpływu odstępstwa na ewentualne magazynowanie lub inne inwestycje w zakresie elastyczności.
- (60) Ze względu na swój przejściowy aspekt model hybrydowy nie ma zauważalnego wpływu na dalszy rozwój energii ze źródeł odnawialnych, elastyczność, magazynowanie energii, elektromobilność i odpowiedź odbioru.
- (61) Zgodnie z art. 64 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 Komisja określa, w jakim zakresie odstępstwo ma uwzględniać stosowanie kodeksów sieci i wytycznych dotyczących sieci. Z wyjątkiem przepisów, których dotyczy zakres odstępstwa określony szczegółowo w sekcji 5.3 powyżej, kodeksy sieci i wytyczne mają zastosowanie do Krety.

5.5. Ograniczenie odstępstwa w czasie i warunki mające na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej

- (62) Art. 64 rozporządzenia (UE) 2019/943 wyraźnie stanowi, że odstępstwo musi być ograniczone w czasie i musi podlegać warunkom mającym na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej.
- (63) Wniosek o odstępstwo jest ograniczony do okresu przejściowego trwającego najpóźniej do końca 2023 r.
- (64) Przyjmuje się, że do końca 2023 r. oczekiwane jest uruchomienie połączenia wzajemnego między Kretą a greckim systemem kontynentalnym, wraz z odpowiednią infrastrukturą pomiarową umożliwiającą Krecie włączenie się do greckich hurtowych rynków energii elektrycznej. Wszelkie dalsze opóźnienia będą wymagać nowego wniosku o odstępstwo.

5.6. Czas trwania skutków

Wniosek wpłynął przed zakończeniem fazy I. Aby uniknąć szybkich i nieprzewidywalnych zmian ram regulacyjnych, które mogłyby poważnie zaszkodzić funkcjonowaniu rynku na wyspie Kreta i ewentualnie w Grecji kontynentalnej, niniejsza decyzja powinna być stosowana od terminu rozpoczęcia fazy I,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1

Republice Greckiej przyznaje się odstępstwo od przepisów art. 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10 i 11 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz od przepisów art. 40 ust. 4–7 dyrektywy (UE) 2019/944 w odniesieniu do Krety.

Artykuł 2

Odstępstwo przyznane na mocy art. 1 stosuje się do dnia 31 grudnia 2023 r. lub do zakończenia w ramach fazy II połączenia międzysystemowego między Kretą a Grecją kontynentalną, w zależności od tego, co nastąpi wcześniej.

Artykuł 3

Do końca 2022 r. Republika Grecka poinformuje Komisję Europejską o postępach i dalszym planowaniu w sprawie zakończenia w ramach fazy II połączenia międzysystemowego między Kretą a Grecją kontynentalną oraz jego komercyjnej eksploatacji, w tym w odniesieniu do wdrożenia i eksploatacji odpowiedniej infrastruktury pomiarowej umożliwiającej udział Krety w greckim rynku hurtowym i bilansującym.

Artykuł 4

Niniejsza decyzja skierowana jest do Republiki Greckiej.

Sporządzono w Brukseli dnia 21 lutego 2022 r.

W imieniu Komisji
Kadri SIMSON
Członek Komisji
