



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Delegatura w Warszawie

LWA. 410.021.01.2022

Pani
Elżbieta Katarzyna Bugaj
Prezes Zarządu
PGNiG Termika S.A.
ul. Modlińska 15
03-216 Warszawa

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/22/016 – Funkcjonowanie rynku mocy w systemie elektroenergetycznym

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	PGNiG Termika S.A. ¹ , ul. Modlińska 15, 03-216 Warszawa
Kierownik jednostki kontrolowanej	Elżbieta Katarzyna Bugaj, Prezes Zarządu PGNiG Termika S.A. od 1 lutego 2023 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: - Jarosław Głowacki od 2 stycznia 2018 r. do 7 maja 2020 r.; - Paweł Stańczyk od 8 maja 2020 r. do 5 maja 2021 r. ² ; - Jarosław Maślany od 9 marca 2022 r. do 31 stycznia 2023 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	1. Realizacja obowiązków związanych z udziałem dostawcy mocy w aukcji mocy; 2. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych; 3. Efekty uczestnictwa w rynku mocy.
Okres objęty kontrolą	Od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 30 czerwca 2022 r. z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowane obszary.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	2. ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ³
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Warszawie
Kontrolerzy	1. Zbigniew Dudzik, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LWA 145/2022 z 4 października 2022 r. 2. Jerzy Kęcik, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LWA/164/2022 z 25 października 2022 r. oraz nr LWA/100/2023 z 13 kwietnia 2023 r.

(akta kontroli tom I str 1-4, tom II str. 491-492)

¹ Dalej: Spółka lub Termika.

² W okresie od 5 maja 2021 r. do 8 marca 2022 r. nikt nie pełnił funkcji Prezesa Zarządu PGNiG Termika S.A.

³ Dz. U. z 2022 r. poz. 623, dalej: ustawa o NIK

II. Ocena ogólna⁴ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Spółka prawidłowo wywiązała się z obowiązku zgłoszenia posiadanych jednostek wytwórczych do certyfikacji oraz zgodnie z wymaganiami zrealizowała obowiązki związane z udziałem w aukcjach mocy.

W latach 2018-2022 w wyniku rozstrzygniętych aukcji Spółka zawarła 10 umów mocowych, których realizacja rozpoczynała się w latach 2021-2025. W dziewięciu przypadkach Spółka w pełni wywiązała się ze zobowiązań umownych, natomiast w przypadku umowy dotyczącej planowanej jednostki rynku mocy nr 124⁵ nie wywiązała się w okresie od 1 stycznia do 8 grudnia 2021 r. z obowiązku pozostawania w stanie gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu. Przyczyną tej nieprawidłowości było opóźnienie w oddaniu do użytkowania nowo budowanej jednostki, spowodowane w dużej mierze przez czynniki obiektywne (tajfun w kraju wykonawcy i pandemia Covid-19).

W związku z niedotrzymaniem przez wykonawcę przedłużonego terminu oddania jednostki do użytkowania, Spółka obciążyła go karami umownymi w łącznej kwocie 25 876,3 tys. zł, natomiast z tytułu niewywiązania się w okresie od 1 stycznia do 8 grudnia 2021 r. z obowiązku mocowego zapłaciła Operatorowi⁶ karę w kwocie [...]⁷ (z zastrzeżeniem zwrotu na podstawie art. 411 kodeksu cywilnego). W sprawach tych kar na dzień zakończenia kontroli trwały mediacje między Spółką a wykonawcą przed Sądem Polubownym przy Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej oraz rozmowy Spółki z Operatorem co do zasadności zapłaty kary w świetle przyczyn mających wpływ na opóźnienia budowy jednostki JRM/124. W efekcie opóźnionego rozpoczęcia realizacji umowy mocowej Operator nie był zobowiązany do wypłaty Spółce wynagrodzenia wynikającego z zawartej umowy za okres od 1 stycznia do 8 grudnia 2021 r. w kwocie [...]⁸.

Spółka prawidłowo wywiązała się z obowiązków związanych z rozliczeniami wynikającymi z realizacji umów mocowych oraz wypełniała obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wobec Operatora.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁹ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Realizacja obowiązków związanych z udziałem dostawcy mocy w aukcji mocy

Opis stanu faktycznego

PGNiG Termika S.A. działa na podstawie przepisów ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych¹⁰, ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy¹¹ oraz ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne¹². Struktura organizacyjna

⁴ Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

⁵ Dalej także JRM/124.

⁶ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., dalej: PSE lub Operator.

⁷ Na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902, dalej: uodip) oraz art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2022 r. poz. 1233, dalej: uoznk) NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

⁸ Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

⁹ Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

¹⁰ Dz. U. z 2022 r. poz. 1467, ze zm.

¹¹ Dz. U. z 2021 r. poz. 1854.

¹² Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.

oraz podstawowe zasady zarządzania Spółką zostały określone w „Regulaminie Organizacyjnym Przedsiębiorstwa Spółki PGNiG TERMIKA S.A.”, przyjętym uchwałą Zarządu PGNiG TERMIKA S.A. nr 512/17 z dnia 5 grudnia 2017 r. oraz zatwierdzonym przez Radę Nadzorczą uchwałą nr 5/2017 z 13 grudnia 2017 r.¹³.

(akta kontroli tom I str. 475-491)

W okresie objętym kontrolą Spółka prowadziła działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w trzech elektrociepłowniach (EC Żerań, EC Siekierki oraz EC Pruszków) na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 8 grudnia 2017 r., przyznającej koncesję nr WEE/2/142/U/1/1998/RG na wytwarzanie energii elektrycznej do 31 grudnia 2025 r.¹⁴

Łączna zainstalowana moc elektryczna w jednostkach wytwórczych Spółki w 2018 r. wyniosła 1033,2 MW, a w grudniu 2021 r. wzrosła o 534,200 MW i wyniosła 1567,4 MW, z tego: 650,0 MW wytwarzane było przez dwie jednostki (170,0 MW i 480,0 MW) w Elektrociepłowni Siekierki; 908,2 MW wytwarzane przez dwie jednostki (374,0 MW i 532,2 MW) w Elektrociepłowni Żerań oraz 9,2 MW wytwarzane w Elektrociepłowni Pruszków.

Wzrost zainstalowanej mocy elektrycznej w 2021 r. wynikał z uruchomienia w Elektrociepłowni Żerań nowej jednostki wytwórczej o mocy 534,2 MW w układzie gazowo-parowym z odzyskiem ciepła, wykorzystującym w procesie spalania gaz ziemny.

(akta kontroli tom I str. 14-46)

Według stanu na 3 kwietnia 2018 r. oraz 1 stycznia 2019 r., 2020 r. i 2021 r. Spółka posiadała siedem jednostek fizycznych wytwórczych o mocy osiągalnej netto (określonej zgodnie z ustawą o rynku mocy) łącznie 835,0 MW,¹⁵ a według stanu na 1 stycznia 2022 r. liczba jednostek fizycznych wytwórczych zwiększyła się o jedną nową jednostkę, tj. EC Żerań Blok CCGT o mocy 494,083 MW. Łączna moc osiągalna netto na 1 stycznia 2022 r. wyniosła 1329,083 MW.

Wszystkie (osiem) jednostki wytwórcze zostały zgłoszone w formie elektronicznej do certyfikacji ogólnej (w 2018 r. – 11 i 12 kwietnia, w 2019 r. – 10 stycznia i 8 lutego, w 2020 r. - 9 i 10 stycznia, w 2021 r. – 11, 13 i 14 stycznia, a w 2022 r. – 14 i 17 stycznia oraz 17 lutego), zgodnie z art. 11 ustawy o rynku mocy.

Operator wpisał wszystkie istniejące jednostki wytwórcze Spółki do Rejestru Rynku Mocy¹⁶.

Ponadto Spółka w okresie objętym kontrolą składała wnioski w ramach certyfikacji ogólnej dla trzech planowanych jednostek wytwórczych¹⁷, w tym:

¹³ Przyjęty regulamin organizacyjny został zmieniony uchwałą zarządu nr: 138/18 z 13 marca 2018 r., 267/18 z 12 czerwca 2018 r., 478/18 z 3 grudnia 2018 r., 251/19 z 18 czerwca 2019 r., 98/20 z 26 lutego 2020 r., 245/20 z 24 czerwca 2020 r., 343/20 z 26 sierpnia 2020 r., 277/21 z 23 czerwca 2021 r., 279/22 z 3 sierpnia 2022 r. oraz odpowiednio zatwierdzony przez Radę Nadzorczą uchwałą nr: 4/2018 z 23 marca 2018 r., 9/2018 z 29 czerwca 2018 r., 2/2018 z 10 grudnia 2018 r., 41/2019 z 27 czerwca 2019 r., 15/2020 z 4 marca 2020 r., 42/2020 z 6 lipca 2020 r., 55/2020 z 2 września 2020 r., 39/2021 z 25 czerwca 2021 r., 65/2022 z 17 sierpnia 2022 r.

¹⁴ Przedmiotowa decyzja została zmieniona 7 grudnia 2018 r. na podstawie wniosku (z 5 września 2018 r.) Spółki o ograniczenie przedmiotu i zakresu koncesji, w związku z całkowitą rezygnacją ze stosowania biomasy jako paliwa w źródle EC Żerań oraz 9 grudnia 2021 r. na podstawie złożonego przez Spółkę wniosku (z 20 września 2021 r.) o zmianę ww. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, w związku z zakończeniem budowy i przekazaniem do eksploatacji bloku gazowo-parowego w EC Żerań.

¹⁵ EC Siekierki BI 7 (97 MW), EC Siekierki BI 8 (104 MW), EC Siekierki BI 9 (94 MW), EC Siekierki BI 10 (93 MW), EC Siekierki CZ.. KOL. (120 MW), EC Żerań 1 (320 MW), EC Pruszków (7).

¹⁶ Dalej: rejestr.

¹⁷ Dla EC Pruszków 2 - wniosek został złożony 17 stycznia 2022 r., EC Przemysł - 13 stycznia 2021r. i 17 stycznia 2022 r. a dla Siekierki-MF z 17 stycznia 2022 r.

- 1) EC Pruszków 2 - jednostka fizyczna wytwórcza, której budowa nie została jeszcze rozpoczęta. W okresie objętym kontrolą jednostka ta nie była certyfikowana do aukcji rynku mocy;
- 2) EC PRZEMYSŁ – budowa jednostki na ukończeniu. Nie jest objęta umową mocową. Dla tej jednostki uzyskano promesę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej do certyfikacji na rynku wtórnym;
- 3) Siekierki-MF – jednostka fizyczna wytwórcza na wczesnym etapie planowania, nie była certyfikowana do aukcji rynku mocy. Wniosek o certyfikację ogólną został przez Operatora odrzucony z uwagi na niedostarczenie informacji o złożeniu wniosku o określenie warunków przyłączenia do operatora systemu elektroenergetycznego, do którego podmiot ubiega się o przyłączenie.

(akta kontroli tom I str. 56-101, 458-460)

Termika na potrzeby rynku mocy w latach 2018-2020 w ramach certyfikacji do aukcji głównej zgłosiła następujące jednostki mocy:

- 1) JRM/87 do udziału w aukcjach głównych przeprowadzonych: w 2018 r. – na dostawy obowiązku mocowego (w wielkości 70,0 MW) w latach 2021 r., 2022 r. i 2023 r. oraz w 2019 r. – na dostawy w 2024 r.;
- 2) JRM/92 do udziału w aukcjach głównych przeprowadzonych: w 2018 r. – na dostawy obowiązku mocowego (w wielkości 70,0 MW) w latach 2021 r., 2022 r. i 2023 r. oraz w 2019 r. – na dostawy w 2024 r.;
- 3) JRM/439 i JRM/440 do udziału w aukcji głównej w 2020 r. na dostawy obowiązku mocowego w 2025 r. w wielkości 70,0 MW¹⁸;
- 4) JRM/124 do udziału w aukcji głównej w 2018 r. na dostawy obowiązku mocowego w 2021 r. w wielkości 433,3 MW.

Wszystkie jednostki wytwórcze zgłoszone przez Spółkę do certyfikacji otrzymały certyfikaty dopuszczające do udziału w aukcjach głównych rynku mocy, przy czym JRM/124 jako nowa jednostka oferująca obowiązek mocowy o wielkości 433,3 MW otrzymała certyfikat dopuszczający do udziału w aukcji głównej oraz rynku wtórnym na 17 lat (tj. od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2037 r.).

(akta kontroli tom I str. 102-179)

Analiza 10 złożonych w latach 2018-2020 wniosków (wraz z załącznikami) o certyfikację do aukcji głównej dla istniejących jednostek rynku mocy, tj.:

- 1) czterech wniosków dla JRM/87, w tym trzech wniosków złożonych w 2018 r. na dostawę obowiązku mocowego w 2021 r., 2022 r. i 2023 r. oraz jednego złożonego w 2019 r. na dostawę w 2024 r.;
- 2) czterech dla JRM/92 w tym trzech złożonych w 2018 r. na dostawę obowiązku mocowego w 2021 r., 2022 r. i 2023 r. oraz jednego złożonego w 2019 r. na dostawę w 2024 r.;
- 3) jednego dla JRM/439 złożonego w 2020 r. na dostawę obowiązku mocowego w 2025 r.;
- 4) jednego dla JRM/440 złożonego w 2020 r. na dostawę obowiązku mocowego w 2025 r.;
- 5) jednego wniosku dla nowej jednostki rynku mocy, tj. JRM/124, złożonego w 2018 r. na dostawę obowiązku mocowego od 2021 r.,

wykazała, że wszystkie złożone wnioski wraz załącznikami spełniały wymagania określone w art. 19 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

¹⁸ Zgodnie z pkt. 23.15 Regulaminu Rynku Mocy, okres obowiązywania umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej na rok dostaw 2025 dotyczący jednostek rynku mocy, dla których we wniosku o certyfikację złożono oświadczenia o planowanym spełnieniu limitu emisji w roku dostaw lub spełnieniu wolumenu emisji przez jednostki wytwórcze wchodzące w skład jednostek fizycznych tworzących jedną jednostkę mocy, upływa 30 czerwca 2025 r., w związku z tym obowiązek mocowy dla jednostek JRM/439 i JRM/440 kończy się 30 czerwca 2025 r.

Wniosek dla nowej jednostki EC Żerań 2 (JRM 124) zawierał także elementy wymienione w art. 19 ust. 2 ustawy o rynku mocy, tj.: harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji, oświadczenie z 29 sierpnia 2018 r. o podpisaniu umowy pożyczki odnawialnej, zapewniającej potrzeby finansowe na realizację inwestycji (w kwocie), potwierdzenie zdolności dostawy mocy osiągalnej, umowę przyłączenia do sieci przesyłowej oraz niezależną ekspertyzę sporządzoną w sierpniu 2018 r. na potrzeby certyfikacji do aukcji głównej na 2021 r., która dotyczyła, m.in. weryfikacji nakładów inwestycyjnych oraz weryfikację wymaganych standardów emisyjnych. Stwierdzono, że na dzień sporządzenia ekspertyzy całkowite nakłady inwestycyjne zarówno poniesione, jak i planowane do poniesienia, zawierały się w okresie kwalifikowalności dla aukcji głównej na rok 2021 i wyniosły [...]¹⁹. Ekspertyza zawierała także ocenę spełnienia wymagań dotyczących *green bonus*, określono w niej jednostkowy wskaźnik emisji (CO₂ 209,9 kg /MWh) spełniający warunek, o którym mowa w art. 25 ust. 5 pkt 1 ustawy o rynku mocy (dopuszczalny wskaźnik emisji CO₂ wynosi 450,0 k/MWh) oraz spełnienie warunku dostarczania do systemu ciepłowniczego co najmniej połowy wytworzonego ciepła w tej jednostce (art. 25 ust. 5 pkt 2). Do systemu ciepłowniczego miało być dostarczane 99,0% ciepła planowanego do wytworzenia w jednostce.

Badaniu poddano także dwa wnioski złożone w 2021 r. i 2022 r. dla JRM/87 o certyfikację do aukcji głównej celem udziału wyłącznie w rynku wtórnym na rok dostaw 2026 i 2027. Wnioski te zawierały oświadczenia o rozpoczęciu produkcji komercyjnej przed dniem 4 lipca 2019 r., oświadczenia o planowanym spełnieniu limitu emisji, sprawozdania finansowe Spółki za trzy poprzedzające lata, oświadczenia o sytuacji ekonomicznej oraz formularz informacji przedstawianych przy ubieganiu się o pomoc inną niż pomoc w rolnictwie lub rybołówstwie, pomoc *de minimus* lub pomoc *de minimus* w rolnictwie lub rybołówstwie.

(akta kontroli tom I str. 55-104,106-108,112-131,133-170)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

Spółka prawidłowo wywiązywała się z obowiązku zgłoszenia jednostek wytwórczych do certyfikacji oraz prawidłowo realizowała obowiązki związane z udziałem w aukcjach mocy.

2. Realizacja zadań związanych z wykonywaniem zobowiązań zawartych w umowach mocowych

Opis stanu
faktycznego

Termika w okresie objętym kontrolą realizowała jedno zadanie związane z budową nowej jednostki wytwórczej rynku mocy, tj. budowę bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie (EC Żerań 2²⁰). Kontrakt z wykonawcą²¹ na dostawę i montaż bloku²² został podpisany przez Spółkę 29 czerwca 2017 r. Wykonawca zobowiązał się wykonać wszystkie roboty budowlane, dostawy i usługi, które były niezbędne do osiągnięcia przez blok wymaganych parametrów techniczno-eksploatacyjnych oraz określonej zdolności rozruchowej w terminie 36 miesięcy od dnia zawarcia Kontraktu. Ponadto w Kontrakcie określono kwotę zabezpieczenia należytego wykonania przedmiotowej inwestycji w wysokości 10% jego wartości oraz wysokość kar umownych w przypadku niewykonania zadania

¹⁹ Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

²⁰ Jednostka rynku mocy: JRM/124.

²¹ Konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Systems GmbH, Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd., Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe Ltd., Polimex-Mostostal S.A, dalej: Wykonawca.

²² Dalej: Kontrakt.

w wyznaczonym terminie. Zabezpieczenie należytego wykonania zostało wniesione w postaci gwarancji bankowych.

(akta kontroli tom I str. 317, 321-333, 413-420, 455-464)

29 stycznia 2019 r. został zawarty aneks nr 1 do Kontraktu, którym wydłużono termin realizacji inwestycji z 36 do 37 miesięcy (tj. do 29 lipca 2020 r.) ze względu na rozszerzenie inwestycji o montaż i uruchomienie instalacji SCR²³ w celu spełnienia wymogów Decyzji wykonawczej Komisji UE²⁴ w zakresie ograniczenia emisji NOx w spalinach oraz wymogi pozwolenia zintegrowanego²⁵.

(akta kontroli tom I str. 334-348, tom II str. 59)

W trakcie realizacji inwestycji wykonawca zgłosił wystąpienie 4 września 2018 r. w Japonii tajfunu „Jebi”, który spowodował zalanie wodą morską urządzeń i wyposażenia turbiny gazowej przeznaczonej do montażu na terenie EC Żerań, a następnie 28 stycznia 2019 r. przesłał rewizję „Szczegółowego harmonogramu realizacji Kontraktu”, uwzględniającą skutki wystąpienia klęski żywiołowej uznanej za siłę wyższą zgodnie z art.15 pkt. 15.1 lit. c) Kontraktu.

Przesłany Spółce harmonogram został poddany analizie przez eksperta zewnętrznego, która wskazała, iż w wyniku wystąpienia tajfunu „Jebi” Wykonawca może doznać opóźnienia w przekazaniu do eksploatacji bloku parowo-gazowego EC Żerań o 148 dni, tj. do 24 grudnia 2020 r.

W związku z powyższym 16 lipca 2019 r. został zawarty aneks nr 2 do Kontraktu, którym wydłużono termin realizacji z 37 do 40 miesięcy i 21 dni od daty zawarcia Kontraktu (tj. do 20 listopada 2020 r.). Zmiana ta została odzwierciedlona w harmonogramach: Realizacji Kontraktu oraz Rzeczowo-Finansowym, będącymi załącznikami do aneksu nr 2.

Pełnomocnik Spółki wyjaśnił, że w okresie zawierania aneksu nr 2 Spółka w swoich wystąpieniach do Wykonawcy wskazywała na opóźnienia poszczególnych prac, jednak Wykonawca, podczas Komitetu Sterującego w czerwcu 2019 r. potwierdził, że przyjęty w aneksie nr 2 termin realizacji, tj. 20 listopada 2020 r., nie jest zagrożony.

(akta kontroli str. tom I 349-354, tom II str. 39-58, 62-66, 421)

Wykonawca 12 marca 2020 r. poinformował Spółkę o utrudnieniach w realizacji Kontraktu, związanych z wystąpieniem zachorowań spowodowanych koronawirusem (SARS-CoV-2). W szczególności zwrócił uwagę, że: wzrost liczby zachorowań koronawirusem na całym świecie, skutkujący wdrożeniem rygorystycznych środków mających na celu powstrzymanie i złagodzenie jego rozprzestrzeniania się oraz rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 7 marca 2020 r. w sprawie wykazu chorób powodujących powstanie obowiązku kwarantanny lub nadzoru epidemiologicznego oraz okresu obowiązkowej kwarantanny lub nadzoru epidemiologicznego²⁶ mogą powodować tymczasowe lub stałe utrudnienia w zakresie przemieszczania personelu, towarów i sprzętu, a w konsekwencji wykonywania zobowiązań kontraktowych. Następnie 7 października 2020 r. wystąpił do Spółki z roszczeniem o wydłużenie terminu realizacji Kontraktu oraz zmianę wynagrodzenia ze względu na zmiany prawne, wprowadzone w celu przeciwdziałania COVID-19, przedstawiając na potwierdzenie stosowną dokumentację oraz poinformował, że w konsekwencji wydłużenia terminu realizacji zadania inwestycyjnego, konieczne jest zwiększenie ceny Kontraktu.

W odpowiedzi z 21 października 2020 r. na ww. roszczenie, Spółka wskazała, że po analizie przedłożonych dokumentów nie znajduje podstaw do wydłużania

²³ Instalacja katalicznego odazotowania spalin.

²⁴ (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

²⁵ Decyzja Nr 41/18/PZ.Z z dnia 6 czerwca 2018 r.

²⁶ Dz. U. poz.376.

Kontraktu i podwyższenia ceny oraz wezwała Wykonawcę do przedstawienia dodatkowych informacji i dokumentów związanych z przedmiotową sprawą.

Z przeprowadzonych przez eksperta zewnętrznego²⁷ analiz przekazanych dokumentów wynikało, że wykonawca wydłużył terminy realizacji większości robót, opóźnienie dla wykonania Kamienia Milowego wg stanu na 15 marca 2020 r. wynosiło 41 dni.

(akta kontroli tom II str. 168-199, 204-313, 498-499)

Po otrzymaniu dodatkowych wyjaśnień Spółka przystąpiła do rozmów negocjacyjnych i 24 listopada 2020 r. przedstawiła Wykonawcy propozycję Ugody odnośnie do jego roszczeń. Po negocjacjach strony uzgodniły na koniec marca 2021 r. warunki ugody mającej na celu zakończenie sporu co do roszczenia z tytułu COVID-19. Natomiast w kwietniu 2021 r. została zakończona analiza roszczeń finansowych. Uгода²⁸, stanowiąca aneks nr 7, została zawarta 29 kwietnia 2021 r., tj. po 7 miesiącach od początku epidemii. Strony ustaliły, że podpisanie Protokołu Przejęcia Bloku do eksploatacji zgodnie z Harmonogramem Realizacji Kontraktu²⁹ nastąpi najpóźniej do 30 września 2021 r., a cena Kontraktu zostanie zwiększona o 75 375,1 tys. zł netto. Ponadto uzgodniono, że postęp prac i terminy Zadań Kluczowych będą podlegały bieżącej kontroli przez kierownictwo Projektu Zamawiającego i Wykonawcy, a w razie stwierdzenia opóźnień zagrażających dotrzymania terminów, Wykonawca miał w ciągu pięciu dni roboczych przedstawić ich przyczyny oraz określić adekwatne działania (Plan Naprawczy Zadań Kluczowych - PNZK).

(akta kontroli tom I str. 355-380, 421)

7 maja 2021 r. Spółka stwierdziła niedotrzymanie terminu Zadania Kluczowego – „Pierwsza synchronizacja Generatora TG z linią 220 kV PSE” i wystąpiła do Wykonawcy (na podstawie §1 pkt 7 Ugody) o wskazanie przyczyn opóźnienia oraz przedstawienie PNZK. 19 maja 2021 r. Wykonawca przedłożył powyższy Plan, a 28 maja 2021 r. jego uzupełnienie. Natomiast aktualizacje Szczegółowego Harmonogramu Realizacji Kontraktu (SHRK) Wykonawca przedłożył: 26 maja 2021 r., 23 czerwca 2021 r. i 12 lipca 2021 r. Z uwagi na fakt, iż Ruch Próbnny miał się rozpocząć 1 września 2021 r., w sierpniu 2021 r. opracowano bardziej szczegółowy harmonogram odnoszący się do fazy Ruchu Próbnego.

Protokół Przejęcia Bloku do Eksploatacji (Warunkowego Przejęcia, z uwagi na nieosiągnięcie wszystkich Gwarantowanych Parametrów Technicznych) został podpisany 6 grudnia 2021 r., tj. 66 dni po terminie ustalonym w harmonogramie.

6 grudnia 2021 r. zawarto aneks nr 9, w którym postanowiono, że po podpisaniu Protokołu Przejęcia Bloku do Eksploatacji, Strony przeprowadzą w terminie do 31 marca 2022 r. rozmowy w zakresie sporu o poziom odpowiedzialności Wykonawcy za przekroczenie ustalonego w Kontrakcie terminu podpisania powyższego Protokołu. Jednocześnie Strony zobowiązały się do 31 marca 2022 r. powstrzymać od egzekwowania jakichkolwiek roszczeń związanych z przekroczeniem tego terminu. Spółka 13 kwietnia 2022 r. wystawiła Wykonawcy dwie noty obciążeniowe z tytułu zwłoki w realizacji Kontraktu³⁰ z terminem płatności 27 kwietnia

²⁷ Tj. Stowarzyszenie Inżynierów Doradców i Rzeczoznawców.

²⁸ Zgodnie z § 4 ust. 5 ugody: „Uгода wchodzi w życie z dniem podpisania i z tą chwilą wywołuje skutki zmiany Kontraktu i stanowi Aneks nr 7 do Kontraktu- zatwierdzona przez Sąd Okręgowy w Warszawie na podstawie art. 183 §1 Kodeksu postępowania cywilnego.

²⁹ Stanowiącym załącznik do Aneksu nr 7 Kontraktu.

³⁰ Nota obciążeniowa Nr NT202200073 – tytułem zwłoki w realizacji Etapu Gwarantowego - 58 dni w kwocie 3 571 528 zł, Nr NT202200072 - tytuł 2 - tytułem zwłoki w podpisaniu Protokołu Warunkowego Przejęcia Bloku do Eksploatacji w kwocie 22 304 820,83 zł.

2022 r. Pomimo wystosowania przez Spółkę wezwania do zapłaty, kary nie zostały przez wykonawcę zapłacone. [...] ³¹.

(akta kontroli tom I str. 386-400 tom II str. 200-203)

Proces nadzoru nad realizacją inwestycji w okresie od 17 lipca 2019 r. (data zawarcia aneksu nr 2 do kontraktu) do dnia ogłoszenia pandemii COVID-19 realizowany był przez Inżyniera Kontraktu, który każdego miesiąca przedkładał sprawozdanie z wykonania przez Wykonawcę robót oraz wskazywał na opóźnienia, jeśli takie występowały. Przedstawiciele Spółki na bieżąco podejmowali działania mające na celu oddanie budowanego bloku do użytkowania w terminie. Monitorowanie postępu prac oraz realizacji zobowiązań kontraktowych było prowadzone przez trzyosobowe Kierownictwo Projektu ze strony Spółki, przy wsparciu zewnętrznej kancelarii. Spotkania Kierownictwa Projektu oraz Wykonawcy odbywały się raz w miesiącu. Na posiedzeniach Zarządu Spółki przedstawiano postęp prac oraz kluczowe zagadnienia związane z realizacją projektu, jak również zdefiniowane ryzyka i sposób ich mitygowania. Ponadto, Zarząd Spółki okresowo spotykał się z przedstawicielami Zarządów Wykonawców realizujących inwestycję, w celu bieżącej wymiany informacji na temat postępów prac, ryzyk i podjętych działań naprawczych. Od października 2020 r., tj. w kluczowym momencie opóźnionej realizacji, spotkania odbywały się regularnie w cyklach miesięcznych.

[...] ³²

(akta kontroli tom II str. 500-501)

20 listopada 2018 r. w ramach aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2021, Spółka zawarła z PSE umowę na 17 lat (od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2037 r.) w zakresie gotowości nowo budowanej JRM/124 do corocznego dostarczenia 433,296 MW mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego. ³³

6 listopada 2019 r. PSE, po przedłożeniu przez Spółkę dokumentów potwierdzających poniesienie co najmniej 10% wymaganych nakładów inwestycyjnych oraz wykazu zawarcia umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% wymaganych nakładów inwestycyjnych, potwierdziło spełnienie Finansowego Kamienia Milowego (FKM) dla JRM/124. Spółka zgodnie z pkt 14.1. Regulaminu Rynku Mocy terminowo, tj: w dniach: 7 lipca 2020 r., 5 stycznia i 12 lipca 2021 r. złożyła raporty inwestycyjne dotyczące JRM/124. Raporty o stanie zaawansowania inwestycji zawierały, m.in.: poniesione nakłady inwestycyjne i zawarte umowy, aktualny harmonogram rzeczowo-finansowy, sumaryczny udział wartości wszystkich zawartych umów w odniesieniu do całkowitych planowanych nakładów inwestycyjnych, w procentach według stanu za dany okres.

(akta kontroli tom I str. 246-248, 268, 279, 281-283, 304-320, 495-498, tom II str. 11-36, 168-169)

8 grudnia 2021 r. Spółka przekazała do PSE wymagane art. 52 ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy dokumenty potwierdzające spełnienie Operacyjnego Kamienia Milowego (OKM), tj. m.in. niezależną ekspertyzę na potrzeby spełnienia OKM oraz oświadczenia o: dostarczeniu mocy do systemu, zrealizowaniu harmonogramu rzeczowo-finansowego JRM/124, poniesieniu nakładów inwestycyjnych oraz wartości udzielonej pomocy publicznej. Operator potwierdził 8 grudnia 2021 r. spełnienie OKM

³¹ Na podstawie art. 5 ust. 1 uodip oraz art. 38 ust. 1 ustawy z dnia 15 grudnia 2016 r. o Prokuraturii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2023 r. poz. 1109) NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę Prokuraturii Generalnej.

³² Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

³³ Pełnomocnik Spółki wyjaśnił, że zakończenie prac związanych z realizacją przyłącza gazowego przez GAZ-SYSTEM, nagażowaniem instalacji i rozruchem gazociągu przewidziano na 27 sierpnia 2019 r., zatem zawarcie umowy mocowej w wyniku wygrania aukcji na dostawy w 2021 r. przez JRM/124 nie było zagrożone.

przez JRM/124. W związku z tym, że umowa mocowa została zawarta na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2037 r., OKM powinien zostać osiągnięty przed 1 stycznia 2021 r., a od 1 stycznia 2021 r. Termika powinna wykonywać obowiązek mocowy. Spółka obowiązek mocowy wykonywała od 9 grudnia 2021 r. W efekcie opóźnionego rozpoczęcia realizacji umowy mocowej Operator nie był zobowiązany do wypłaty Spółce wynagrodzenia wynikającego z zawartej umowy za okres od 1 stycznia do 8 grudnia 2021 r. w kwocie [...]³⁴.

(akta kontroli tom I str. 280, 287, 284-303, 431-435, tom II str. 200-203)

W latach 2018-2020, Spółka zawarła 19 umów mocowych z PSE na świadczenie przez dostawcę mocy³⁵ obowiązku mocowego poprzez jednostkę rynku mocy utworzoną na wniosek dostawcy mocy w certyfikacji do aukcji mocy, dla której dostawca mocy uzyskał certyfikat, w tym 11 umów mocowych zawartych na podstawie wygranych aukcji głównych, tj.:

- 1) umowa nr AG/2021/246 z 20 listopada 2018 r., na wykonanie obowiązku mocowego w 2021 r. (w wielkości 70,0 MW); AG/2022/247 z 7 grudnia 2018 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2022 r. (70,0 MW); AG/2023/249 z 22 grudnia 2018 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2023 r. (70,0 MW); AG/2024/885 z 10 grudnia 2019 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2024 r. (70,0 MW) przez jednostkę rynku mocy JRM/87;
- 2) umowa nr AG/2021/231 z 20 listopada 2018 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2021 r. (70,0 MW); AG/2022/235 z 7 grudnia 2018 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2022 r. (70,0 MW); AG/2023/237 z 22 grudnia 2018 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2023 r. (70,0 MW); AG/2024/886 z 10 grudnia 2019 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2024 r. (70,0 MW) przez jednostkę rynku mocy JRM/92;
- 3) umowa nr AG/2025/1323 z 17 grudnia 2020 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2025 r. (70,0 MW) przez jednostkę rynku mocy JRM/439;
- 4) umowa nr AG/2025/1325 z 17 grudnia 2020 r. na wykonanie obowiązku mocowego w 2025 r. (70,0 MW) przez jednostkę mocy JRM/440;
- 5) umowa nr AG/2021/334 z 20 listopada 2018 r. na wykonanie obowiązku mocowego w okresie od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2037 r. (433,3 MW) przez jednostkę rynku mocy JRM/124 (jest to nowa jednostka wytwórcza).

oraz osiem umów mocowych zawartych przez ww. jednostki rynku mocy na podstawie wygranych aukcji dodatkowych, tj.:

- 1) umowa nr AD/2021/01/1161 oraz AD/2021/04/1161 z 23 marca 2020 r. na dostawy w I i IV kw. 2021 r. w wielkości 18,0 MW, umowa nr AD/2022/01/1516 oraz AD/2022/04/1516 z 18 marca 2021 r. na dostawy w I i IV kw. 2022 r. w wielkości 18,0 MW przez jednostkę rynku mocy JRM/87;
- 2) umowa nr AD/2021/01/1162 oraz AD/2021/04/1162 z 23 marca 2020 r. na dostawy w I i IV kw. 2021 r. w wielkości 25,0 MW, umowa nr AD/2022/01/1517 oraz AD/2022/04/1517 z 18 marca 2021 r. na dostawy w I i IV kw. 2022 r. w wielkości 25,0 MW przez jednostkę rynku mocy JRM/92.

W przypadku dostaw na 2026 i 2027 rok Spółka nie zawarła umów mocowych, gdyż istniejące JRM nie mogły uczestniczyć w aukcji rynku mocy, z uwagi na niespełnienie limitu emisji zanieczyszczeń. Jednostki te otrzymały certyfikaty umożliwiające udział tych jednostek we wtórnym rynku mocy. Termika nie była wskazywana jako wykonawca obowiązku mocowego dla JRM, których nie była właścicielem.

³⁴ Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

³⁵ Podmiot wskazany w certyfikacie wydanym dla jednostki rynku mocy, poprzez którą wykonywany jest w danym okresie dostaw obowiązek mocowy.

(akta kontroli tom I str. 180, 182-195, 214-223,461-471)

Potwierdzenie zdolności do wykonania obowiązku mocowego za okres dostaw od 1 stycznia 2021 r. do 30 czerwca 2022 r. dotyczyło dwóch istniejących jednostek wytwórczych (JRM/87 i JRM/92) oraz nowej jednostki wytwórczej (JRM/124). Spółka wykonała demonstracje gotowości do dostarczenia mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego przez JRM/87 i JRM/92 w każdym kwartale 2021 r. oraz I i II kwartale 2022 r., a przez JRM/124 w IV kwartale 2021 r. oraz I i II kwartale 2022 r.

Spółka zrealizowała obowiązek mocy wynikający z demonstracji przez :

- JRM/87 w ilości 603,550 MW, a wg umów mocowych wynosił on - 513,493 MW,
- JRM/92 w ilości 663,753 MW, a wg umów mocowych wynosił on - 532,993 MW,
- JRM/124 w ilości 1478,379 MW³⁶, a wg umów mocowych wynosił - 2624,776 MW.

Demonstracje każdej jednostki rynku mocy zostały wykonane, zgodnie z § 7 w związku z § 12 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym³⁷, w czasie jednej godziny wskazanej przez PSE w dniach od poniedziałku do piątku w godz. od 7:00 do 22:00. Wykonanie każdej demonstracji zostało potwierdzone w Rejestrze Rynku Mocy³⁸.

W stosunku do jednostek rynku mocy objętych obowiązkiem mocowym Operator w czasie dostaw, tj. od stycznia 2021 r. do 30 czerwca 2022 r. nie ogłaszał okresu zagrożenia ani testowego okresu zagrożenia. Natomiast 23 września 2022 r. w wyniku ogłoszenia przez Operatora okresu przywołania na rynku mocy³⁹ (poprzednio „okres zagrożenia”), Spółka zobowiązana była do dostarczania do systemu określonej mocy elektrycznej przez JRM/124 oraz JRM/92 i JRM/87. W przypadku JRM/87⁴⁰ niewykonanie obowiązku mocowego w okresie przywołania zostało rozliczone dostarczeniem mocy przez powierzone do PKN Orlen SA (następcą prawnym PGNiG S.A.) jednostki rynku mocy. JRM/92 wykonała obowiązek mocowy w godzinach: 19-20 oraz 20-21 z nadwyżką odpowiednio: [...]⁴¹ oraz [...]⁴², natomiast JRM/87 nie wykonała obowiązku mocowego o wielkości [...]⁴³ i [...]⁴⁴ w godzinach: 19-20 i 20-21. Obowiązek ten rozliczono nadwyżkami mocy dostarczonymi przez JRM/92 oraz przez powierzone PKN Orlen SA jednostki rynku mocy JRM/441 i JRM/443.

Pełnomocnik Spółki wyjaśnił m.in., że niewykonania obowiązku mocowego w okresie przywołania przez EC Siekierki BL07 wynikało z awarii bloku. Na Spółkę nie były nałożone kary pieniężne za niewykonanie obowiązku mocowego w okresie przywołania przez EC Siekierki BL- 07 (JRM/87).

(akta kontroli tom I str.180-181,196-213, 224-241,269-277, 431-433,tom II str. 1-9, 422-453)

³⁶ Demonstracje w pierwszych trzech kwartałach 2021 r. nie były przeprowadzone z powodu nieoddania do eksploatacji Bloku Gazowo-Parowego EC Żerań.

³⁷ Dz. U. 2018 r., poz. 1455, dalej: rozporządzenie w sprawie obowiązku mocowego.

³⁸ Potwierdzenie wykazania zdolności do wykonania obowiązku mocowego.

³⁹ Zmiana została dokonana ustawą z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców 2023 r.

⁴⁰ Na wniosek kierownika kontrolowanej jednostki sprostowano oczywistą omyłkę pisarską zastępując kod jednostki rynku mocy „JRM/124” kodem „JRM/87”.

⁴¹ Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

⁴² Jak wyżej.

⁴³ Jak wyżej.

⁴⁴ Jak wyżej.

Spółka w latach 2021 - 2022 (I półrocze) zawarła [...] ⁴⁵ transakcji na rynku wtórnym, w tym: [...] ⁴⁶ transakcji zbycia obowiązku mocowego i [...] ⁴⁷ transakcji nabycia obowiązku mocowego. Spółka nie składała do PSE reklamacji w zakresie transakcji obrotu wtórnego. Analiza dokumentacji dotyczących 10 transakcji, w tym 6 nabycia obowiązku mocowego oraz 4 zbycia obowiązku mocowego na rynku wtórnym wykazała, że wszystkie transakcje zostały potwierdzone przez PSE wpisami do rejestru transakcji obrotu wtórnego ⁴⁸ i zostały zawarte na podstawie porozumień transakcyjnych (umów ramowych). Obrót obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym dotyczył dni roboczych od poniedziałku do piątku w godzinach od 7 do 22. Zgłoszenia transakcji do Rejestru odbywały się co najmniej dobę przed rozpoczęciem okresu, którego dotyczył obrót wtórny. JRM były certyfikowane na ten sam okres dostaw, których dotyczyła każda z badanych transakcji. Spółka nabyła obowiązek mocy od: [...] ⁴⁹. Ww. obowiązek mocy był realizowany zgodnie z § 15 rozporządzenia w sprawie obowiązku mocowego.

(akta kontroli tom I str. 436-449)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Spółka nie wywiązała się z obowiązku mocowego pozostawiania w okresie od 1 stycznia do 8 grudnia 2021 r. w gotowości do dostarczania 433,3 MW mocy elektrycznej przez nową jednostkę rynku mocy JRM/124 z powodu dwukrotnego przesunięcia terminu oddania budowanego bloku do użytku w wyniku niedotrzymania przez Wykonawcę terminu oddania go do użytkowania. Obowiązek mocy tej jednostki, wynoszący 433,3 MW, stanowił 75,0% ogólnego obowiązku mocowego Spółki w 2021 i 2022 r.

Zgodnie z umową mocową, zawartą w wyniku rozstrzygnięcia 15 listopada 2018 r. aukcji rynku mocy, Spółka była zobowiązana od 1 stycznia 2021 r. (przez 17 lat) do świadczenia obowiązku mocowego w wielkości 433,3 MW, tj. pozostawiania w gotowości do dostarczania określonej w umowie mocowej mocy elektrycznej do systemu. Przed rozpoczęciem dostaw Spółka była zobowiązana do przedstawienia Operatorowi dokumentów potwierdzających spełnienie wymagań określonych w art. 52 ust. 2 ustawy o rynku mocy (spełnienie OKM). Realizacja OKM i rozpoczęcie wywiązywania się Spółki z zapisów umowy mocowej nastąpiło 9 grudnia 2021 r., tj. ponad 11 miesięcy od terminu umownego.

[...] ⁵⁰

(akta kontroli tom I str. 264-267, 421-428, tom II str. 502-503)

OCENA CZĄSTKOWA

Zobowiązania sprawozdawcze i informacyjne wobec operatora systemu przesyłowego wynikające z zawartych umów mocowych realizowane były w prawidłowo. Spółka nie w pełni wywiązała się z obowiązku mocowego z tytułu umowy mocowej zawartej dla jednostki JRM/124 o wielkości obowiązku mocowego 433,296 MW. Wpływ na taki stan w dużej mierze miały czynniki obiektywne związane z nieterminowym oddaniem do użytkowania nowej jednostki rynku mocy.

⁴⁵ Jak wyżej.

⁴⁶ Jak wyżej.

⁴⁷ Jak wyżej.

⁴⁸ Rejestr uniemożliwia zgłaszanie transakcji, jeżeli upłynął już termin na jej zgłoszenie.

⁴⁹ Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

⁵⁰ Jak wyżej.

3. Efekty uczestnictwa w rynku mocy

Opis stanu faktycznego

Z tytułu zawartych umów mocowych w latach 2021-2022 (I półrocze) Termika uzyskała przychody w łącznej kwocie [...] ⁵¹.

Koszt wytworzenia 1 MWh przez JRM/87 w 2021 r. wyniósł [...] ⁵², w 2022 (I półrocze) – [...] ⁵³, dla JRM/92 w 2021 r. wyniósł [...] ⁵⁴, a w 2022 (I półrocze) – [...] ⁵⁵. Natomiast dla nowej jednostki rynku mocy JRM/124 w I półroczu 2022 r. koszt wytworzenia 1 MWh wyniósł [...] ^{56,57}

W wyniku realizacji inwestycji związanej z budową nowej jednostki rynku mocy (JRM/124) Spółka poniosła koszty w wysokości [...] ⁵⁸. Z tytułu zawartej umowy mocowej dla tej jednostki uzyskane przychody w okresie od IV kwartału 2021 r. do końca II kwartału 2022 r. wyniosły [...] ⁵⁹, a przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły [...] ⁶⁰. Koszty wytworzenia energii elektrycznej ogółem w I półroczu 2022 r wyniosły [...] ⁶¹, w tym: koszty zużytego paliwa w uwzględnieniu kosztów transportu i składowania – [...] ⁶²; koszty środowiskowe – [...] ⁶³; koszty CO₂ – [...] ⁶⁴; koszty remontów [...] ⁶⁵ oraz pozostałe koszty – [...] ⁶⁶.

(akta kontroli tom I str. 406-409, 414-420)

Pełnomocnik Spółki wyjaśnił, że na etapie planowania inwestycji dokonano analizy jej opłacalności w wariantcie podstawowym, w którym nie uwzględniano pozyskania środków z rynku mocy, gdyż w momencie podejmowania decyzji o realizacji inwestycji wsparcie z tego tytułu nie było zaimplementowane do obowiązującego systemu prawnego. Jednakże w oparciu o ówczesne założenia do ustawy mocowej przeprowadzono w Spółce dodatkową analizę wpływu potencjalnego wsparcia w postaci rynku mocy na poziomie 130,0 tys. zł MW/rok przez okres 15 kolejnych lat, począwszy od połowy 2020 r. Analiza ta wykazała, że uwzględnienie powyższego wpływa na wzrost wskaźników: NPV z podstawowej wielkości 699 mln zł do poziomu 984 mln zł oraz IRR z 19,6% do 23,2%. W zawartej z PSE umowie mocowej dla tej jednostki wynagrodzenie wynosi 240,3 tys. zł MW/rok na kolejnych 17 lat począwszy od 2021 r. Przy założeniu, że pozostałe założenia rachunku opłacalności pozostają niezmiennie w stosunku do poziomu podstawowego, to zawarcie kontraktu mocowego skutkuje wzrostem wskaźników: opłacalności NPV do wysokości 1 335 mln zł, a IRR do 26,2%. Pozyskiwane przez Spółkę środki finansowe ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej wytworzonej w ramach JRM/124 zapewniają zwrot nakładów

⁵¹ Jak wyżej.

⁵² Jak wyżej.

⁵³ Jak wyżej.

⁵⁴ Jak wyżej.

⁵⁵ Jak wyżej.

⁵⁶ Jak wyżej.

⁵⁷ W 2021 r. Spółka nie prowadziła oddzielnej ewidencji kosztowej dla JRM/124, 8 grudnia 2021 r. przedłożyła do PSE S.A. informację potwierdzającą spełnienie OKM, zgodnie z pkt. 17.1.4.10 Regulaminu Rynku Mocy. Wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego naliczane było od 9 grudnia 2021 r.

⁵⁸ Na podstawie art. 5 ust. 2 uodip oraz art. 11 ust. 4 uoznk NIK wyłącza jawność informacji stanowiącej tajemnicę przedsiębiorstwa. Wyłączenia dokonano w interesie PGNiG Termika S.A.

⁵⁹ Jak wyżej.

⁶⁰ Jak wyżej.

⁶¹ Jak wyżej.

⁶² Jak wyżej.

⁶³ Jak wyżej.

⁶⁴ Jak wyżej.

⁶⁵ Jak wyżej.

⁶⁶ Jak wyżej.

na inwestycję zgodnie z przyjętymi założeniami na etapie planowania i przygotowania inwestycji.

(akta kontroli tom I str. 453-454)

Operator zgodnie z art. 58 ust. 6 ustawy o rynku mocy, przekazywał kontrolowanej jednostce informacje o wykonaniu obowiązku mocowego. Na tej podstawie Spółka za pomocą rejestru, w terminie trzech dni od otrzymania informacji wystawiała fakturę (odrębną dla każdej jednostki rynku mocy) ze wskazaniem 21 dniowego terminu zapłaty należnej kwoty. Wszystkie płatności wynagrodzenia z tytułu zapewnienia obowiązku mocowego zostały zrealizowane przez PSE w wyznaczonym terminie, tj. 21 dni od otrzymania faktury.

Łączna kwota środków finansowych uzyskanych przez dostawcę mocy za wykonanie obowiązku mocowego w latach 2021-2022 (I-III kwartał) wyniosła [...] ⁶⁷, z tego [...] ⁶⁸ za 2021 r. oraz [...] ⁶⁹ za trzy kwartały 2022 r.

(akta kontroli tom I str. 410-412)

W okresie objętym kontrolą koszt wytworzenia energii 1 MW/h z uwzględnieniem przychodów z rynku mocy oraz bez uwzględnienia tych przychodów wynosił, odpowiednio dla:

- JRM/87 w 2021 r. – [...] ⁷⁰ oraz [...] ⁷¹, a w I półroczu 2022 r. – [...] ⁷² oraz [...] ⁷³,
- JRM/92 w 2021 r.- [...] ⁷⁴ oraz [...] ⁷⁵, a w I półroczu 2022 r. – [...] ⁷⁶ oraz [...] ⁷⁷,
- JRM/124 w 2021 r. – Spółka nie prowadziła oddzielnej ewidencji kosztowej ze względu na wykonywanie obowiązku mocowego od 9 grudnia 2021 r., a w I półroczu 2022 r. koszt wytworzenia z uwzględnieniem przychodów z rynku mocy wynosił [...] ⁷⁸, a bez uwzględnienia przychodów z rynku mocy [...] ⁷⁹.

(akta kontroli tom II str. 464 – 468)

Spółka dla nowej jednostki rynku mocy (JRM/124) certyfikowanej na rok dostaw 2021 (dla której rozpoczęcie produkcji przewidziano po 4 lipca 2019 r.) złożyła 3 marca 2022 r. oświadczenie o spełnieniu limitu emisji, co było zgodne z art. 67a oraz ust. 8 ustawy o rynku mocy. Obowiązek złożenia oświadczenia został wykonany w ustawowo wymaganym terminie.

Premia za rok dostaw, którego dotyczyło oświadczenie nie była wypłacana.

(akta kontroli tom I str. 472-474)

Przekazane do PSE dane dot. poziomu zanieczyszczeń generowanych przez poszczególne jednostki rynku mocy kształtowały się następująco:

a) zanieczyszczenia dwutlenkiem węgla CO₂ wyniosły: [...] ⁸⁰;

⁶⁷ Jak wyżej.

⁶⁸ Jak wyżej.

⁶⁹ Jak wyżej.

⁷⁰ Jak wyżej.

⁷¹ Jak wyżej.

⁷² Jak wyżej.

⁷³ Jak wyżej.

⁷⁴ Jak wyżej.

⁷⁵ Jak wyżej.

⁷⁶ Jak wyżej.

⁷⁷ Jak wyżej.

⁷⁸ Jak wyżej.

⁷⁹ Jak wyżej.

⁸⁰ Jak wyżej.

- b) zanieczyszczenia tlenkiem siarki SO_x wyniosły: [...] ⁸¹;
- c) zanieczyszczenia tlenkiem azotu NO_x wyniosły: [...] ⁸²;
- d) zanieczyszczenia pyłami wyniosły: [...] ⁸³.

Za trzy kwartały 2022 r. poziom zanieczyszczeń generowanych przez poszczególne jednostki kształtował się następująco: CO₂ [...] ⁸⁴;

- a) zanieczyszczenia tlenkiem siarki SO_x wyniosły: [...] ⁸⁵;
- b) zanieczyszczenia tlenkiem azotu NO_x wyniosły: [...] ⁸⁶;
- c) zanieczyszczenia pyłami wyniosły: [...] ⁸⁷.

Z powyższych danych wynika, że poziom zanieczyszczeń generowanych przez nową jednostkę rynku mocy (JRM/124) oddaną do eksploatacji w grudniu 2021 r., jest niższy od poziomu zanieczyszczeń generowanych przez jednostki wcześniej funkcjonujące na rynku mocy w efekcie zastosowanego paliwa i technologii.

(akta kontroli tom I str.52, 492-494)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

Spółka terminowo wystawiała faktury za realizację obowiązku mocowego oraz wywiązywała się z obowiązków informacyjnych dotyczących spełnienia limitu emisji. Koszt wytworzenia 1 MWh dla nowej jednostki zasilanej gazem jest [...] ⁸⁸ większy od kosztu wytworzenia 1 MWh przez jednostki węglowe przy czym emisja CO₂ jest ponad trzykrotnie niższa.

Uwagi i wnioski

IV. Uwagi i wnioski

W związku ze spełnianiem od 9 grudnia 2021 r. przez jednostkę JRM/124 obowiązku mocowego Najwyższa Izba Kontroli odstępuje od formułowania uwag i wniosków.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach; jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Delegatury NIK w Warszawie.

Warszawa, 12 maja 2023 r.

⁸¹ Jak wyżej.

⁸² Jak wyżej.

⁸³ Jak wyżej.

⁸⁴ Jak wyżej.

⁸⁵ Jak wyżej.

⁸⁶ Jak wyżej.

⁸⁷ Jak wyżej.

⁸⁸ Jak wyżej.

Kontroler
Jerzy Kęcik
główny specjalista kontroli państwowej

-

.....
podpis

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura w Warszawie
Dyrektor
p.o. Dyrektor
Delegatury NIK w Warszawie
Michał Musioł

-

.....
podpis