



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Strategii

KST.411.003.01.2020

Pan
Adam Galanek
Prezes Zarządu
Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.
ul. Elektryczna 3 07-401 Ostrołęka

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

zmienione zgodnie z treścią uchwały Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej
w Najwyższej Izbie Kontroli z dnia 29 listopada 2021 r.
(znak: KPK-KPO.443.141.2021)

I/20/002/KST – Realizacja inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C przez spółkę Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. ¹ , ul. Elektryczna 3, 07-401 Ostrołęka
Kierownik jednostki kontrolowanej	Adam Galanek, Prezes Zarządu, od dnia 9 listopada 2019 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Edward Siurnicki, Prezes Zarządu, od dnia 20 lipca 2018 r. do dnia 10 maja 2019 r.; Jarosław Małkowski, Prezes Zarządu, od dnia 10 maja do dnia 8 listopada 2019 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	1. Realizacja inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C 2. Nadzór inwestorski realizacji budowy bloku Ostrołęka C 3. Zarządzanie ryzykiem inwestycji w procesie budowy bloku Ostrołęka C 4. Działania w zakresie zmiany kluczowych założeń inwestycji (akta kontroli str. 9, 15-16, 17-18, 26, 27-29)
Okres objęty kontrolą	Od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia zakończenia kontroli ² , z uwzględnieniem faktów i dowodów wykraczających poza ten okres mających znaczenie dla badanej działalności.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ³
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Strategii
Kontrolerzy	1. Piotr Piątkiewicz, gł. specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/11/2020 z dnia 27 listopada 2020 r. 2. Łukasz Zgoda, gł. specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/12/2020 z dnia 27 listopada 2020 r. i nr KST/19/2021 z dnia 26 kwietnia 2021 r. 3. Agnieszka Kuźniewicz, inspektor kp., upoważnienie do kontroli nr KST14/2020 z dnia 3 grudnia 2020 r. i nr KST/20/2021 z dnia 4 maja 2021 r. 4. Dariusz Malinowski, gł. specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KST/13/2020 z dnia 3 grudnia 2020 r. (akta kontroli str.1-8, 3696-3697, 5739)

¹ Dalej: Spółka, EO lub SPV. Do dnia 26 lutego 2018 r. Spółka działała pod firmą Elektrownia Ostrołęka SA.

² Czynności kontrolne zostały zakończone w dniu 18 czerwca 2021 r.

³ Dz. U. z 2020 r. poz. 1200, dalej: ustawa o NIK.

II. Ocena ogólna⁴ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

Najwyższa Izba Kontroli negatywnie ocenia realizację inwestycji w blok energetyczny o mocy elektrycznej 1000 MW Ostrołęka C⁵.

Uzasadnienie oceny ogólnej

Podstawową przyczyną niepowodzenia przedsięwzięcia był brak zapewnienia źródeł finansowania inwestycji. Wydanie w takiej sytuacji w dniu 28 grudnia 2018 r. przez Zarząd Spółki Generalnemu Wykonawcy⁶ Polecenia Rozpoczęcia Prac⁷ było działaniem niegospodarnym albowiem rozpoczęto budowę w warunkach wysokiego ryzyka jej niedokończenia. Ryzyko to się zmaterializowało, a inwestycja w blok energetyczny w wariantcie węglowym nie została sfinalizowana.

Z wydatkowych na powyższą inwestycję środków finansowych w łącznej wysokości 1 339 693 tys. zł, uwzględniając kwotę 242 069,5 tys. zł wydatków szacowanych do rozliczenia *Projektu* węglowego, tj. łącznie z kwoty 1 581 762,5 tys. zł, bezpowrotnie została utracona kwota ok. 1 348 904,5 tys. zł⁸.

Odstąpienie od realizacji *Projektu* węglowego skutkować może dodatkowo utratą przychodów Spółki z rynku mocy w kwocie ok. [...] zł (choć Spółka może zrekompensować tę utratę ewentualnymi wpływami z rynku mocy dla nowo planowanego bloku gazowego), a wraz z utratą wniesionego zabezpieczenia finansowego suma utraconych środków wyniosłaby [...] zł. Natomiast nawet gdyby ww. planowana jednostka gazowa mająca zastąpić elektrownię węglową uczestniczyła w rynku mocy wskutek przygotowywanej nowelizacji ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy⁹, to z tytułu opóźnienia w wykonaniu obowiązków wynikających z umowy mocowej Spółka może być zobowiązana do zapłaty kar umownych. Zakładając, że planowane zmiany regulacyjne nie wejdą w życie, a blok gazowy zostałby oddany do użytku w 2026 r. kary te wyniosłyby od kwoty [...] zł do kwoty [...] zł.

Na dzień 27 maja 2021 r. w ramach dochodzenia uregulowania wydatków na realizację bloku węglowego Generalny Wykonawca przedstawił 237 pakietów rozliczeniowych na kwotę ponad [...] zł netto. Koszty działalności Spółki w latach 2016-2021¹⁰ wyniosły 64 602 tys. zł.

Wydanie NTP i w konsekwencji rozpoczęcie realizacji inwestycji nastąpiło na podstawie deklaracji i intencji ewentualnych inwestorów. Na koniec grudnia 2018 r. Spółka posiadała zabezpieczenie finansowe w kwocie 2 057,0 mln zł¹¹, przy całkowitym budżecie *Projektu* planowanym na 6 764,0 mln zł oraz wykonaniu budżetu narastająco na ok. 508,8 mln zł¹². Luka finansowa wyniosła 4 198,0 mln zł. Spółka wydając NTP miała świadomość niezamknięcia finansowego *Projektu*, występujących trudności w uzyskaniu finansowania zewnętrznego, a także

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

⁵ Dalej także: *Projekt*.

⁶ Konsorcjum: GE Power sp. z o.o. i ALSTOM Power Systems S.A.S. Dalej również GE lub GW..

⁷ Ang. *Notice To Proceed*. Dalej: NTP.

⁸ Odejmuje wartości aktywów, które będą mogły być wykorzystane przy realizacji *Projektu* gazowego (232 858 tys. zł).

⁹ Dz. U. z 2020 r. poz. 247, ze zm. Dalej: *ustawa o rynku mocy*.

^{*} W treści wystąpienia pokontrolnego NIK wyłączyła jawność informacji ustawowo chronionych, w tym stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, na podstawie art. 5 ust. 1 i 2 *ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej* (Dz. U. z 2020 r. poz. 2176, ze zm.) w zw. z art. 11 ust. 2 *ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji* (Dz. U. z 2020 r. poz. 1913, ze zm.) lub art. 104 ust. 1 *ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Prawo bankowe* (Dz. U. z 2021 r. poz. 2439, ze zm.) w interesie spółki Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. i innych spółek prawa handlowego lub osób, których dotyczy zawarte w wystąpieniu pokontrolnym informacje przez ich wykreślenie i zastąpienie oznaczeniem [...].

¹⁰ Do dnia 30 kwietnia 2021 r.

¹¹ Z czego 2 000,0 mld zł wynikały z porozumienia zawartego w dniu 28 grudnia 2018 r. pomiędzy ENEA SA, ENERGA SA i Spółką, w którym ENEA SA zadeklarowała zaangażowanie finansowe w wysokości 1 mld zł, a ENERGA SA nie mniej niż 1 mld zł.

¹² Kwotę planowanego budżetu oraz wykonanie budżetu narastająco przyjęto na podstawie raportu *Kierownika Projektu* 11/2018

problemów w uzgodnieniu struktury i kwot zaangażowania *Sponsorów*¹³ w budżet inwestycji.

Spółka podjęła decyzję o wydaniu NTP przy założeniu spełnienia się warunków, które były niezależne od niej i na które Spółka nie miała wpływu. Stwarzało to ryzyko niepowodzenia realizacji inwestycji i to ryzyko zmaterializowało się.

Podejmowane w 2019 r. najpierw przez Spółkę i *Udziałowców*, a następnie przez jednego z *Udziałowców* poszukiwania w zakresie pozyskania finansowania zakończyły się niepowodzeniem. *Wspólnicy* oraz Spółka nie podjęli stosownych działań, aby w sytuacji wygaśnięcia w dniu 21 marca 2019 r. oferty *Współfinansowania Projektu* złożonej przez [...] ¹⁴ i braku realnych możliwości zapewnienia finansowania, przeanalizować zasadność kontynuowania budowy.

Etap budowy bloku energetycznego Ostrołęka C w technologii węglowej trwał od dnia 28 grudnia 2018 r. do dnia 14 lutego 2020 r. W tym dniu Spółka wydała Polecenie Zawieszenia Prac dla Generalnego Wykonawcy bloku węglowego oraz Generalnemu Wykonawcy¹⁵ bocznicy kolejowej z uwagi na podjęcie przez *Sponsorów*¹⁶ decyzji o zawieszeniu finansowania *Projektu*. W okresie tym Spółka realizowała *Projekt* terminowo i zgodnie z harmonogramami rzeczowo-finansowymi. Jednak wobec kluczowych zagrożeń dla inwestycji (braku środków na jej pełne sfinansowanie i w efekcie możliwości niedokończenia budowy) Spółka nie podejmowała, poza dalszą realizacją budowy, adekwatnych działań w ramach zarządzania ryzykami. Mimo że powyższe ryzyka zostały uwzględnione, to nie zapewniono odpowiednich działań w celu ich wykluczenia. Kluczową rolę w zarządzaniu tymi ryzykami wyznaczono podmiotowi zewnętrznemu bez określenia w umowie z nim zakresu obowiązków z tym związanych i zasad rozliczania efektów jego pracy. W wyniku niewłaściwego zarządzania ryzykiem i w konsekwencji nieuaktualniania danych w modelu finansowym sporządzonym w maju i grudniu 2018 r. oraz braku danych od inwestorów, Spółka podejmując decyzję o wydaniu NTP nie miała dokładnej informacji, jaka jest opłacalność *Projektu* wobec zmieniających się uwarunkowań na rynku energii elektrycznej.

W porozumieniu pomiędzy ENERGA SA, ENEA SA oraz PKN ORLEN SA z dnia 2 czerwca 2020 r. strony wyraziły wolę zmiany technologii elektrowni węglowej na elektrownię gazową i realizacji bloku klasy 800 MW w technologii CCGT¹⁷. NIK przyjmuje, iż budowa bloku gazowego może być uzasadnioną alternatywą dla wariantu budowy bloku węglowego. Powinna być bowiem tańsza, zarówno pod względem nakładów inwestycyjnych, jak i późniejszych kosztów eksploatacji, a sam proces inwestycyjny jest krótszy. Można też racjonalnie założyć, że obecnie łatwiej jest pozyskać finansowanie zewnętrzne na inwestycję gazową (ze względu na mniejszą kwotę potrzebnego kredytu oraz większe prawdopodobieństwo pozytywnej decyzji instytucji finansujących). NIK wskazuje jednak, że kwestie wyboru technologii i założeń realizacji projektu inwestycyjnego powinny być szczegółowo przeanalizowane na etapie podejmowania decyzji w 2016 r. o wznowieniu realizacji *Projektu*¹⁸, co NIK sygnalizowała już po kontroli P/18/018 *Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018*¹⁹. Przedmiotowa zmiana technologii na takim etapie zaawansowania inwestycji pociąga za sobą szereg ryzyk związanych m.in. z nieotrzymaniem na czas wszystkich koniecznych decyzji i pozwoleń administracyjnych oraz wymaga

¹³ ENERGA SA i ENEA SA. Dalej również: *Udziałowcy, Właściciele, Wspólnicy*.

¹⁴ Dalej: [...].

¹⁵ TORPOL SA i Zakłady Automatyki „KOMBUD” SA.

¹⁶ ENERGA SA i ENEA SA.

¹⁷ Ang. *Combined Cycle Gas Turbine* - układ gazowo-parowy z turbiną gazową.

¹⁸ W dniu 14 czerwca 2016 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Spółki podjęło uchwałę w sprawie dalszych kierunków działań związanych z realizacją projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce.

¹⁹ Wystąpienie znak: KGP.410.006.05.2018 z dnia 15 lutego 2019 r.

porozumienia z dotychczasowym wykonawcą w zakresie rozliczenia projektu węglowego i ustalenia ceny za budowę bloku w technologii CCGT. Niezbędne jest też wydzielenia aktywów projektu gazowego do oddzielnej Spółki. Niezależnie od powyższego dotrzymanie terminu rozpoczęcia budowy projektu gazowego²⁰ obarczone jest, w ocenie NIK, wysokim ryzykiem, bowiem dokonywane ostatnio inwestycje w bloki gazowo-parowe²¹ każdorazowo wykazywały opóźnienia w stosunku do pierwotnych założeń od sześciu miesięcy do dwóch lat. W sytuacji zgłoszenia nowego bloku gazowego do udziału w rynku mocy stwarza to także ryzyko niewywiązania się Spółki z terminu gotowości do świadczenia dostaw energii elektrycznej. Na częściowe zmniejszenie ryzyka w tym zakresie wpływa fakt, iż według nowego zgłoszenia terminem tym ma być dopiero styczeń 2026 r.²²

Działania podejmowane przez Zarząd Spółki po decyzji o rezygnacji z budowy bloku węglowego minimalizowały straty wynikłe z wcześniejszych nieprawidłowości. Jednak z rezultatów rzeczowych inwestycji o wartości 895,6 mln zł jedynie ok. 10% będzie możliwe do wykorzystania w przypadku realizacji inwestycji w wariantie gazowym.

Decyzja o wstrzymaniu inwestycji w blok węglowy w dniu 4 czerwca 2020 r. i zmianie na inwestycję w blok gazowy na tym etapie obarczona była licznymi ryzykami. Ze względu na trwające w toku realizacji kontroli negocjacje dotyczące szczegółowych założeń realizacji inwestycji w blok gazowy brak było możliwości dokonania oceny, czy taka zmiana była uzasadniona ekonomicznie.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny częściowej²³ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Realizacja inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C

1.1 Przebieg realizacji inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C

Opis stanu faktycznego

W ramach realizacji inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C Spółka podpisała trzy umowy na roboty budowlane:

1. w dniu 12 lipca 2018 r. *Kontrakt na Budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW*²⁴ z Generalnym Wykonawcą²⁵;
2. w dniu 4 października 2019 r. *Umowę na przebudowę układu infrastruktury kolejowej dla obsługi Elektrowni Ostrołęka C*²⁶ z TORPOL SA i Zakładami Automatyki „KOMBUD” SA²⁷;
3. w dniu 22 lutego 2018 r. *Umowę na budowę linii WN: jednej jednotorowej napowietrznej linii blokowej o napięciu 400 kV i jednej jednotorowej napowietrznej kablowej linii o napięciu 110 kV łączących Elektrownię Ostrołęka C ze stacją 400/220/110 kV Ostrołęka*²⁸ z Konsorcjum: PILE ELBUD SA i [...] ²⁹

²⁰ Planowanego przez Zarząd na listopad 2021 r.

²¹ Inwestycje PKN ORLEN SA we Włocławku i Płocku.

²² Zgodnie z zawartą w dniu 22 grudnia 2018 r. umową mocową Spółka przez okres 15 lat, począwszy od dnia 2 stycznia 2023 r., miała otrzymywać wsparcie finansowe w kwocie [...] zł/kW/rok, przy obowiązku mocowym 852,6MW.

²³ Oceny częściowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena częściowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

²⁴ Dalej: Umowa na blok lub Kontrakt.

²⁵ Umowa ta była zmieniana następującymi aneksami: z dnia 16 grudnia 2019 r., z dnia 21 kwietnia 2020 r., z dnia 12 lipca 2020 r.

²⁶ Dalej: Umowa na przebudowę linii kolejowej.

²⁷ Umowa ta była zmieniana aneksem z dnia 12 lutego 2021 r.

²⁸ Dalej: Umowa na budowę linii WN.

Umowa na blok oraz Umowa na przebudowę linii kolejowej zostały zawarte w wyniku przeprowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego w trybie dialogu konkurencyjnego zgodnie z art. 60a i nast. ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. *Prawo zamówień publicznych*³⁰. *Umowę na budowę linii WN* zawarto z wyłączeniem stosowania przepisów *PZP*, ze względu na ustalenie szacunkowej wartości zamówienia poniżej ustawowego progu wynikającego z art. 133 ust. 1 w zw. z art. 11 ust. 8 *PZP*³¹ w zw. z § 1 pkt 3 lit. b rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2015 r. w sprawie kwot wartości zamówień oraz konkursów, od których jest uzależniony obowiązek przekazywania ogłoszeń Urzędowi Publikacji Unii Europejskiej³². Zastosowano *Regulamin zawierania umów i udzielania zamówień o charakterze gospodarczym z innymi podmiotami gospodarczymi i osobami fizycznymi w Spółce Elekrownia Ostrołęka SA*³³. Zamówienia przygotowano, przeprowadzono oraz udzielono prawidłowo, zgodnie z procedurami określonymi w *PZP* oraz w oparciu o wewnętrzne uregulowania Spółki. Poszczególne Specyfikacje Istotnych Warunków Zamówienia, a następnie postanowienia umów uwzględniały najistotniejsze założenia poszczególnych przedsięwzięć. Wskazano wymagania odnośnie kwalifikacji wykonawców, w tym konieczność weryfikacji wcześniejszych, przeprowadzanych przez nich inwestycji³⁴. W zawartych umowach zabezpieczono terminowe wykonanie projektów, przewidując m.in. katalog kar umownych, wymóg ustanowienia zabezpieczenia należytego wykonania umowy, czy też nałożenie na wykonawcę obowiązku informowania o zaistniałych trudnościach w realizacji inwestycji.

Poszczególne umowy regulowały również kwestie zatrudnienia podwykonawców i rozliczeń z nimi. W umowach, oprócz powtórzenia reguł przewidzianych przepisami ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. *Kodeks cywilny*³⁵ i *PZP*, dodatkowo przewidziano kary umowne za naruszenie postanowień dot. podwykonawców.

Na rozstrzygnięcie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego dotyczącego zawarcia *Umowy na przebudowę linii kolejowej*, złożono odwołanie. Opóźniło to rozstrzygnięcie postępowania o około cztery miesiące. Nie miało jednak wpływu na terminowość realizacji inwestycji.

Wszystkie umowy od wydania poszczególnym wykonawcom polecenia NTP do dnia 14 lutego 2020 r., tj. do dnia wydania GE przez Zarząd Spółki polecenia zawieszenia całości obowiązków dotyczących *Prac* (w rozumieniu *Kontraktu*) i wykonawcy *Umowy na przebudowę linii kolejowej* polecenia zawieszenia *Umowy*³⁶ były realizowane zgodnie z harmonogramami rzeczowo-finansowymi³⁷. Stwierdzone przypadki odstępstw od terminów wynikających z harmonogramu nie miały wpływu na planowaną datę zakończenia realizacji całości inwestycji. Na dzień 14 lutego 2020 r. stan zaawansowania budowy bloku energetycznego Ostrołęka C wynosił około 8,5%, przebudowy linii kolejowej około 5,0-6,0%, a budowy linii WN – około 90,0%.

²⁹ Umowa ta była zmieniona następującymi aneksami: z dnia 28 lutego 2019 r., z dnia 28 czerwca 2019 r., z dnia 09 stycznia 2020 r., z dnia 02 lipca 2020 r., z dnia 31 grudnia 2020 r.

³⁰ Dz. U. z 2019 r. poz. 1843 ze zm. Ustawa obowiązywała od 2 marca 2004 r. do 31 grudnia 2020 r. Utraciła moc z dniem 1 stycznia 2021 r. w związku z wejściem w życie ustawy z dniem 1 stycznia 2021 r. ustawy z dnia 11 września 2019 r. *Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo zamówień publicznych* (Dz. U. poz. 2019, ze zm.) na podstawie art. 1 ustawy z dnia 11 września 2019 r. *Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo zamówień publicznych* (Dz. U. poz. 2020, ze zm.). Dalej: *PZP*.

³¹ Szacunkową wartość przedmiotu zamówienia ustalono na kwotę [...] zł podczas, gdy próg od którego miały zastosowanie przepisy *PZP* wynosił 5 225 tys. euro (ok. 21.813 tys. zł).

³² Dz. U. z 2017 r. poz. 1880. Rozporządzenie uchylone w dniu 1 stycznia 2018 r.

³³ Przyjęty Uchwałą Zarządu nr 22/III/2016 z dnia 30 listopada 2016 r.

³⁴ Oceny prawidłowości przeprowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego nie przeprowadzono dla postępowania na umowę na blok, ponieważ proces ten został już zbadany i oceniony w kontroli P/18/018.

³⁵ Dz. U. z 2020 r. poz. 1740, ze zm. Dalej: *KC*.

³⁶ Na podstawie art. 39.1 Umowy na blok i §14 ust. 15 Umowy na przebudowę linii kolejowej.

³⁷ Polecenie zawieszenia prac nie dotyczyło wykonawcy umowy na budowę linii WN, ponieważ zasadnicza część robót budowlanych zakończyła się w lipcu 2019 r.

(akta kontroli str.1319-1321, 1327-1330, 1618, 1619-1620, 1621-1625, 1626-1640, 1641-1680, 1803-1897, 1905-1949, 1977-2051, 2054-2131, 2210, 2276, 2284-2292, 2303-2585, 2636-2733)

W toku realizacji inwestycji (również w okresie ich zawieszenia), zawarto 75 umów, które nie były umowami na wykonawstwo. W okresie od 1 stycznia 2018 r. do 30 kwietnia 2021 r. Spółka z tytułu ich wykonywania poniosła koszty w wysokości 53 053,8 tys. zł W wyniku szczegółowego badania próby obejmującej 30 umów dobranych w sposób celowy³⁸, w tym 11 umów na doradztwo finansowe (wydatkowano na nie kwotę 3 986,9 tys. zł) oraz 10 umów na doradztwo prawne (wydatkowano na nie kwotę 6 198,0 tys. zł) ustalono, m.in. że:

1. wartość umów została ustalona poniżej progów dla zamówień sektorowych wynikających z PZP³⁹, do ich zawarcia zastosowano wewnętrzny regulamin zawierania umów i udzielania zamówień⁴⁰. Umowy zostały zawarte zgodnie z regulaminem, po przeprowadzeniu postępowań w formie przetargu ograniczonego, zapytań ofertowych i negocjacji.
2. Wszystkie umowy zostały zawarte w związku z realizacją inwestycji lub bieżącą działalnością Spółki.
3. Spółka zawarła trzy umowy⁴¹ na świadczenie usług z osobami prowadzącymi jednoosobową działalność gospodarczą. Zgodnie z zeznaniami wiceprezesa Zarządu Spółki⁴², ww. usługodawcy traktowani są jak pracownicy Spółki, a forma zatrudnienia jaką zastosowano w ich przypadku jest korzystniejsza dla Spółki.
4. 29 umów zawierało klauzule dające Spółce uprawnienia do monitorowania prawidłowości ich wykonywania oraz uzyskiwanych efektów rzeczowych. W przypadku jednej umowy (o świadczenie usług inspektora nadzoru inwestorskiego⁴³) takich postanowień nie było. Zgodnie z zeznaniami Wiceprezesa Zarządu⁴⁴, Zarząd Spółki ma bezpośredni i bieżący kontakt z usługodawcami, i ma wiedzę na temat wykonywanej przez nich pracy.
5. Spółka zawarła 10 umów na doradztwo finansowe i trzy umowy na doradztwo prawne w procesie pozyskiwania finansowania zewnętrznego na realizację *Projektu*. Wśród tych umów znajdowało się pięć⁴⁵, które mimo, że ich stroną

³⁸ Doboru próby dokonano mając na uwadze opis przedmiotu umowy, ewentualne ryzyka uzyskania przez zamawiającego materialnego efektu przedmiotu umowy, powielanie się przedmiotu i zakresu umów.

³⁹ Wynikającego z art. 133 ust. 1 w zw. z art. 11 ust. 8 PZP.

⁴⁰ Regulamin zawierania umów i udzielania zamówień o charakterze gospodarczym z innymi podmiotami gospodarczymi i osobami fizycznymi w Spółce Elektrownia Ostrołęka SA przyjęty Uchwałą Zarządu nr 22/III/2016 z dnia 30 listopada 2016 r.

Regulamin udzielania zamówień i zawierania umów w spółce Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. przyjęty Uchwałą Zarządu nr 73/2018 z dnia 1 sierpnia 2018 r.

Regulamin udzielania zamówień i zawierania umów w spółce Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. przyjęty Uchwałą Zarządu nr 8/2020 z dnia 15 stycznia 2020 r. i zmieniony Uchwałą Zarządu nr 53/2020 z dnia 30 czerwca 2020 r.

⁴¹ Umowa z dnia 16 sierpnia 2017 r. (zmieniona aneksami z dnia 1 sierpnia 2018 r., 18 stycznia 2019 r., 12 sierpnia 2020 r.) na usługi doradztwa finansowego. Dalej: umowa z dnia 16 sierpnia 2017 r.

Umowa z dnia 11 września 2017 r. (zmieniona aneksem z dnia 24 listopada 2017 r.) o świadczenie usług w sprawach związanych z bezpieczeństwem przemysłowym Spółki Elektrownia Ostrołęka SA. Dalej: umowa z dnia 11 września 2017 r.

Umowa z dnia 8 lutego 2018 r. o świadczenie usług prawnych w zakresie obsługi Rady Nadzorczej Spółki, obsługę umowy z Inżynierem Kontraktu, obsługę Umowy Inwestycyjnej oraz postępowania przetargowego na przebudowę bocznicy kolejowej. Dalej: umowa z dnia 8 lutego 2018 r.

⁴² Protokół przesłuchania świadka z dnia 19 maja 2021 r.

⁴³ Umowa z dnia 3 lutego 2016 r. na świadczenie usług Inspektora Nadzoru Inwestorskiego w specjalności linie, węzły i stacje kolejowe. Dalej: umowa z dnia 3 lutego 2016 r.

⁴⁴ Protokół przesłuchania świadka z dnia 19 maja 2021 r.

⁴⁵ Umowa z dnia 23 sierpnia 2018 r. na świadczenie usług doradcy prawnego instytucji finansowych w procesie pozyskiwania finansowania w związku z realizacją inwestycji „Budowa Elektrownia Ostrołęka C”. Dalej: umowa z dnia 23 sierpnia 2018 r.

Umowa z dnia 3 sierpnia 2018 r. na świadczenie usług doradczych w zakresie przygotowania prognoz cen energii elektrycznej i innych wartości rynkowych. Dalej: umowa z dnia 3 sierpnia 2018 r.

Umowa z dnia 17 października 2018 r. dot. pełnienia funkcji Doradcy dla Konsorcjum Finansujących w zakresie monitoringu techniczno - środowiskowego przy realizacji Projektu.

Umowa z dnia 8 sierpnia 2018 r. o świadczenie usług doradczych. Dalej: umowa z dnia 8 sierpnia 2018 r.

była Spółka, były umowami, których efekty udostępniane były podmiotom trzecim. Efekty tych umów wykorzystywane były zarówno przez Spółkę, jak i instytucje finansujące, a osiągnięte dzięki nim efekty rzeczowe służyły do niezależnej oceny kondycji finansowej, prawnej Spółki oraz oceny technicznej i środowiskowej *Projektu*. Spółka posiadała pełną wiedzę o sposobie wykonywania poszczególnych umów i współpracowała z usługodawcami w ich wykonywaniu, w szczególności poprzez udostępnianie niezbędnych danych i dokumentów. Z tytułu wykonywania ww. pięciu umów poniesiono koszty w wysokości [...] zł.

6. Nie zidentyfikowano przypadków niewykonania umów zgodnie z zamieszczonymi w nich zapisami, w tym braku realizacji ich celów bądź braku osiągnięcia zakładanych efektów rzeczowych. Wykonawcy terminowo i prawidłowo realizowali powierzone im zadania, co zostało potwierdzone przez pracowników Spółki dokonujących sprawdzenia pod względem merytorycznym wniosków o zapłatę za wykonanie umów, oraz następnie zatwierdzone przez członka Zarządu Spółki. W szczególności osiągnięto następujące efekty rzeczowe i cele wynikające z umów: wybór kluczowych doradców po stronie *Banków*, pozyskanie promesy finansowania, przedstawienie wstępnych raportów z badania Spółki⁴⁶, tłumaczenie modelu finansowego na język angielski⁴⁷, prognozy cen energii i innych parametrów rynkowych mających wpływ na opłacalność *Projektu* (cena uprawnień do emisji CO₂, cena paliwa)⁴⁸, raport *due diligence* – ubezpieczenia⁴⁹, plan finansowy⁵⁰, aktualizacja memorandum⁵¹, audyt modelu finansowego, *due diligence* – podatki⁵², analiza w związku z wydaniem polecenia zawieszenia prac dla *Projektu*⁵³, analiza benchmarkowa ceny realizacji budowy nowego źródła wytwórczego⁵⁴, doradztwo w zakresie budowy kotła gazowo-parowego w Ostrołęce⁵⁵, sporządzenie analizy i złożenie wniosku o uzyskanie decyzji o środowiskach uwarunkowaniach⁵⁶, przewiezienie i odseparowanie odpadów z hałd na działkach [...] i [...]⁵⁷, najem budynków przy ul. Elektrycznej 3 w Ostrołęce⁵⁸, analizy i opinie prawne wykorzystywane w prowadzeniu postępowania o udzielenie zamówienia publicznego⁵⁹, analizy i opinie prawne wykorzystywane w bieżącej obsłudze Spółki⁶⁰, analizy i opinie związane z wykonywaniem Kontraktu⁶¹, opinie i analizy w zakresie projektów umów dot. finansowania zewnętrznego⁶², *due diligence* – prawo⁶³, opinia prawna dot. kontraktacji banku

Umowa z dnia 16 października 2018 r., o świadczenie usług konsultacyjnych dotyczących ubezpieczeń oferowanych przez inwestora w ramach projektu budowa Elektrowni Ostrołęka C. Dalej: umowa z dnia 16 października 2018 r.

⁴⁶ Umowa zlecenia z dnia 10 sierpnia 2018 r. dot. pozyskania finansowania projektu budowy nowego bloku energetycznego o mocy 1.000 MW w Ostrołęce

⁴⁷ Umowa z dnia 15 lipca 2019 r. dot. usługi tłumaczenia modelu finansowego na język angielski

⁴⁸ Umowa z dnia 8 sierpnia 2018 r.; Umowa z dnia 25 czerwca 2018 r.

⁴⁹ Umowa z 3 sierpnia 2018 r.

⁵⁰ Umowa z dnia 29 sierpnia 2018 r. o świadczenie usług doradczych w zakresie wykonania Planu finansowego dla scenariusza przyspieszonej realizacji inwestycji „Budowa Elektrowni Ostrołęka C”.

⁵¹ Umowa z dnia 11 października 2019 r. o świadczenie usług przy aktualizacji memorandum.

⁵² Umowa z dnia 22 października 2018 r. o świadczenie usług doradztwa finansowo-podatkowego w procesie pozyskiwania finansowania.

⁵³ Umowa z dnia 17 marca 2020 r. ws. wykonania analizy w związku z poleceniem zawieszenia prac.

⁵⁴ Umowa z dnia 27 października 2020 r. na wykonanie analizy benchmarkowej ceny realizacji budowy nowego źródła wytwórczego.

⁵⁵ Umowa z dnia listopada 2020 r. o świadczenie usług doradczych.

⁵⁶ Umowa z dnia 14 maja 2020 r. na uzyskanie decyzji środowiskowej dla nowego źródła wytwórczego energii o mocy około 800 MW zasilanego paliwem gazowym w Elektrowni Ostrołęka C wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

⁵⁷ Umowa z dnia 3 września 2019 r. na przewiezienie i odseparowanie odpadów z hałd na działkach [...] i [...].

⁵⁸ Umowa najmu z dnia 31 sierpnia 2018 r.

⁵⁹ Umowa z dnia 1 sierpnia 2016 r. o świadczenie usługi prawniczej; umowa z dnia 15 listopada 2017 r. na obsługę prawną

⁶⁰ Umowa z dnia 15 listopada 2017 r. na obsługę prawną, Umowa z dnia 6 czerwca 2017 r. o świadczenie usług prawnych

⁶¹ Umowa z dnia 3 października 2018 r. na obsługę prawną przy realizacji Kontraktu z Generalnym wykonawcą Elektrowni Ostrołęka C oraz inwestycji towarzyszących.

⁶² Umowa z dnia 4 czerwca 2018 r. na doradztwo prawne dot. procesu pozyskiwania finansowania w związku z realizacją inwestycji Budowa Elektrowni Ostrołęka C.

⁶³ Umowa z dnia 23 sierpnia 2018 r.

inwestycyjnego⁶⁴, analiza wyroku Krajowej Izby Odwoławczej⁶⁵, raporty miesięczne Inżyniera Kontraktu⁶⁶, analizy i opinie prawne związane z procesem przekształceniowym Spółki⁶⁷. Ponadto zgodnie z zeznaniami wiceprezesa Zarządu⁶⁸ zostały osiągnięte następujące cele umów o świadczenie usług: Zarząd Spółki posiadał informacje dot. incydentów bezpieczeństwa w Spółce, przeprowadzono szkolenia z nowozatrudnionymi pracownikami z zakresie ochrony danych osobowych⁶⁹, dokonano wpisu do dzienników budowy dot. przebudowy linii kolejowej, dzięki czemu nie wygasło pozwolenie na budowę, wykonywano obowiązki inżyniera kontraktu skutkujące odpowiedzialnością za teren budowy wynikającą z prawa budowlanego⁷⁰, sporządzano uchwały Rady Nadzorczej Spółki, sporządzano protokoły z posiedzeń Rady Nadzorczej Spółki, wykonywano opinie prawne⁷¹.

(akta kontroli str. 3778-4409, 4783-4788, 4868-4871, 4917-5128, 5195-5360, 5371-5424)

W okresie zawieszenia prac wykonawcy: *Umowy na blok* i *Umowy na przebudowę linii kolejowej* wykonali wszystkie nałożone na nich *Umowami* obowiązki, w tym m.in. utrzymywali personel, pracowników i sprzęt na terenie budowy (lub w jego pobliżu) w gotowości do wznowienia inwestycji oraz nie zawierali dalszych umów z podwykonawcami. Okres zawieszenia prac *Umowy na blok* trwał od 14 lutego do 4 czerwca 2020 r., natomiast okres zawieszenia prac *Umowy na przebudowę linii kolejowej* trwał od 14 lutego 2020 r. do 12 lutego 2021 r., tj. do dnia podpisania aneksu nr 1 do *Umowy na przebudowę linii kolejowej*, w którym ograniczono zakres prac do niezbędnego minimum, oraz zmniejszono wynagrodzenie do kwoty [...] zł netto, z zapisami pozwalającymi rozliczyć wypracowaną wypracowaną zaliczkę (co szerzej opisano w punkcie 4 wystąpienia). Poniesione łączne koszty zawieszenia wyniosły 95 148,5 tys. zł. Jako przyczynę polecenia zawieszenia realizacji prac podano decyzję *Wspólników* Spółki z dnia 13 lutego 2020 r. o zawieszeniu finansowania inwestycji w celu przeprowadzenia dalszych analiz, w szczególności dotyczących parametrów technicznych, technologicznych, ekonomicznych i organizacyjnych oraz finansowania *Projektu*. Decyzja *Wspólników* Spółki wynikała z zakończonego niepowodzeniem procesu pozyskania dodatkowego inwestora dla *Projektu*, a także z trudności w uzyskaniu pełnego finansowania z innych źródeł. Zgodnie ze *Strukturą projektową dotyczącą programu analiz w okresie zawieszenia prac nad projektem Ostrołęka „C”* zawartą w dniu 3 marca 2020 r. pomiędzy Spółką i jej *Wspólnikami*, Spółka była odpowiedzialna za wykonanie analiz technicznych i technologicznych⁷².

W ramach prac dotyczących możliwości zmiany koncepcji realizacji inwestycji na blok gazowy Spółka zleciła sporządzenie trzech analiz:

1. *Wykonanie analizy w związku z wydaniem polecenia zawieszenia prac dla budowy Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 1000 MW*, zrealizowanej przez [...] ⁷³. W dokumencie przeprowadzono analizę techniczną, technologiczną oraz

⁶⁴ Umowa z dnia 5 sierpnia 2019 r. o świadczenie pomocy prawnej.

⁶⁵ Zamówienia z dnia 13 czerwca 2019 r.

⁶⁶ Umowa z dnia 1 lutego 2012 r. na nadzór inwestorski.

⁶⁷ Umowa z dnia 25 listopada 20120 r. o świadczenie usług prawnych.

⁶⁸ Protokół przesłuchania świadka z dnia 19 maja 2021 r.

⁶⁹ Umowa z dnia 11 września 2017 r.

⁷⁰ Umowa z dnia 3 lutego 2016 r.

⁷¹ Umowa z dnia 8 lutego 2018 r.

⁷² Obszar analiz technicznych i technologicznych zawierał takie zadania jak: inwentaryzacja i wycena stanu zaawansowania prac; analiza dotycząca wykorzystania powstałej infrastruktury na potrzeby innych technologii; analizy gaz ziemny (dostępność paliwa – przyłącze + kontrakt, przegląd i rekomendacja technologii i mocy dla bloku, harmonogram realizacji projektu, założenia finansowe - OPEX/CAPEX); analizy biomasa (dostępność paliwa, rekomendowana technologia i moc dla bloku/duobloku, harmonogram realizacji projektu, założenia finansowe – OPEX/CAPEX) oraz analizy pozostałe technologie.

⁷³ [...].

czasową dotyczącą możliwości budowy bloku CCGT w lokalizacji jednostki węglowej. Przedstawiono [...] [...]74, [...]75, [...] [...]76 [...] [...].

2. *Przeprowadzenie inwentaryzacji stanu prac w związku z wydaniem polecenia zawieszenia prac dla budowy Elektrowni Ostrołęka C o mocy ok. 100 MW, sporządzonej przez [...]. Dokument dotyczył inwentaryzacji Umowy na blok [...]. [...] zł netto. [...] zł netto.*
3. *Kluczowe wnioski i rekomendacje na podstawie analiz przedstawionych przez członków Grupy Roboczej w ramach Obszaru Analiz Organizacyjno-Prawnych, sporządzonej przez [...]. Dokument obejmował analizę możliwości realizację Projektu przy zmienionej technologii, [...].*

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki77, Spółka była odpowiedzialna tylko za analizy techniczne oraz inwentaryzację dotychczas zrealizowanych prac. Ocena opłacalności ekonomicznej i przygotowanie modelu finansowego dla zmodyfikowanego Projektu były realizowane przez udziałowców.

W dniu 2 czerwca 2020 r. ENEA SA i ENERGA SA opublikowały raporty bieżące, dotyczące zakończenia analiz związanych z *Projektem*, zgodnie z którymi przeprowadzone analizy nie uzasadniały kontynuacji Projektu w dotychczasowej technologii. Jednocześnie analiza techniczna potwierdziła możliwość realizacji wariantu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania gazu ziemnego w dotychczasowej lokalizacji.

Spółka w dniu 4 czerwca 2020 r. zwolniła wykonawcę Umowy na blok z obowiązku utrzymywania stanu gotowości do kontynuowania budowy, a w dniu 12 lutego 2021 r. podpisała aneks nr 1 do Umowy na przebudowę linii kolejowej, ograniczający zakres prac do niezbędnego minimum. W dniu 31 grudnia 2020 r. Spółka podpisała natomiast aneks nr 5 do Umowy na linię WN, w którym termin wykonania dwóch *Kamieni milowych* przesunięto na dzień 31 grudnia 2021 r. Do zrealizowania pozostały wówczas cztery *Kamienie milowe*. Ich wykonanie miało być uzależnione od otrzymania pozwolenia od Polskich Sieci Energetycznych S.A..

Jak wynika z wyjaśnień Zarządu Spółki78, Spółka nie rekomendowała właścicielom działań w zakresie kontynuacji inwestycji, zmiany koncepcji czy też zaprzestania inwestycji. Zmiana koncepcji nastąpiła w następstwie analiz przeprowadzonych przez właścicieli i Spółkę.

(akta kontroli str. 50-51, 1950-1951, 2293-2302, 2586-2783, 2785-3053, 3379-3397)

1.2 Wydanie NTP

Zgodnie z *Umową Inwestycyjną* wydanie przez Spółkę NTP mogło nastąpić wyłącznie za uprzednią zgodą Zgromadzenia Wspólników wyrażoną w formie uchwały. Porządek obrad Zarząd Spółki na posiedzeniu w dniu 17 grudnia 2018 r. przewidywał podjęcie uchwały w sprawie wystąpienia do Zgromadzenia Wspólników z wnioskiem w sprawie wyrażenia zgody na wydanie GE Polecenia Rozpoczęcia Prac. Ze względu na to, że nie została określona nowa struktura finansowania Projektu, a przyjęty model, który posłużył Zgromadzeniu Wspólników do wyrażenia zgody na podpisanie umowy z GE był nieaktualny, jak również *Wspólnicy* nie zaakceptowali sponsorskiego modelu finansowania, członkowie Zarządu wskazani przez ENEA SA wyrazili opinię, że głosowanie nad wnioskiem byłoby przedwczesne. Występując z wnioskiem do Zgromadzenia Wspólników w dniu 27 grudnia 2018 r. Zarząd Spółki w uzasadnieniu stwierdził, że w toku prac

74 [...].

75 [...].

76 [...].

77 Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/881/2020 z dnia 9 grudnia 2020 r.

78 Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/881/2020 z dnia 9 grudnia 2020 r.

analitycznych prowadzone są ustalenia w zakresie zaktualizowania struktury *Projektu*. Rada Nadzorcza Spółki uchwałą nr 115/2018 z dnia 28 grudnia 2018 r. pozytywnie zaopiniowała wniosek Zarządu Spółki⁷⁹ skierowany do Zgromadzenia Wspólników o wydanie NTP Generalnemu Wykonawcy *Umowy na blok*. W tym samym dniu Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki uchwałą nr 1 wyraziło zgodę na wydanie NTP, a Spółka dostarczyła *Konsorcjum* pisemne Polecenie Rozpoczęcia Prac.

Zarząd Spółki wyjaśnił⁸⁰, że zadaniem Spółki był nadzór nad prawidłowym prowadzeniem inwestycji, harmonogramem, sprawami inżynierskimi i jakościowymi i w związku z tym, Zarząd wydając NTP opierał się na rekomendacjach podmiotów posiadających odpowiednią wiedzę ekspercką i międzynarodowe doświadczenie przy takich projektach oraz na rekomendacjach *Wspólników*. Istotnym dokumentem był model finansowy przygotowany przez EO wspólnie z firmą [...] w maju 2018 r. Był on zaktualizowany o wyniki aukcji mocowej oraz wysokość nakładów na modernizację bocznic.

Zarząd Spółki wyjaśnił⁸¹, że okolicznością przesądzającą o wystąpieniu do Rady Nadzorczej i Zgromadzenia Wspólników z wnioskiem o wydanie NTP było wygranie aukcji mocy na rok dostaw 2023 oraz dysponowanie podpisaną trójstronną *Umową Inwestycyjną*, która zakładała finansowanie przez *Sponsorów* po 50% kosztów *Projektu*. W celu ograniczenia ekspozycji na zobowiązania *Sponsorzy* zobligowali się w *Umowie* do pozyskania inwestora finansowego. W związku z tą obowiązującą *Umową* Spółka zwróciła się do Zgromadzenia Wspólników o zgodę na wydanie NTP.

W dniu 28 grudnia 2018 r. ZW SPV podjęło uchwałę o wydaniu *Polecenia Rozpoczęcia Prac* dla Generalnego Wykonawcy *Projektu*. Tego samego dnia Zarząd Spółki wydał GW NTP.

W kwestii zapewnienia finansowania Zarząd Spółki wyjaśnił⁸², że na dzień 28 grudnia 2018 r. Spółka dysponowała porozumieniem z ENERGA SA i ENEA SA zapewniającym po 1 000,0 mln zł przez każdego z *Udziałowców* oraz założeniami uzgodnienia struktury finansowania i nowej umowy inwestycyjnej z udziałowcami w terminie do dnia 28 stycznia 2019 r.

(akta kontroli str. 34, 49, 2284-2292, 4410-4431, 5428-5631, 5925-5936)

1.3 Finansowanie projektu węglowego

1.3.1 Pozyskiwanie finansowania

Zgodnie z *Umową Inwestycyjną* finansowanie realizacji *Projektu* miało następować w równej wysokości w uzgodnionej formie ze środków *Udziałowców* Spółki, każdorazowo do kwoty wynikającej z uzasadnionych potrzeb Spółki ([...] *Umowy Inwestycyjnej*) z uwzględnieniem środków możliwych do pozyskania od inwestorów finansowych. Strony miały zaangażować się w działania zmierzające do pozyskania inwestorów finansowych w przypadku, gdyby uznały, że pozyskanie inwestorów finansowych, dysponujących możliwościami sfinansowania *Projektu* byłoby dla nich korzystne ([...] *Umowy Inwestycyjnej*). Ponadto *Wspólnicy* zobowiązali się do podejmowania wszelkich niezbędnych działań zmierzających do osiągnięcia i zachowania wspólnej kontroli nad Spółką ([...] *Umowy Inwestycyjnej*).

⁷⁹ Z dnia 27 grudnia 2018 r.

⁸⁰ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/392/2021 z dnia 28 kwietnia 2021 r.

⁸¹ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/392/2021 z dnia 28 kwietnia 2021 r.

⁸² Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/428/2021 z dnia 11 maja 2021 r.

Spółka na podstawie aneksu⁸³ do *Umowy o świadczenie usług* z dnia 16 sierpnia 2017 r. powierzyła osobie fizycznej prowadzenie procesu pozyskania finansowania dłużnego w formule Project Finance⁸⁴ oraz finansowania kapitałowego dla Spółki, a także prowadzenie negocjacji biznesowych w zakresie pozyskania finansowania w formie kapitału własnego SPV i koordynację procesu strukturyzacji finansowania dla *Projektu*.

W ramach poszukiwania zewnętrznego Spółka zawarła 10 umów na doradztwo finansowe i trzy umowy na doradztwo prawne w procesie pozyskiwania finansowania zewnętrznego na realizację *Projektu*, na które wydatkowano łącznie 5 261,7 tys. zł. Zawarto m.in. umowy na: świadczenia usług doradcy finansowego w procesie pozyskiwania finansowania dłużnego⁸⁵, świadczenie usług doradczych w zakresie przygotowania prognoz cen energii elektrycznej i innych wartości rynkowych⁸⁶, świadczenie usług koordynacji strony bankowej w procesie pozyskiwania finansowania dłużnego⁸⁷ oraz świadczenie usług doradcy prawnego w procesie pozyskania finansowania w związku z realizacją inwestycji „Budowa Elektrownia Ostrołęka C”⁸⁸. W wyniku wykonywania ww. 13 umów sporządzano analizy, w tym *due diligence*, opinie, modele finansowe i prognozy cen, które Spółka wykorzystywała w procesie pozyskiwania finansowania zewnętrznego.

W dniu 3 września 2018 r. Spółka zawarła porozumienie (obowiązujące do dnia 30 listopada 2018 r.) z Towarzystwem Inwestycyjnym Zamkniętym Aktywów Niepublicznych Energa⁸⁹, w którym zaangażowanie finansowe funduszu w *Projekt* określono na kwotę 1 000,0 mln zł. Spółka uzyskała również w dniu 6 września 2018 r. promesę warunkową (ważną do 28 grudnia 2018 r.) zawarcia kredytu terminowego do kwoty [...] zł i kredytu VAT do kwoty [...] ⁹⁰. Jednym z warunków jej realizacji było zapewnienie wkładu własnego w kwocie nie mniejszej niż [...] zł (udział własny każdego ze *Sponsorów* miał być nie niższy niż [...] zł), przy łącznym koszcie *Projektu* oszacowanym na kwotę [...] zł. *Banki* wymagały także [...].

Ówczesny Prezes Zarządu Spółki zeznał,⁹¹ że *Projekt* można było zrealizować bez zewnętrznego finansowania, a to właściciele kazali Spółce ubiegać się o promesę. Ponadto zeznał: „wydaje mi się, że *promesa była potrzebna udziałowcom celem wydania NTP i uwiarygodnienia się przed agencjami ratingowymi*”. Zarząd Spółki wyjaśnił⁹², że *promesa finansowania bankowego zawierała szereg warunków, a kluczowym elementem było [...]*. Umowa nie została zawarta, wobec czego podjęto decyzję o zmianie struktury finansowania i zmniejszenia zaangażowania *Banków*. Ponadto Członek Zarządu Spółki zeznał⁹³, że przyczyną wygaśnięcia *promesy bankowej* było niespełnienie warunków stawianych przez *Banki* wobec *Sponsorów*, a Spółka nie miała wpływu na spełnienie tych warunków.

⁸³ Nr 1 zawartego w dniu 18 sierpnia 2018 r. (obowiązującego od dnia 1 lipca 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.) i nr 2 zawartego w dniu 18 stycznia 2019 r. (obowiązującego od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 marca 2019 r.).

⁸⁴ Project finance – szczególnie sposób finansowania dużych inwestycji o dużej kapitałochłonności, zwłaszcza inwestycji infrastrukturalnych. Charakteryzuje się dużym udziałem kapitału obcego (70-90%). Nie jest uzależnione od wiarygodności kredytowej podmiotu realizującego inwestycje ani od wyceny zaangażowanego kapitału, ponieważ kredytodawca akceptuje warunki kredytowania na podstawie oceny zyskowności przedsięwzięcia.

⁸⁵ Umowa z dnia 11 czerwca 2018 r. (zmieniona aneksami: z dnia 29 marca 2019 r., z dnia 12 kwietnia 2019 r., z dnia 29 kwietnia 2019 r., z dnia 24 maja 2019 r.) o świadczenia usług doradcy finansowego w procesie pozyskiwania finansowania dłużnego.

⁸⁶ Umowa z dnia 8 sierpnia 2018 r. o świadczenie usług doradczych w zakresie przygotowania prognoz cen energii elektrycznej i innych wartości rynkowych.

⁸⁷ Umowa z dnia 10 sierpnia 2018 r. (zmieniona aneksem w dniu 1 lutego 2019 r.) na świadczenie usług koordynacji strony bankowej w procesie pozyskiwania finansowania dłużnego.

⁸⁸ Umowa z dnia 4 czerwca 2018 r. na świadczenie usług doradcy prawnego w procesie pozyskania finansowania w związku z realizacją inwestycji „Budowa Elektrownia Ostrołęka C”

⁸⁹ Dalej: FIZAN Energia].

⁹⁰ Od: [...]. Dalej: *Banki*.

⁹¹ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

⁹² Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/926/2020 z dnia 31 grudnia 2020 r.

⁹³ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

W dniu 11 września 2018 r. Zarząd Spółki złożył do Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA oświadczenie dot. sposobu finansowania inwestycji, w którym wskazał, że finansowanie w kwocie [...] zł zostanie pozyskane z *Banków*, a pozostały zakres zostanie sfinansowany ze środków własnych Spółki.

Ówczesny Prezes Zarządu Spółki w kwestii posiadania środków własnych zeznał⁹⁴, że *Umowa Inwestycyjna* gwarantowała Spółce finansowanie inwestycji. Ponadto zeznał, że: „pozyskanie finansowania tak naprawdę nas nie interesowało, mieliśmy zapewnienie ze strony udziałowców.”

Zarząd [...] wyjaśnił⁹⁵, że [...].

Ponadto [...] [...].

Zarząd Spółki wyjaśnił⁹⁶, że zmiana struktury finansowania czyniła bezzasadnym zwracanie się do *Udziałowców* o wypełnienie warunków określonych w promesie.

Prezes Zarządu [...] wyjaśnił⁹⁷, że [...]. W dniu 25 października 2018 r. Spółka przedstawiła *Bankom* zmieniony projekt *Wstępnych Warunków Finansowania*, uwzględniający m.in. zmiany w strukturze finansowania. Dalsze prace były skoncentrowane na wypracowaniu nowej struktury finansowania, akceptowalnej dla stron potencjalnej transakcji, nie zaś na wypełnieniu warunków określonych w promesie.

(akta kontroli str. 780, 1503-1504, 1507-1603, 1606-1613, 3180-3181, 3191-3348, 3349-3360, 3361-3371)

W wyniku roboczych rozmów pomiędzy ENEA SA, ENERGA SA i [...] w dniu 5 listopada 2018 r. uzgodniono strukturę finansowania, w której *Udziałowcy* zobowiązali się do wnieść wkład w kwocie [...] zł, [...] w kwocie [...] zł i banki [...] zł.

Zarząd Spółki wyjaśnił⁹⁸ że zapisy umowy wsparcia były nieakceptowalne przez *Sponsorów*, stąd zaproponowana została przez *Udziałowców*, doradców oraz [...] nowa struktura finansowania zakładająca lepsze warunki dla instytucji finansujących, w postaci spadku finansowania bankowego do kwoty [...] zł, przy czym zakładano, że przy tym zaangażowaniu finansowym banki nie będą wymagały pełnego regresu do *Sponsorów*.

W dniu 23 listopada 2018 r. *Banki* przekazały Spółce niewiążące *Warunki Finansowania*, w których kwotę zaangażowania ze strony *Banków* [...]. Zaangażowanie wspólników Spółki natomiast określono na kwotę [...] zł, a [...] na kwotę [...] zł.

Prezes Zarządu [...] wyjaśnił, że [...]. [...]⁹⁹, [...]. [...].

Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁰⁰, że nie brał udziału w spotkaniu w dniu 3 grudnia 2018 r. W spotkaniu uczestniczyli przedstawiciele *Udziałowców* oraz [...] ¹⁰¹, który w tym czasie był podmiotem odpowiedzialnym za przeprowadzenie uzgodnień pomiędzy bankami a *Udziałowcami*. Niezbędne było uzgodnienie jednolitych ścieżek cenowych między *Sponsorami*, żeby model był wiążący dla wszystkich stron z uwagi na szereg rozbieżności pomiędzy ENEA SA i ENERGA SA. W efekcie Spółka nie przekazała tych materiałów, ponieważ *Sponsorzy* nie uzgodnili kwestii, o których mowa powyżej, w tym uzgodnionego modelu finansowego.

⁹⁴ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

⁹⁵ Pismo [...].

⁹⁶ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/392/2021 z dnia 28 kwietnia 2021 r.

⁹⁷ Pismo [...].

⁹⁸ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/392/2021 z dnia 28 kwietnia 2021 r.

⁹⁹ [...].

¹⁰⁰ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/392/2021 z dnia 28 kwietnia 2021 r.

¹⁰¹ Podmiot działający na rzecz ENEA SA. Dalej: [...].

W dniu 21 grudnia 2018 r. Banki przedstawiły Spółce ofertę *Współfinansowania Projektu* na warunkach określonych w *Warunkach Finansowania*.

Pełnomocnicy [...] poinformowali [...] ¹⁰², że [...].

Zarząd [...] wyjaśnił ¹⁰³, że [...] [...].

SPV nie zwróciła się do Sponsorów o przedłożenie dokumentów potwierdzających gotowość zaangażowania Sponsorów w wymaganej przez banki kwocie. Ponadto w dniu 8 marca 2019 r. Spółka poinformowała ¹⁰⁴, iż prowadzone są pomiędzy *Sponsorami* rozmowy w zakresie zasad współpracy i wielkości zaangażowania finansowego. Do czasu zakończenia tych rozmów Spółka nie mogła zająć jednoznacznego stanowiska w zakresie przedstawionej oferty ani zdefiniować terminu zakończenia uzgodnień pomiędzy *Sponsorami*.

W dniu 30 listopada 2018 r. wygasło porozumienie zawarte z FIZAN Energia, w dniu 28 grudnia 2018 r. [...], a w dniu 21 marca 2019 r. [...].

Ówczesny Prezes Zarządu Spółki zeznał ¹⁰⁵, że Spółka nie skorzystała z oferty *Banków*, ponieważ nie miała zgody od *Właścicieli* na skorzystanie z tej oferty. Zeznał również, że: „*finansowanie było za małe w stosunku do potrzeb, trwały ponadto rozmowy z [...]*”.

Członek Zarządu Spółki w kwestii nieskorzystania z oferty złożonej przez *Banki* zeznał ¹⁰⁶, że były tam warunki, których nie spełnili *Sponsorzy*.

(akta kontroli str. 779, 1503-1504, 1507-1603, 1606-1613, 3182-3183)

W dniu 28 grudnia 2018 r. rozwiązano *Umowę Inwestycyjną* oraz podpisano nowe ramowe *porozumienie* pomiędzy ENERGA SA, ENEA SA i Spółką, które zdefiniowało poziom zaangażowania finansowego ENEA SA w kwocie 1 000,0 mln zł oraz ENERGA SA w kwocie przynajmniej 1 000,0 ml zł. Kwota zaangażowania ENERGA SA była uzależniona od finalnych środków na *Projekt*, jakie miały zostać pozyskane od banków oraz inwestorów finansowych. Zgodnie z *porozumieniem*, zadeklarowana kwota łącznie minimum 2 000,0 mln zł miała być przeznaczona na realizację budowy od momentu wydania NTP. *Porozumienie* określało, że do dnia 28 stycznia 2019 r. uzgodnione zostaną zasady zaangażowania inwestora finansowego, zasady udzielenia Spółce kredytów niezbędnych na dokończenie *Projektu* oraz że zostanie podpisana nowa *Umowa Inwestycyjna* z udziałem inwestorów oraz w miarę możliwości inwestora finansowego. Żadne z wymienionych zdarzeń nie nastąpiło.

W dniu 30 kwietnia 2019 r. ENEA SA oraz ENERGA SA zawarły *porozumienie w sprawie finansowania budowy Elektrowni Ostrołęka C*. Zgodnie z tym porozumieniem ENERGA SA zobowiązała się zapewnić Spółce nakłady finansowe na realizację inwestycji w kwocie nie mniejszej niż 819,0 mln zł natomiast ENEA SA zobowiązała się zapewnić nakłady finansowe w kwocie 819 mln zł ¹⁰⁷. W *porozumieniu* zawarto również zapis ([...]), że jeżeli dany *Sponsor* nie zapewni Spółce, ze swojej winy środków pieniężnych, Spółka będzie miała prawo dochodzić zapłaty kwoty pieniężnej od *Sponsora* na podstawie porozumienia.

(akta kontroli str. 635-640, 3372-3378)

¹⁰² Pismo [...].

¹⁰³ Pismo [...].

¹⁰⁴ Odpowiedź na zapytanie banku (droga mailową) w dniu 5 marca 2019 r. dotyczące statusu projektu i stanowiska Spółki w odniesieniu do otrzymanej z banku oferty.

¹⁰⁵ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

¹⁰⁶ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

¹⁰⁷ Uwzględniając podwyższenie kapitału Spółki o kwotę 361 382 tys. zł, postanowienia tego porozumienia w zakresie finansowania inwestycji pozostały bez zmian wobec porozumienia z dnia 28 grudnia 2018 r.

W dniu 5 czerwca 2019 r. Zarząd Spółki powołał¹⁰⁸ Zespół ds. pozyskania finansowania, w tym opracowania i wdrożenia docelowej struktury finansowania Projektu Ostrołęka C. Zgodnie z przygotowanym przez Zespół harmonogramem wybór banku inwestycyjnego, który miał wspierać Zespół w pozyskaniu finansowania dłużnego oraz kapitałowego, miał nastąpić do dnia 16 sierpnia 2019 r., a rozpoczęcie procesu pozyskiwania inwestora do dnia 12 września 2019 r. W związku z koniecznością zastosowania PZP przy wyborze banku inwestycyjnego w ocenie Zespołu realizacja harmonogramu była niewykonalna. Zespół w dniu 22 lipca 2019 r. zawnioskował o jego rozwiązanie, co stało się w dniu 13 września 2019 r.¹⁰⁹

Osoba fizyczna świadcząca usługi w zakresie pozyskania finansowania wyjaśniła¹¹⁰, że Zespół miał za zadanie przeanalizować możliwość uzupełnienia luki na poziomie kapitałów własnych tj. około [...] zł, czego finalnie nie udało się osiągnąć, w związku z tym dalsze funkcjonowanie Zespołu było bezzasadne. Kwestie pozyskania finansowania zostały następnie przeniesione na poziom udziałowców”.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹¹¹, że Spółka z racji swojego statusu spółki celowej (inżynierskiej), powołanej do realizacji inwestycji nie uczestniczyła w bezpośrednim procesie pozyskania i decyzjach dotyczących finansowania, więc nie posiada wiedzy na temat źródeł finansowania, jego formy oraz struktury – te działania były w gestii inwestorów.

W kwestii sygnalizowania Właścicielom, że kontynuowanie budowy bez zapewnienia finansowania jest niemożliwe, Zarząd Spółki wyjaśnił¹¹², że w ocenie Spółki do dnia 12 lutego 2020 r. włącznie Właściciele podejmowali działania zmierzające do zapewnienia finansowania i w tym celu było podpisane np. porozumienie z 30 kwietnia 2019 r.

(akta kontroli str.123-126, 592-616, 3489)

1.3.2 Wykonanie budżetu projektu

W dniu 4 stycznia 2019 r. nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego Spółki o kwotę 361 382,1 tys. zł (z kwoty 551 100 tys. zł do kwoty 912 482,1 tys. zł) pokryte w równych częściach przez ENEA SA i ENERGA SA. Ponadto ENERGA SA udzieliła Spółce dwóch pożyczek w łącznej kwocie 398 000,0 tys. zł¹¹³, na okres do dnia 30 czerwca 2021 r. Wartość naliczonych odsetek od pożyczek według stanu na dzień 31 maja 2021 r. wyniosła 38 315 tys. zł.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹¹⁴, że Spółka nie korzystała z innych źródeł finansowania niż podwyższenia kapitału i pożyczki udzielone przez udziałowców.

Stan środków pieniężnych Spółki na koniec każdego roku w latach 2018-2020 wynosił odpowiednio: [...] zł, [...] zł i [...] zł.

Przy całkowitym budżecie inwestycji planowanym na 6 764,0 mln zł, wykonanie budżetu narastająco według stanu na koniec kwietnia 2021 r. – wyniosło 1 339 693 tys. zł¹¹⁵ (efektywny koszt dla Spółki), w tym:

¹⁰⁸ Uchwałą Nr 42/2019 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie powołania Zespołu ds. pozyskania finansowania, w tym opracowania i wdrożenia struktury finansowania Projektu Ostrołęka C. Dalej: Zespół.

¹⁰⁹ Uchwała Nr 66/2019 Zarządu Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o. z dnia 13 września 2019 r. w sprawie rozwiązania Zespołu ds. pozyskania finansowania, w tym opracowania i wdrożenia docelowej struktury finansowania Projektu Ostrołęka C powołanego uchwałą Zarządu nr 42/2019 z dnia 5 czerwca 2019 r.

¹¹⁰ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień znak: KGP.410.010.06.2019 z dnia 22 lutego 2021 r.

¹¹¹ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/34/21 z dnia 20 stycznia 2021 r.

¹¹² Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/428/2021 z dnia 11 maja 2021 r.

¹¹³ Umowa pożyczki z dnia 17 lipca 2019 r. zakładała pożyczkę w wysokości 76 mln zł, następnie Aneksem nr 1 z dnia 23 grudnia 2019 r. obniżono kwotę pożyczki do 58 mln zł. Umowa pożyczki z dnia 23 grudnia 2019 r. zakładała pożyczkę w kwocie 340 mln zł.

¹¹⁴ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/105/2021 z dnia 10 lutego 2021 r.

¹¹⁵ Nie wydzielając kosztów projektu gazowego i rozliczenia projektu węglowego.

1. budowa bloku energetycznego)¹¹⁶ – [...] zł (w tym zaliczka w wysokości [...] % wartości *Kontraktu* oraz opłacone cztery kamienie milowe – odcinki od nr 1 do nr 4);
2. modernizacja bocznicy kolejowej – [...] zł;
3. budowa linii blokowych – [...] zł (większość prac została zrealizowana i rozliczona¹¹⁷);
4. pozostałe nakłady wyniosły [...] zł, w tym: [...] zł – nakłady poniesione w ramach przygotowania *Projektu*¹¹⁸, zakup gruntów – [...] zł, odkup od EEO¹¹⁹ dokumentacji projektowej oraz koncepcji technicznych – [...] zł, ubezpieczenie bloku – [...] zł, przyłączenie do sieci przesyłowej – [...] zł, opłata za wyłączenie gruntów – [...] zł, przebudowa mostu na rzece Narew w Ostrołęce w ciągu drogi krajowej nr 61¹²⁰ – [...] zł, rurociąg wody surowej – [...] zł oraz budowa dróg dojazdowych – [...] zł,
5. wydatki Spółki – [...] zł,
6. koszty finansowe – [...] zł,
7. zabezpieczenie z tytułu udziału w aukcji rynku mocy – [...] zł,
8. pozostałe koszty operacyjne – [...] zł.

Na podstawie szczegółowego badania¹²¹ 18 dowodów księgowych na łączną kwotę 1 145 293,7 tys. zł stwierdzono, że objęte badaniem wydatki Spółki zostały poniesione w związku z realizacją inwestycji budowy bloku energetycznego Ostrołęka C.

(akta kontroli str. 139-141, 3184-3186, 3423-3452, 3507-3529, 5917-5921)

Zgodnie z umową mocową zawartą w dniu 22 grudnia 2018 r. Spółka przez okres 15 lat począwszy od 2 stycznia 2023 r. miała otrzymywać wsparcie finansowe w kwocie [...] zł/kW/rok, przy obowiązkach mocowym 852,6 MW. Ani ustawa o rynku mocy, ani *Regulamin Rynku Mocy* z dnia 19 listopada 2020 r.¹²² nie przewidywały możliwości zmiany technologii wytwarzania mocy oraz wysokości zakontraktowanego obowiązku mocowego. Nie istniały również możliwości prawne przeniesienia obowiązku mocowego w ramach rynku wtórnego zgodnie z art. 48 ust. 2 ustawy o rynku mocy.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹²³, że rozwiązanie umowy mocowej nie było planowane, ponieważ obecnie nie ma podstawy prawnej umożliwiającej zmianę paliwa dla powyższej umowy. Z informacji przekazywanych do SPV przez *Wspólników* zainicjowany został proces legislacyjny zmierzający do zmiany dotychczasowych norm prawnych dotyczących rynku mocy, który umożliwiłby utrzymanie umowy mocowej przy założeniu zmiany (obniżenia) mocy¹²⁴.

Z powodu niespełnienia od stycznia 2023 r. wymogu określonego w art. 52 ust. 2 ustawy o rynku mocy (przede wszystkim pkt 1-2, tj. potwierdzenia możliwości dostarczenia mocy przez Spółkę oraz zrealizowania zakresu rzeczowego

¹¹⁶ Kontraktowa pierwotna wartość nakładów inwestycyjnych wynosiła 5 049 729 tys. zł netto. W dniu 21 kwietnia 2020 r. Strony zawarły dwa aneksy do *Kontraktu* (Aneks nr 2 oraz Aneks nr 3), co spowodowało [...] [...].

¹¹⁷ Zgodnie z umową z konsorcjum, którego liderem jest [...], do realizacji pozostało jeszcze wykonanie kamieni milowych 10a oraz 12a ([...] zł). Kwota w wysokości [...] % wartości kontraktu, tj. [...] zł będzie płatna do dnia [...], po dokonaniu rozruchu linii blokowej i oddaniu jej do eksploatacji. Zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym (HRF) linii blokowych prace powinny zostać ukończone do dnia [...].

¹¹⁸ Dotyczy w przeważającej części nakładów poniesionych w latach 2008-2012.

¹¹⁹ ENERGA Elektroenergetyka Ostrołęka S.A.

¹²⁰ Zgodnie z art. 16 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 470, ze zm.).

¹²¹ Zbadano, czy poszczególne wydatki były: związane z realizacją inwestycji, poniesione na podstawie umów zawartych prawidłowo pod względem formalnym i finansowym, poniesione terminowo.

¹²² Zatwierdzony decyzją Prezesa URE z dnia 30 grudnia 2020 r. Opublikowany na stronie internetowej URE pod adresem: <https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3674.Regulamin-ryнку-mocy.html>; Dalej: *Regulamin Rynku Mocy*

¹²³ Pismo znak: EO//SPV/Zarząd/926/2020 z dnia 31 grudnia 2020 r.

¹²⁴ Zgodnie z informacją zamieszczoną na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji, w 2020 r. procedowany był projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy i niektórych innych ustaw (druk UC 42). Projekt ten został jednak wycofany z dalszych prac w dniu 23 października 2020 r. decyzją Ministra Klimatu i Środowiska (sygn. pisma: DSM-UE.074.19.2020.AJ).

inwestycji), Spółka na podstawie art. 47 ust. 2 ustawy może być zobowiązana do zapłacenia kary w wysokości 15% wartości niewykonanego obowiązku mocowego, obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy dotyczącej danego roku dostaw¹²⁵, za każdy miesiąc roku dostaw. Ponieważ zgodnie z art. 46 ust. 1 pkt 2 w zw. z art. 47 ustawy o rynku mocy umowa mocowa ulega rozwiązaniu, jeżeli dostawca mocy nie spełni wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2 przed zakończeniem trzeciego roku dostaw, Spółka, w przypadku braku wprowadzenia projektowanych zmian do ustawy o rynku mocy:

1. może utracić zabezpieczenie finansowe o którym mowa w art. 50 ust. 1 ustawy o rynku mocy w kwocie [...] zł;
2. może utracić zaplanowane przychody z rynku mocy w kwocie [...] zł¹²⁶;
3. może być zobowiązana do zapłaty karę za niewykonanie obowiązku mocowego w wysokości od kwoty [...] zł¹²⁷ do kwoty [...] zł¹²⁸ (rozbieżność wynika z nieprecyzyjnego brzmienia art. 47 ust. 2 ustawy o rynku mocy¹²⁹ oraz z faktu nieodbycia się wszystkich aukcji mocy niezbędnych do dokonania obliczeń);
4. umowa mocowa ulegnie rozwiązaniu w dniu 1 stycznia 2026 r.

Spółka wyjaśniła¹³⁰, że w związku z toczącym się procesem zmiany ustawy o rynku mocy oraz projektem zmiany umożliwiającej wskazanie innego dostawcy mocy z emisją CO₂ poniżej 550 g/MW, Spółka nie przewiduje kosztów niewykonania obowiązku mocowego.

W związku z powyższym Spółka może ponieść koszty w łącznej wysokości [...] zł.

Spółka dokonała odpisania w całości zabezpieczenia finansowego złożonego na rynek mocy w kwocie [...] zł.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹³¹, że aby zapewnić prawidłowe rozliczanie materiałów i produktów powstałych w trakcie realizacji *Projektu* były wykonywane inspekcje techniczne przez Spółkę oraz konsultacje z inżynierami *Kontraktu* – firmą [...]. W przypadku gdy Spółka nie mogła odbyć inspekcji, korzystała z biur specjalistycznych (odpowiedników polskiego Urzędu Dozoru Technicznego).

W okresie 2020-2021 (do 30 kwietnia) wykonano 43 inspekcje, w tym: 27 w Polsce, pięć w Chinach, cztery we Włoszech, trzy w Niemczech, dwie w Czechach i po jednej w Estonii i Holandii.

Do dnia 27 maja 2021 r. GE zgłosił 237 pakietów rozliczeniowych o łącznej wartości [...] zł, w tym dotyczące koszty zawieszenia¹³² wynoszących [...] zł, a kosztów prac w toku¹³³ [...] zł. Według stanu na koniec maja 2021 r., rozliczono jeden pakiet o wartości [...] zł.

Wartość oszacowanych przez Spółkę elementów infrastruktury dotychczas zrealizowanej na potrzeby projektu węglowego, która może być wykorzystana na potrzeby nowego bloku CCGT wynosi 60 982 tys. zł. Znajdują się wśród nich m.in.: przyłączenie do sieci przesyłowej – [...] zł, kotłownia – [...] zł, ogrodzenie i miasteczko kontenerowe – [...] zł, droga obwodowa – [...] zł, maszynownia – [...] zł oraz nastawnia i budynek elektryczny – [...] zł.

¹²⁵ Zgodnie z Informacją z dnia 14 stycznia 2019 r. Prezesa Urzędu Komunikacji nr 10/2019 r. w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2023 aukcja główna na rok dostaw 2023 zakończyła się w rundzie 8 z ceną zamknięcia równą 202,99 zł/kW/rok.

¹²⁶ 852603 kW x [...] zł/kW/rok x 15 lat.

¹²⁷ (852603 kW x [...] zł/kW/rok / 12 miesięcy) x 15% x 36 miesięcy.

¹²⁸ Zgodnie z analizą sporządzoną przez kancelarię [...] w dniu 20.03.2020 r. (127890,45 kW x [...] zł x 36 miesięcy).

¹²⁹ Nieprecyzyjność odnosi się do braku skonkretyzowania długości okresu, za który należy regulować karę – okres trzech lat, tj. do rozwiązania umowy mocowej czy też okres 15 lat – okres przewidzianego wsparcia w umowie mocowej.

¹³⁰ Pismo – znak: EO/SPV/Zarząd/449/2021 z dnia 17 maja 2021 r.

¹³¹ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/428/2021 z dnia 11 maja 2021 r.

¹³² Koszty poniesione w okresie od 14 lutego do 4 czerwca 2020 r.

¹³³ Koszty poniesione na część produkcji, która nie została ukończona do dnia 14 lutego 2020 r. (produkty lub usługi w fazie tworzenia).

Wartość oszacowanych przez NIK aktywów majątku, który Spółka będzie w stanie wykorzystać w ramach realizacji projektu gazowego (bądź dokonać ich odsprzedaży) obejmuje kwotę 92 642 tys. zł, w tym: zakup gruntów – [...] zł, opłaty za wyłączenie gruntów – [...] zł, budowę dróg dojazdowych – [...] zł. Ponadto wykazane przez Spółkę koszty finansowe w łącznej kwocie [...] zł (odsetki od udzielonych przez *Sponsorów* pożyczek) nie zostały przez Spółkę dotychczas faktycznie poniesione.

Uwzględniając dotychczas poniesione wydatki na realizację Projektu węglowego w łącznej kwocie 1 339 693 tys. zł oraz szacowane przez NIK do poniesienia wydatki na rozliczenie projektu węglowego w kwocie 221 758 tys. zł (w tym wartość pakietów do rozliczenia, tj. [...] zł¹³⁴, oraz marżę GW w kwocie [...] zł), uwzględniając ponadto kwoty pozostałe do wypłaty wykonawcy bocznicy kolejowej w wysokości [...] zł) otrzymano kwotę 1 581 762,5 tys. zł. Po odjęciu wartości infrastruktury, która może być wykorzystana na potrzeby bloku CCGT ([...] zł), wartości nabytych aktywów w kwocie [...] zł, naliczonych, ale nieponiesionych kosztów finansowych ([...] zł), budowy linii blokowej ([...] zł) oraz szacowanych przychodów z tytułu odsprzedaży i zezłomowania wytworzonych produktów w kwocie [...] zł, otrzymano kwotę 1 348 904,5 tys. zł, tj. kwotę bezpowrotnie utraconą w wyniku realizacji projektu węglowego.

(akta kontroli str.779, 785,1299, 2860-2876, 3137-3144, 3145-3146, 3148-3153)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

NTP zostało wydane przez Spółkę w sytuacji niezapewnienia pełnego finansowania inwestycji, przy jednoczesnej świadomości Spółki, że dotychczasowe działania związane zarówno z pozyskaniem zewnętrznego finansowania, jak i uzyskaniem porozumienia pomiędzy *Właścicielami* w zakresie ich udziału w budżecie inwestycji nie przynosiły spodziewanych rezultatów.

Spółka, zlecając GE rozpoczęcie inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C w dniu 28 grudnia 2018 r., posiadała wiedzę, że w tym samym dniu mija okres ważności promesy warunkowej zawarcia kredytu terminowego do kwoty [...] zł i kredytu VAT do kwoty [...] i że warunki promesy zarówno przez Spółkę, jak i przez jej *Sponsorów* nie zostały spełnione. Jednym z warunków realizacji promesy było zawarcie umowy wsparcia przez *Wspólników*. Spółka nie wywiązała się z ciążących na niej obowiązków dotyczących pełnego zakończenia procesu *due diligence* w sposób satysfakcjonujący dla *Banków*, a także przedłożenia porozumień i deklaracji dotyczących udzielenia finansowania przez inwestora finansowego/inwestorów finansowych oraz wierzyciela podporządkowanego. NIK uwzględniając, że działania Spółki były uzależnione od właścicieli, wskazuje, że Spółka nie sygnalizowała *Sponsorom*, że nie wykonuje zadań jej wyznaczonych, co może powodować utratę możliwości skorzystania z promesy. Podzielając wyjaśnienia Zarządu Spółki, że w związku ze zmianą struktury finansowania bezzasadne było zwracanie się do *Udziałowców* o wypełnienie warunków określonych w promesie, Izba wskazuje, że Spółka, nie wypełniając należących do niej obowiązków, nie sygnalizowała jednocześnie *Właścicielom* braku innych wiążących ofert finansowania inwestycji i istnienia dużego prawdopodobieństwa zmaterializowania się ryzyka niewybudowania bloku elektrowni Ostrołęka C. Zarówno bowiem złożone w dniu 23 listopada 2018 r. przez *Banki* niewiążące *Warunki Finansowania*, jak i zaproponowana w dniu 21 grudnia 2018 r. oferta *Współfinansowania Projektu* (ważna do 21 marca 2019 r.) przewidywały zaangażowanie *Wspólników* w kwocie [...] zł, tj. [...] zł przez każdego z nich, a ENEA SA w porozumieniu zawartym 28

¹³⁴ Obliczoną na podstawie różnicy wartości pakietów złożonych przez GW, a zapłaconych kwot na rzecz GW ([...] zł.)

grudnia 2018 r. ograniczyła swój udział w *Projekcie* do kwoty nie przekraczającej 1 000,0 mln zł, a więc do kwoty prawie o [...], niż przewidywanej w ofercie *Współfinansowania Inwestycji*.

Izba nie może podzielić wyjaśnień ówczesnego prezesa Zarządu Spółki, że *Umowa Inwestycyjna* gwarantowała Spółce finansowanie inwestycji. Zapisy *Umowy Inwestycyjnej* rzeczywiście gwarantowały finansowanie realizacji *Projektu* w równej wysokości w uzgodnionej formie ze środków *Udziałowców* Spółki, każdorazowo do kwoty wynikającej z uzasadnionych potrzeb Spółki, jednak w dniu wydania NTP *Umowa* przestała obowiązywać, a obowiązywały zapisy trójstronnego porozumienia, ograniczającego zaangażowanie finansowe ENEA SA do kwoty 1 mld zł, a ENERGA do kwoty nie mniej niż 1 mld zł.

Niewydanie NTP w dniu 28 grudnia 2018 r. wiązało się z koniecznością poniesienia kosztów na rzecz GE do kwoty [...] zł stanowiącej [...] % ceny netto *Kontraktu*. Natomiast rozpoczęcie prac skutkowało wydatkowaniem kwoty [...] zł.

Izba nie może zgodzić się z argumentacją ówczesnego prezesa Zarządu Spółki, że nie była ona zainteresowana finansowaniem bowiem miała ona zapewnienie ze strony *Udziałowców*. Takie zapewnienie zawarto dopiero w *porozumieniu* z 30 kwietnia 2019 r., gdzie wskazano Spółkę jako podmiot, na rzecz którego miało być spełnione świadczenie polegające na zapewnieniu nakładów finansowych przez strony *porozumienia* (ENEA SA, ENERGA SA), jednak wyegzekwowanie tej kwoty wymagałoby drogi sądowej. Z wyjaśnień Zarządu Spółki wynika, że z racji swojego statusu nie uczestniczyła ona w bezpośrednim procesie pozyskania i decyzjach dotyczących finansowania, więc nie posiadała wiedzy na temat źródeł finansowania, jego formy oraz struktury. Przyjmując nawet założenie, że Spółka nie była informowana przez Właścicieli o ich działaniach, miała ona własne obowiązki do wypełnienia w procesie pozyskiwania finansowania od instytucji zewnętrznych. Spółka od momentu swojego powstania brała aktywny udział w tym procesie. Zawierała umowy na doradztwo prawne i finansowe, na które wydatkowała kwotę 10 184,9 tys. zł, jak również powierzyła osobie fizycznej prowadzenie procesu pozyskania finansowania. Spółka angażowała się w rozmowy z potencjalnymi kredytodawcami i funduszami inwestycyjnymi mającymi zapewnić finansowanie. To na Spółce jako beneficencie promesy ciążył obowiązek wykazania spełnienia warunków, od których banki, jako wystawcy promesy, uzależniały udzielenie kredytu, oraz przystąpienie do negocjacji oferty *Współfinansowania Projektu* przedstawionej przez [...]. Spółka miała także wiedzę o ograniczeniu do kwoty 1 mld zł finansowania przez jednego ze *Sponsorów*. Należy zauważyć, że Zarząd Spółki miał świadomość wysokiego zagrożenia brakiem montażu finansowego, dlatego nie podjął na posiedzeniu w dniu 17 grudnia 2018 r. uchwały w sprawie wystąpienia do Zgromadzenia Wspólników z wnioskiem w sprawie wyrażenia zgody na wydanie GE Polecenia Rozpoczęcia Prac. Uchwałę taką podjęto natomiast w dniu 27 grudnia 2018 r., pomimo tego, że nie zmieniły się czynniki ryzyka związane z niezapewnieniem finansowania *Projektu*.

Wydanie NTP w warunkach niezapewnienia pełnego finansowania oraz posiadania wiedzy o istotnym ryzyku jego niezapewnienia na etapie budowy skutkowało niegospodarnym wydatkowaniem¹³⁵ kwoty 1 348 904,5 tys. zł (z uwzględnieniem wydatków poniesionych do dnia wydania NTP, które nie będą mogły być wykorzystane w trakcie realizacji projektu gazowego).

(akta kontroli str. 128-132, 3481-3493, 5992-6001)

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia negatywnie realizację inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C. Spółka, niezależnie od zadań *Sponsorów*, nieprawidłowo wykonywała swoje

¹³⁵ Do dnia 31maja 2021 r.

zadania związane z organizacją finansowania. Mając świadomość możliwości ziszczenia się ryzyka braku finansowania, Spółka rozpoczęła w takiej sytuacji realizację *Projektu*. Realizacja *Projektu* w technologii węglowej skutkowałą niegospodarnym wydatkowaniem środków na *Projekt* w kwocie 1 348 904,5 tys. zł. Działania Spółki w zakresie realizacji inwestycji od momentu wydania NTP do dnia jej zawieszenia były zgodne z warunkami *Kontraktu*, co jednak nie przyczyniło się do jego ostatecznej realizacji.

OBSZAR

2. Nadzór inwestorski realizacji inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C

Opis stanu faktycznego

Nadzór inwestorski nad realizacją inwestycji, w imieniu Spółki, prowadził [...] sp. z o.o.¹³⁶, działając na podstawie umowy z dnia 1 lutego 2012 r.¹³⁷ [...] był inspektorem nadzoru inwestorskiego dla *Umowy na blok*, oraz od chwili podpisania Aneksu nr 1 do umowy z dnia 1 lutego 2012 r. również dla *Umowy na przebudowę linii kolejowej* oraz *Umowy na budowę linii WN*. Do podstawowych obowiązków [...] należało prowadzenie kontroli i nadzoru nad pracami budowlanymi, będącymi przedmiotem umów wykonawczych, w tym również wynikających z art. 25 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. *Prawo budowlane*¹³⁸.

[...] co miesiąc przedkładał Spółce raporty zawierające przede wszystkim opis istotnych zdarzeń mających miejsce w czasie realizacji inwestycji oraz stopień zaawansowania prac wynikających z poszczególnych umów wykonawczych. Ponadto w raportach [...] informował o zdarzeniach mogących mieć wpływ na terminową realizację inwestycji. W raportach nie odnotowano: przypadków realizacji prac budowlanych niezgodnie z projektem i pozwoleniem na budowę, przepisami prawa oraz zasadami wiedzy technicznej; niewłaściwej jakości wykonywanych robót; zastosowania wadliwych technicznie części składowych instalacji lub wyrobów budowlanych. Informacje zawarte w raportach miesięcznych [...] wynikały z dokumentacji wykonawczej¹³⁹.

Kierownik *Projektu*¹⁴⁰ od grudnia 2016 r., przedkładał Komitetowi Sterującemu¹⁴¹ comiesięczne raporty. Zawierały one m.in. informacje o: finansowaniu projektu, realizacji i planowaniu zadań (w tym stanu realizacji harmonogramu, zagadnienia, problemy i aktualizację zagrożeń) i pozostałych wydarzeniach w projekcie. Zawierane w comiesięcznych raportach informacje dotyczyły wszystkich trzech projektów. Informacje zawarte w raportach Kierownika *Projektu* wynikały z dokumentacji wykonawczej¹⁴². Od pierwszego raportu¹⁴³ Kierownik *Projektu* jako *główne aktywne procesy/zadania sumaryczne* wskazywał m.in. finansowanie inwestycji z początkowym terminem osiągnięcia 7 marca 2018 r., następnie 31 grudnia 2018 r. Od raportu 6/2018 prezentował trwający w SPV proces pozyskiwania finansowania dla *Projektu*. Natomiast w raporcie 12/2018 stwierdził, że w dniach 21-27 grudnia 2018 r. SPV otrzymała z banków oferty ([...]) i listy intencyjne, uwzględniające zmiany w strukturze finansowania wprowadzone przez *Sponsorów* ([...]) oraz dokumenty potwierdzające zainteresowanie *Projektem*. W powyższym raporcie zapisano również, że uzgodnieniami między *Sponsorami* finansowanie na poziomie ofert wiążących powinno zostać zamknięte do 28 stycznia

¹³⁶ Dalej: [...].

¹³⁷ Umowa ta była zmieniona następującymi aneksami: z dnia 1 września 2017 r., i z dnia 6 grudnia 2018 r.

¹³⁸ Dz. U. z 2020 r. poz. 1333, ze zm. Dalej: *Prawo budowlane*.

¹³⁹ Książki budowy, odbiory techniczne, raporty tygodniowe itp.

¹⁴⁰ [...], i od kwietnia 2019 r. [...]

¹⁴¹ Organ doradczy w skład którego wchodził przedstawiciele wspólników Spółki tj. ENEI SA i ENERGI SA.

¹⁴² Książki budowy, odbiory techniczne, raporty tygodniowe, raporty miesięczne [...] itp.

¹⁴³ Raport nr 12/2016 z dnia 5 stycznia 2017 r.

2019 r. Od raportu 1/2019 informował, że dalsze rozmowy z instytucjami finansowymi zostaną wznowione po finalizacji uzgodnień między *Sponsorami* w zakresie struktury finansowania, a data zamknięcia finansowania jest zależna od uzgodnień na poziomie właścicielskim. Ponadto od raportu 8/2017 w części *zagadnienia, problemy i aktualizacja zagrożeń* Kierownik Projektu wymieniał zidentyfikowane kluczowe ryzyka w *Projekcie* w tym ryzyko niezamknięcia finansowego a od raportu 2/2018 ryzyko niewybudowania bloku elektrowni Ostrołęka C (które od raportu 6/2019 określano jako ryzyko opóźnienia budowy bloku elektrowni Ostrołęka C).

Zgodnie z pkt 14.1.3 *Regulaminu Rynku Mocy* Spółka była zobowiązana złożyć operatorowi systemu przesyłowego (PSE) raporty przedstawiające aktualny stan zaawansowania inwestycji. Spółka terminowo wywiązała się z tego obowiązku, przysyłając raporty w dniu 1 lipca 2020 r. i w dniu 4 stycznia 2021 r. W raportach nie poinformowano o decyzji wstrzymania realizacji inwestycji w wariantcie węglowym, mimo że w czerwcu 2020 r. zrezygnowano z realizacji inwestycji w tym wariantcie. W raportach jako planowany termin oddania inwestycji do eksploatacji podano datę: 28 sierpień 2023 r. (najwcześniej) i 28 grudzień 2023 r. (najpóźniej). Dodatkowo wskazano, że: „w przypadku możliwości legislacyjnych oraz decyzji strategicznych dotyczącej zmiany projektu na budowę elektrowni wykorzystującej paliwo gazowe przedstawione dane w niniejszym załączniku mogą ulec zmianie”.

(akta kontroli str.777-778, 784, 789-790, 1296-1299, 2216-2276, 2303-2585, 3157-3178, 4432-4474)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

Spółka nie wywiązywała się z obowiązku wynikającego z pkt 14.1.3 *Regulaminu Rynku Mocy*¹⁴⁴, nie podając w raportach z dnia 1 lipca 2020 r. i z dnia 4 stycznia 2021 r. informacji o podjętej przez *Sponsorów* decyzji wstrzymującej realizację inwestycji w wariantcie węglowym i przedstawiając nieprawdziwe daty planowanego oddania inwestycji do eksploatacji wynikające z harmonogramu dla bloku węglowego, w sytuacji jednoznacznego rozstrzygnięcia o braku realizacji tej inwestycji w tym kształcie. NIK nie może podzielić wyjaśnień Zarządu¹⁴⁵ że data 28 sierpnia 2023 r. jest terminem zgodnym z *Kontraktem*, a data 28 grudnia 2023 r. jest datą szacunkową, a daty te mogą ulec aktualizacji przy składaniu kolejnych raportów. Spółka miała obowiązek podać aktualny stan realizacji inwestycji i kluczowe zmiany w przebiegu jej realizacji. Wynika to z faktu, że operator rynku mocy na podstawie przedkładanych mu raportów, w sytuacji gdy stwierdzi zagrożenie spełnienia Operacyjnego Kamienia Milowego¹⁴⁶, może zażądać od dostawcy mocy złożenia planu naprawczego inwestycji. Okoliczność dysponowania nieaktualnymi danymi przez operatora utrudniła mu możliwość skorzystania z tego uprawnienia.

(akta kontroli str. 784, 789-790, 1296-1299, 3157-3178, 3481-3493)

OCENA CZĄSTKOWA

Spółka prawidłowo realizowała nadzór inwestorski nad realizacją inwestycji oraz właściwie informowała *Właścicieli* o postępach prac, jednakże nie dochowała należytej staranności w cyklicznym informowaniu operatora rynku mocy

¹⁴⁴ Dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową na więcej niż 1 rok dostaw „do momentu osiągnięcia OKM jest zobowiązany dostarczać OSP za pośrednictwem rejestru raport przedstawiający aktualny stan zaawansowania inwestycji.

¹⁴⁵ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/33/2021 z dnia 20 stycznia 2021 r.

¹⁴⁶ Osiągnięcie Operacyjnego Kamienia Milowego następowało poprzez wykazanie przez dostawcę mocy spełnienia wymagań określonych w art. 52 ust. 2 ustawy o rynku mocy, w tym m.in. zrealizowania zakresu rzeczowego inwestycji (poniesienia nakładów finansowych nie mniejszych niż wymagany poziom nakładów) oraz możliwości dostarczenia mocy w wielkości nie mniejszej niż 95% obowiązku mocowego.

o faktycznym stanie zaawansowanie inwestycji, co w ocenie NIK utrudniło operatorowi możliwość zobowiązania Spółki do podjęcia działań naprawczych.

3. Zarządzanie ryzykiem inwestycji w procesie budowy bloku Ostrołęka C

3.1. Działania wobec zidentyfikowanych ryzyk

Opis stanu faktycznego

W *Strategii Zarządzania Ryzykiem*¹⁴⁷, wyszczególniono listę ryzyk zarządzanych w Spółce, oceniono mechanizmy kontrolne poszczególnych ryzyk oraz opisano konkretne procedury zarządzania ryzykiem. Zidentyfikowano 33 ryzyka, w tym 7 ryzyk zewnętrznych oraz 26 ryzyk wewnętrznych. Określono ryzyka kluczowe (wycenione powyżej [...] zł), do których zaliczono brak zamknięcia finansowego. Przygotowany rejestr ryzyk był konsultowany z przedstawicielami *Udziałowców*. W *Strategii* wyznaczono również *Koordynatora ds. ryzyk*, sporządzono karty ryzyk oraz właścicieli poszczególnych ryzyk. Zapisano także, że raz na 6 miesięcy będzie dokonywany przegląd ryzyk, z którego to przeglądu powstanie raport. W ramach identyfikacji i oceny ryzyka dokonywano w Spółce w latach 2018-2020 okresowych przeglądów i analiz ryzyk w formie półrocznych raportów ryzyka pn. *Identyfikacja i ocena ryzyk w Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o.* Raporty zawierały opis najważniejszych wydarzeń dotyczących ryzyk, plan działań wobec zidentyfikowanych ryzyk oraz propozycje mierników dla zidentyfikowanych ryzyk.

(akta kontroli str. 32-52, 111-122, 656-668, 1641-1680)

W trakcie okresowej oceny ryzyk dokonanej po I półroczu 2018 r. listę ryzyk zarządzanych w Spółce ograniczono do 13, a za jedno z najistotniejszych uznano ryzyko niezamknięcia finansowego i ryzyko niewybudowania bloku elektrowni Ostrołęka C. Pozostałe ryzyka dotyczyły m.in. modelu biznesowego, modelu finansowego, a także trafności przyjętych w modelu założeń rynkowych.

Ryzyko niezamknięcia finansowego związane było z brakiem finansowania *Projektu* i utratą płynności finansowej (dostosowania finansowania wynikającego z *Umowy Inwestycyjnej* do potrzeb *Projektu*). Najistotniejsze dla ryzyka były czynniki zewnętrzne, takie jak: zbyt małe zainteresowanie instytucji finansujących *Projektem* (niewystarczająca kwota finansowania), alternatywne projekty inwestycyjne o lepszych parametrach finansowych, wewnętrzne polityki banków prowadzące do braku zainteresowania projektami węglowymi. W czynnikach wewnętrznych podkreślono, że decyzje dotyczące finansowania *Projektu* nie były podejmowane na szczeblu Spółki i przywiązywano dużą wagę do jakości analiz dostępnych opcji finansowania, a także do współpracy pomiędzy *Udziałowcami*. Ryzyko zarządzane było przez osobę fizyczną (podobnie jak ryzyko modelu finansowego i ryzyko trafności przyjętych w modelu założeń), z którą Spółka w dniu 16 sierpnia 2017 r. zawarła umowę o świadczenie usług. Do najważniejszych zadań zleceniobiorcy należało: wprowadzanie założeń do modelu finansowego *Projektu* oraz cykliczne jego aktualizowanie, a także sporządzanie monitoringu opłacalności *Projektu* w oparciu o bieżące założenia kosztowe i przychodowe. W umowie nie zawarto wymogu pełnienia roli właściciela ryzyka ani nie skonkretyzowano zadań zarządzania ryzykiem, za które ta osoba miała być odpowiedzialna. Działania określone dla ryzyka niezamknięcia finansowego w latach 2018-2020 dotyczyły: uzyskania wiążących *term sheet* od instytucji finansujących (wrzesień 2018 r.), podpisania umów kredytowych o finansowanie (listopada 2018 r.), zamknięcia finansowania (II kwartał 2019 r., a następnie I kwartał 2020 r. i III kwartał 2020 r.),

¹⁴⁷ Przyjętej uchwałą nr 67/2017 Zarządu Elektrowni Ostrołęka S.A z dnia 7 września 2017 r. Dalej: *Strategia*.

prowadzenia wspólnie z doradcami scenariuszy rezerwowych w zakresie finansowania *Projektu* (na bieżąco). Jako propozycje mierników dla tego ryzyka wskazano terminową realizację kamieni milowych.

Ryzyko niewybudowania bloku Ostrołęka C, które w I półroczu 2019 r. w związku z wydaniem NTP i rozpoczęciem realizacji inwestycji, zostało zmienione na ryzyko opóźnienia budowy bloku elektrowni Ostrołęka C) analizowało i opisywało przesłanki środowiskowo-techniczne, które mogły doprowadzić do opóźnienia budowy bloku elektrowni, a także zaawansowanie prac mogących stwarzać przesłanki do niedotrzymania terminów uwarunkowanych umową mocową. Ryzyko zarządzane było pierwotnie przez [...], następnie przez [...] (od I połowy 2019 r.) i [...] (od I połowy 2020 r.). Działania określone latach 2018-2020 dla tego ryzyka dotyczyły: podpisania *Kontraktu* (12 lipca 2018 r.), przekazania terenu budowy wykonawcy (2 sierpnia 2018 r.), wydania NTP (28 grudnia 2018 r.), zaakceptowania *Szczegółowego Harmonogramu Realizacji Kontraktu* (13 czerwca 2019 r.), odbioru poszczególnych odcinków realizacji (nr 2 – 11 lipca 2019 r., nr 4 – 23 października 2019 r. i nr 3 - 23 marca 2020 r.), wydania polecenia zawieszenia wykonywania całości obowiązków dotyczących prac wynikających z *Kontraktu* (14 lutego 2020 r.) oraz wystąpienia z wnioskiem do GE w zakresie zmiany struktury surowcowej produkcji energii w kierunku bloku CCGT (9 czerwca 2020 r.). Jako propozycje mierników dla tego ryzyka wskazano zapewnienie środków finansowych na zapłatę za realizację etapów budowy i wykonywanie działań zgodnie z harmonogramem realizacji *Projektu*.

Dla ryzyka modelu biznesowego założone i zrealizowane działania dotyczyły przygotowania nowego modelu ekonomicznego dla *Projektu* ze ścieżkami cenowymi przygotowanymi przez [...] (I kwartał 2018 r.), uzyskanie promes na finansowanie koniecznych do złożenia wniosku o certyfikację do aukcji mocy (III kwartał 2018 r.), udział w aukcji mocy (21 grudnia 2018 r.), pozyskanie listów intencyjnych od konsorcjum banków (grudzień 2018 r.). Zaplanowano również opracowanie nowej struktury finansowania z początkowym terminem początkowym II kwartał 2019 r., następnie III kwartał 2019 r. i I kwartał 2020 r. oraz bieżący monitoring czynników zewnętrznych wpływających na model finansowy. Ryzyko zarządzane było przez [...]. Zaproponowane mierniki dotyczyły ilości i wartości skarg, protestów środowiskowych oraz zmian *Umowy Inwestycyjnej*.

Działania określone i wykonane dla ryzyka modelu finansowego w 2018 r. dotyczyły: aktualizacji założeń modelu finansowego (marzec 2018 r.) oraz udziału w rynku mocy i uzyskania umowy mocowej (21 grudnia 2018 r.). W 2019 r. w obszarze modelu finansowego nie zaszły żadne zmiany, a w 2020 r. (I połowa) najważniejsze wydarzenie związane z tym ryzykiem dotyczyło podjęcia decyzji o transformacji *Projektu* poprzez zmianę paliwa stosowanego w elektrowni z węgla na gaz (w okresie od 14 lutego 2020 r. do 2 czerwca 2020 r.) oraz zawarcia porozumienia pomiędzy ENEA SA, ENERGA SA i PKN Orlen SA w zakresie dalszej współpracy nad *Projektem* (2 czerwca 2020 r.). Jako propozycje mierników dla tego ryzyka wskazano poziom nakładów inwestycyjnych, EBITDA ([...] w 2024 r.) i zysk netto ([...] w 2024 r.).

Natomiast dla ryzyka trafności przyjętych w modelu założeń rynkowych określono działania dotyczące monitorowania przepisów prawnych związanych z emisją CO₂, śledzenia i aktualizowania prognoz cen węgla oraz systematycznej aktualizacji ścieżek cenowych. Pierwsze dwa działania miały być realizowane na bieżąco, a aktualizacja ścieżek cenowych raz do roku (na jesieni). W 2018 r. najważniejsze wydarzenia dotyczące tego ryzyka związane były z aktualizacją założeń modelu finansowego oraz opracowaniem nowych ścieżek cenowych (przez firmę [...]). W I półroczu 2019 r. ryzyko zostało zagregowane z ryzykiem modelu finansowego

z uwagi na zbieg zakresów odpowiedzialności¹⁴⁸. W ramach działań ograniczających to ryzyko zakładano tylko prowadzenie monitoringu wysokości zrealizowanych nakładów względem planu oraz analizy odchyłań budżetu i wykonania. Zrezygnowano natomiast z działań dotyczących monitoringu aktualizacji ścieżek cenowych.

Osoba odpowiedzialna za ryzyko trafności przyjętych w modelu założeń rynkowych wyjaśniła¹⁴⁹, że śledziła notowania na Towarowej Giełdzie Energi (TGE) oraz uprawnień do emisji CO₂ na Europejskiej Giełdzie Energii¹⁵⁰ i przekazywała informacje o istotnych zmianach Zarządowi w trybie roboczym. Z wyjaśnień wynikało, że nie sporządzała notatek, raportów w tym zakresie. Ponadto, jak wynika z wyjaśnień, cykliczne aktualizacje dotyczące opłacalności *Projektu* odnosiły się tylko do dostępnych ścieżek cenowych na poziomie Spółki, ponieważ nawet jeśli np. notowania giełdowe CO₂ istotnie odchyłały się od tych założonych w ścieżkach, mogłyby to być zaburzenia chwilowe. Brak rentowności projektu wiązałby się z widocznymi i planowanymi zmianami na rynku wytwarzania energii, dotyczącymi zwiększenia znaczenia jednostek odnawialnych, co w konsekwencji wpływało na obniżenie cen notowanych na giełdzie.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁵¹, że Spółka śledziła ceny węgla na rynkach międzynarodowych oraz w Polsce. W przypadku energii elektrycznej obserwowała ceny energii na rynku bieżącym i w ramach kontraktów terminowych na TGE, przy czym nie sporządzała z tych działań raportów. Natomiast w celu weryfikacji były aktualizowane ścieżki cenowe. Ponadto Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁵², że Spółka jest dedykowanym podmiotem odpowiedzialnym za realizację inwestycji w sensie inżynierskim. Nie posiada rozbudowanego zaplecza kadrowego w postaci departamentów analiz ekonomicznych, tradingu energią, departamentów ryzyk. Zadaniem Spółki jest prawidłowa, zgodna z dokumentacją techniczną i harmonogramem realizacja zadań inwestycyjnych.

Spółka określiła również ryzyko niedostosowania kompetencji i zasobów do potrzeb realizacji *Projektu*. Zadaniem realizowanymi w ramach tego ryzyka było [...]. Jako mierniki dla tego ryzyka [...].

Zmaterializowały się dwa ryzyka: ryzyko niezamknięcia finansowego i w konsekwencji ryzyko opóźnienia budowy bloku Ostrołęka C.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁵³, że w celu mitygacji i monitoringu ryzyka niezamknięcia finansowego uzyskano kontrakt mocowy na okres 15 lat, na bieżąco aktualizowano model finansowy wraz ze ścieżkami cenowymi, weryfikowano dostarczane kluczowe dane na potrzeby pozyskania finansowania oraz pozyskano promesę bankową. Pozostałe kluczowe elementy dla mitygacji tego ryzyka były poza wpływem Spółki. Do elementów tych należało porozumienie między *Udziałowcami* w zakresie zasad i sposobu finansowania *Projektu*, jak również przejęcie pozyskania finansowania przez udziałowców. Materializacja ryzyka opóźnienia *Projektu* nastąpiło w wyniku zawieszenia przez Spółkę prac, które nastąpiło z uwagi na zawarte porozumienie między *Wspólnikami* w przedmiocie zawieszenia finansowania *Projektu*. Zarząd wyjaśnił również, że Spółka nie miała możliwość mitygacji tego ryzyka.

(akta kontroli str. 117-118, 617-631, 656-759, 5772-5800)

¹⁴⁸ Raport „Identyfikacja i ocena ryzyka Elektrownia Ostrołęka Sp. z o. o.- I półrocze 2019 r.”

¹⁴⁹ Pismo znak: KGP.410.010.06.2019 z dnia 22 lutego 2021 r.

¹⁵⁰ European Energy Exchange. Dalej: EEX.

¹⁵¹ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/123/2021 z dnia 16 lutego 2021 r.

¹⁵² Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/232/2021 z dnia 11 marca 2021 r.

¹⁵³ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/123/2021 z dnia 16 lutego 2021 r.

3.2. Modele finansowe *Projektu*

Narzędziem wykorzystywanym przez Spółkę do oceny opłacalności *Projektu* był model finansowy. Podstawowe dane mające wpływ na opłacalność *Projektu* dotyczyły: ceny energii elektrycznej, ceny paliwa węglowego, ceny uprawnień do emisji CO₂, wpływy z rynku mocy oraz poziom nakładów inwestycyjnych. Zmiana ceny energii elektrycznej o [...] % wpływała na NPV *Projektu* o [...] zł, zmiana cen węgla kamiennego o [...] % wpływała na NPV o [...] zł, a zmiana kwoty nakładów inwestycyjnych o [...] % wpływała na NPV o [...] zł.

W okresie przygotowania do realizacji *Projektu* węglowego Spółka dysponowała dwoma modelami finansowymi sporządzonymi odpowiednio w maju i grudniu 2018 r.

Osoba odpowiedzialna z aktualizację modelu finansowego wyjaśniła¹⁵⁴, że model bazowy został przygotowany przez [...] w 2017 r, a aktualizacji podlegały m.in. nakłady inwestycyjne. Kwestie związane z kosztem kapitału były z reguły określane z poziomu właścicielskiego.

1. Model z maja 2018 r. sporządzony został w oparciu o zlecenie III do umowy¹⁵⁵ z doradcą finansowym, w wyniku którego opracowany został *Biznesplan Elektrowni Ostrołęka C* z dnia 18 maja 2018 r. Przyjęte w tym modelu założenia w zakresie finansowania *Projektu* przedstawiały się następująco: [...].

Zastosowaną w modelu prognozę kształtowania się w latach [...] cen uprawnień do emisji CO₂, dokonano na bazie [...] ¹⁵⁶. Zakładała ona [...] ¹⁵⁷, [...]. [...] W *Raporcie z rynku CO₂* (nr 73 z kwietnia 2018 r.) ¹⁵⁸ Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami ¹⁵⁹ prognozował, na podstawie Carbon Pulse, że cena uprawnień do emisji wzrośnie z 12,18 euro/MgCO₂ na koniec 2018 r. do 29,67 euro/MgCO₂ na koniec 2030 r. (w 2019 r. wyniesie 15,93 euro/MgCO₂, w 2020 r. – 18,98 euro/ MgCO₂ i w 2025 r. - 23,0 euro/MgCO₂). Powyższe prognozy na lata 2018-2020 były [...] niż prognozy na ten okres przyjęte w modelu.

Prognozę ceny węgla kamiennego przyjęto na podstawie prognoz [...]. [...] ¹⁶⁰ Natomiast cena węgla wynikająca z zawartej przez Spółkę w dniu 2 grudnia 2016 r. z Polską Grupą Górniczą sp. z o.o. ¹⁶¹ wieloletniej umowy na dostawę węgla do Ostrołęki C wynosiła [...] zł/GJ.

Zarząd Spółki wyjaśnił ¹⁶², że Spółka, nie mając pewności w zakresie uzgodnień z PGG dotyczących ceny węgla, przyjęła założenia o zakupie węgla po cenach rynkowych. Podejście takie było ostrożnościowe, ponieważ wprowadzenie cen węgla wynikających z umowy z PGG oddziaływałoby pozytywnie na wyniki *Projektu*.

Przyjęta ścieżka cen sprzedaży energii elektrycznej mieściła się w przedziale od [...] do [...] i były one [...]. [...].

¹⁵⁴ Pismo znak: KGP.410.010.06.2019 z dnia 22 lutego 2021 r.

¹⁵⁵ Umowa nr [...] na przygotowanie biznes planu wraz ze ścieżkami cenowymi oraz uzupełnienie modelu finansowego Ostrołęka C niezbędnymi danymi zawarta w dniu 24 sierpnia 2017 r. pomiędzy Spółką a [...].

¹⁵⁶ [...].

¹⁵⁷ W modelu finansowym w perspektywie całej projekcji przyjęto stały kurs 1euro = 4,2629 zł.

¹⁵⁸ https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2018/Raport_z_ryнку_CO2_kwiecien_2018.pdf.

¹⁵⁹ Dalej: KOBiZE.

¹⁶⁰ Przy kursie euro na moment sporządzania analizy (maj 2018 r.) około 4,3 zł.

¹⁶¹ Dalej: PGG.

¹⁶² Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/392/2021 z dnia 28 kwietnia 2021 r.

W modelu założono wpływy z rynku mocy na poziomie [...] zł/kW/rok, koszty realizacji inwestycji w kwocie [...] zł¹⁶³, WACC na poziomie [...] % i IRR *Projektu* na poziomie [...] %.

Przy tak przyjętych parametrach, model finansowy wskazywał rentowność *Projektu*, wskaźnik NPV wyniósł [...] zł.

Biznesplan Elektrowni Ostrołęka C z dnia 18 maja 2018 r. został przygotowany¹⁶⁴ według stanu prawnego na dzień 8 marca 2018 r. W dniu 8 kwietnia 2018 r. weszła w życie Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814¹⁶⁵ wprowadzająca zmianę w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych polegającą m.in. na zwiększeniu tempa redukcji liczby bezpłatnych uprawnień w systemie. Począwszy od 2021 roku tzw. współczynnik liniowy miał zostać podwyższony z 1,7% do 2,2%. Malejąca liczba uprawnień CO₂ na rynku miała przeciwdziałać ich nadpodaży i nadmiernemu spadkowi cen, a także zapewnić odpowiednio wysoki poziom redukcji emisji.

(akta kontroli str.108-121, 207-331, 3592-3599)

Osoba odpowiedzialna za aktualizację modelu finansowego wyjaśniła¹⁶⁶, że ustaleń ścieżek cenowych (węgla i uprawnień do emisji CO₂) dokonano [...]. Spółka ich nie kwestionowała. Ponadto wyjaśniła, że *Biznesplan* powstawał na tyle długo, że dostosowanie przyjętych ścieżek cenowych do aktualnego stanu prawnego wymagałoby ponownych przeliczeń, co istotnie wydłużyłoby czas przygotowania tego dokumentu, a w związku z prowadzonymi rozmowami z instytucjami finansowymi niezbędne było jego zakończenie w tym czasie.

Ówczesny Prezes Zarządu Spółki zeznał¹⁶⁷, że nie pamięta dlaczego cenę węgla prognozowano w oparciu o [...], a w kwestii prognoz cen uprawnień do emisji CO zeznał, że „zdaniem naszych doradców były to bardzo prawdopodobne ścieżki”.

Członek Zarządu Spółki, odpowiedzialny w latach 2018-2020 za nadzór nad finansami Spółki zeznał¹⁶⁸, że Spółka nie zamierzała sprowadzać węgla kamiennego opartego na [...], a w kwestii prognoz cen uprawnień do emisji CO₂ zeznał, że „zdaniem doradców był to trend jednorazowy”.

(akta kontroli str.123-138, 207-331, 617-634, 760, 761)

2. Model finansowy z grudnia 2018 r. sporządzony został w oparciu o [...]. Również założenia w zakresie finansowania *Projektu* [...].

Spółka w grudniu 2018 r., dysponowała prognozami dotyczącymi kształtowania się cen węgla kamiennego, opracowanymi przez [...] ¹⁶⁹, które przewidywały cenę w 2018 r. na poziomie [...], a od 2019 r. do [...]. [...] W *Raporcie z rynku CO₂* (nr 81 z grudnia 2018 r.)¹⁷⁰ KOBIZE na podstawie prognozy Thomson Reuters z dnia 6 grudnia 2018 r. przewidywał wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ z 22,0 euro/MgCO₂ na koniec 2019 r. do 27,0 euro/MgCO₂ na koniec 2030 r. Już w latach 2019-2020 powyższe prognozy były [...] od prognoz przyjętych w modelu.

¹⁶³ Uwzględniono nakłady inwestycyjne związane z realizacją projektu poniesione przed 2016 r., tj. około [...] zł.

¹⁶⁴ Data zatwierdzenia przez Spółkę założeń do prognoz cenowych.

¹⁶⁵ Dz. Urz. UE L 76 z 19.03.2018, str. 3. Dalej: dyrektywa 2018/410.

¹⁶⁶ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień znak: KGP.410.010.06.2019 z dnia 22 lutego 2021 r.

¹⁶⁷ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

¹⁶⁸ Protokół przesłuchania świadka znak: KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

¹⁶⁹ Opracowany na podstawie umowy o świadczenie usług doradczych z dnia 8 sierpnia 2018 r. zawartej pomiędzy Spółką a [...] Sp. z o.o. w zakresie przygotowania prognoz cen energii elektrycznej i innych wartości rynkowych.

¹⁷⁰ https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2018/Raport_z_rynku_CO2_grudzien_2018.pdf

W modelu zaktualizowano natomiast wysokości nakładów inwestycyjnych (uwzględniono nakłady na modernizację bocznicy kolejowej), ujęto wyniki aukcji rynku mocy ([...] zł/MWh/rok) oraz dokonano aktualizacji kosztu kapitału (wartość wskaźnika WACC [...]) i wskaźnika IRR (jego wartość [...]).

Przy tak przyjętych parametrach wskaźnik NPV wyniósł [...].

Osoba odpowiedzialna za aktualizację modelu finansowego wyjaśniła¹⁷¹, że Spółka nie zleciła aktualizacji ścieżek cenowych, ponieważ zapadły ustalenia, że *Udziałowcy* do tak przygotowanego modelu będą mogli implementować własne ścieżki cenowe. Decyzje, o zastosowaniu ceny z [...] w aktualizacji modelu z grudnia 2018 r. zapadały na poziomie Zarządu, który miał pełną świadomość, że ceny zawarte w aktualizacji modelu z grudnia 2018 r. [...], jak i aktualnych na tamten czas na giełdzie.

Ówczesny Prezes Zarządu Spółki zeznał¹⁷², że „inwestycji nie planuje się w związku z wydarzeniami na rynku w ostatnim roku lub dwóch. Takie inwestycje planuje się w perspektywie 30 lat. Spółka uznała, że ma opracowane ścieżki cenowe i będzie się ich trzymać. Ponadto zeznał, że „rentowność *Projektu* była przedmiotem dyskusji zawsze”. Zadaniem „Spółki było wypracowanie argumentów dla udziałowców do podjęcia decyzji. Jeśli zatrudnia się doradców finansowych to po to, żeby dali argumenty, które dadzą instytucjom finansowym podstawę do podjęcia decyzji o udzieleniu kredytu.”

Członek Zarządu Spółki, odpowiedzialny w latach 2018-2020 za nadzór nad finansami Spółki zeznał¹⁷³, że ścieżki cenowe pozostały na tym samym poziomie w posiadanym modelu finansowym, ponieważ prace prowadzone przez [...] były dopiero rozpoczęte i pewne założenia mogły ulec zmianie.

Przyjęte w modelach ścieżki cenowe uprawnień do emisji CO₂ [...] z wartościami prognozowanymi i zamieszczanymi przez KOBiZE w *Raportach z rynku CO₂*, a ceny węgla w modelu z grudnia 2018 r. [...].

(akta kontroli str.123-138, 760, 207-331, 761, 3592-3599)

3. Model z maja 2020 r. sporządzony został w oparciu o ścieżki cenowe opracowane przez doradcę i zawarte w raporcie „Scenariusze rynkowe na rynku energii elektrycznej Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.”¹⁷⁴. Założenia przyjęte w tym modelu w zakresie finansowania *Projektu* przedstawiały się następująco: [...]. W modelu ujęto nakłady inwestycyjne poniesione do końca września 2019 r., a koszt kapitału przyjęto na poziomie [...] %.

Ceny węgla kamiennego przyjęte w modelu [...]. Ceny uprawnień do emisji CO₂ [...]. Według *Raportu z rynku CO₂* (nr 97 z kwietnia 2020)¹⁷⁵, KOBiZE na podstawie prognozy Refinitiv z dnia 22 kwietnia 2020 r. przewidywał spadek w latach 2023-2027 cen uprawnień z poziomu 22 euro/MgCO₂ (100,7 zł/MgCO₂)¹⁷⁶ do poziomu 17 euro/ MgCO₂ (77,8 zł/MgCO₂) a następnie wzrost do początkowego poziomu 22 euro/MgCO₂ (100,7 zł/MgCO₂). Przyjęta w modelu cena energii elektrycznej [...]. Przy tak przyjętych parametrach model finansowy wykazał nieopłacalność *Projektu* ([...] zł).

(akta kontroli str. 453-552, 5971, 5972)

¹⁷¹ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień znak: KGP.410.010.06.2019 z dnia 22 lutego 2021 r.

¹⁷² Protokół przesłuchania świadka KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

¹⁷³ Protokół przesłuchania świadka KST.411.003.01.2020 z dnia 23 lutego 2021 r.

¹⁷⁴ Opracowany na podstawie umowy o świadczenie usług doradczych z dnia 21 maja 2020 r. zawartej z [...] Sp. z o.o. w zakresie długoterminowych projekcji cen energii elektrycznej oraz innych produktów i surowców rynku energii dla lat 2019-[-...].”

¹⁷⁵ https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2020/KOBiZE_Analiza_rynku_CO2_kwiecien_2020.pdf

¹⁷⁶ Według kursu walut NBP na dzień 30 kwietnia 2020 r. cena 1 euro wynosiła 4,5782 zł.

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

1. Spółka niewłaściwie zarządzała ryzykami w *Projekcie* w szczególności ryzykiem związanym z modelem biznesowym, modelem finansowym (w tym ryzykiem trafności przyjętych w modelu założeń rynkowych) i ryzykiem niezamknięcia finansowego, a także ryzykiem niewybudowania bloku elektrowni Ostrołęka C.
 - a. Na zarządzającego ryzykiem modelu finansowego i niezamknięcia finansowego (w tym ryzyka trafności przyjętych w modelu założeń rynkowych) wyznaczono podmiot zewnętrzny, nie wskazując w umowie z tą osobą wymogu pełnienia roli właściciela ryzyka oraz nie precyzując zadań do wykonania w zakresie zarządzania ryzykami, za które ta osoba była odpowiedzialna. Zawarto jedynie ogólne sformułowania, że powierza się jej wprowadzanie założeń do modelu finansowego *Projektu*, sporządzanie monitoringu opłacalności *Projektu* w oparciu o bieżące założenia kosztowe i przychodowe oraz cykliczną aktualizację modelu finansowego a także przygotowywanie materiałów dotyczących sytuacji finansowej Spółki oraz opłacalności *Projektu* na Komitet Sterujący. Nie sprecyzowano również sposobu rozliczania tej osoby z tak zdefiniowanych zadań. Wyjaśnienia¹⁷⁷ właściciela ryzyka, że monitoring związany ze zmianami przepisów prawnych dotyczący uprawnień do emisji CO₂ oraz cen węgla był dokonywany poprzez przekazywanie na roboczo informacji o istotnych zmianach Zarządowi, w kontekście braku aktualizacji ścieżek cenowych w modelach (co opisano w punkcie b nieprawidłowości), świadczy o braku właściwego zarządzania tym ryzykiem w Spółce. Takie podejście nie pozwoliło na wczesną identyfikację wpływu zmian w prognozach kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂ i cen węgla na ekonomikę *Projektu*.

(akta kontroli str. 123-126)

- b. W modelach finansowych z maja i grudnia 2018 r. Spółka przyjęła ścieżki cenowe nieodpowiadające aktualnym dostępnym prognozom. Ceny uprawnień do emisji CO₂ oparto o szacunki opracowane w [...] r. (przewidujące [...]), pomimo, że w dniu 8 kwietnia 2018 r. weszła w życie *dyrektywa 2018/410*, wprowadzająca istotne zmiany w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Konsekwencją był wzrost ceny uprawnień z poziomu 9,2 euro/MgCO₂ na koniec stycznia 2018 r. do 24,6 euro/MgCO₂ na koniec grudnia 2018 r. Jednocześnie zmieniły się prognozy dla lat 2018-2020, które wskazywały cenę [...]. Ponadto przyjęte przez Spółkę w modelu finansowym z grudnia 2018 r. prognozy dotyczące kształtowania się cen węgla kamiennego oparte były o [...]. Tymczasem indeks ten nie ma nic wspólnego z kształtowaniem się cen węgla kamiennego w Polsce, a w ramach tej inwestycji zakładano zawsze udział węgla krajowego. Z dostępnych w Spółce prognoz, zarówno dostarczonych przez jednego z *Udziałowców* Spółki (ENEA SA), jak i uzgodnionych przez samą Spółkę wynika, że cena ta [...]. Izba podzielając zeznania¹⁷⁸ złożone przez ówczesnego Prezesa Zarządu, że inwestycji nie planuje się w związku z wydarzeniami na rynku w ostatnim roku lub dwóch, a w perspektywie 30 lat, nie może jednak zgodzić się z zaprezentowanym w zeznaniu stanowiskiem, iż Spółka mając opracowane ścieżki cenowe, mogła się ich trzymać. Oznaczało to bowiem brak reakcji Spółki na zmiany w otoczeniu

¹⁷⁷ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 22 lutego 2021 r.

¹⁷⁸ Protokół przesłuchania świadka z dnia 23 lutego 2021 r.

zewnętrznym. Spółka dla ryzyka trafności przyjętych w modelu założeń rynkowych przewidziała działania związane z monitorowaniem przepisów prawnych dotyczących emisji CO₂, śledzeniem i aktualizowaniem prognoz cen węgla oraz systematyczną aktualizacją ścieżek cenowych, a dla ryzyka modelu biznesowego bieżący monitoring czynników zewnętrznych oddziałujących na model finansowy. Spółka pomimo zaplanowania działań w tym zakresie, wyznaczenia osób odpowiedzialnych za ich realizację, nie egzekwowała ich wykonania. Co więcej, definiując takie zadania musiała mieć świadomość wpływu zmieniających się warunków makroekonomicznych na rynku energii na opłacalność *Projektu*. Na wrażliwość ekonomiki *Projektu* zwrócił również uwagę doradca ([...]) w *Biznesplanie Elektrowni Ostrołęka C* z dnia 18 maja 2018 r., wskazując choćby, że już zmiana cen węgla kamiennego o [...] % wpływała na NPV *Projektu* o [...] zł. [...] Spółka nie miała bieżącej informacji jak wyglądała opłacalność *Projektu* przy niestabilnych czynnikach zewnętrznych. Ponieważ zgodnie z wyjaśnieniami Zarządu Spółki istotnym dokumentem brany pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o wydaniu NTP był model finansowy przygotowany wspólnie z firmą [...] w maju 2018 r. i następnie zaktualizowany o wyniki aukcji mocowej oraz wysokość nakładów na modernizację bocznicy (w grudniu 2018 r.) Spółka wydając polecenie rozpoczęcia prac bazowała na modelach finansowych opracowanych na nieaktualnych ścieżkach cenowych. W konsekwencji Spółka nie miała wiedzy, jaka była rzeczywista efektywność ekonomiczna projektu węglowego. Nawet przyjmując, że *Udziałowcy* do przygotowanego modelu finansowego implementowali własne ścieżki cenowe, to nie zwalniało to Spółki, aby w modelach finansowych opracowywanych na swoje potrzeby nie uwzględniać zmian zachodzących w uwarunkowaniach rynku energii elektrycznej i jego otoczeniu.

(akta kontroli str. 128-132, 5992-6001)

- c. W ramach zarządzania ryzykiem niezamknięcia finansowego projektu Spółka ustalała i prowadziła działania, które nie pozwalały zminimalizować tego ryzyka do akceptowalnego poziomu. Działania sprowadzały się bowiem jedynie do ustalania nowego terminu zamknięcia finansowania - początkowo II kwartału 2019 r., następnie I kwartału 2020 r. i ostatecznie III kwartału 2020 r. Nawet przyjmując, że najistotniejsze dla ryzyka były czynniki zewnętrzne niezależne od Spółki, to jednak wskazano również czynniki wewnętrzne – choćby takie, jak współpraca pomiędzy *Udziałowcami*. W tym zakresie Spółka nie określiła żadnych zadań, a przecież choćby fakt braku uzgodnienia między *Wspólnikami* umowy wsparcia świadczy o trudnościach w ustaleniu wspólnego stanowiska wśród *Sponsorów*.

Izba, nie może podzielić wyjaśnień¹⁷⁹ Zarządu Spółki, że zadaniem Spółki jest zgodna z dokumentacją techniczną i harmonogramem realizacja zadań inwestycyjnych i nie posiada rozbudowanego zaplecza kadrowego w postaci departamentów analiz ekonomicznych, tradingu energią, departamentów ryzyk. Jednym ze zdefiniowanych ryzyk było ryzyko niedostosowania kompetencji i zasobów do potrzeb realizacji *Projektu*, a więc również do potrzeb zarządzania ryzykiem. Spółka winna była dążyć do minimalizacji tego ryzyka do akceptowalnego poziomu. Spółka określiła nieadekwatne mierniki dla poszczególnych ryzyk. Nie odpowiadały one na

¹⁷⁹ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/z dnia 2021 r.

pytanie, czy dane ryzyko jest minimalizowane. Spółka nie mogła więc na bieżąco reagować na pojawiające się odchylenia od poziomu zdefiniowanego jako akceptowalny. Przyjęty dla ryzyka niezamknięcia finansowego miernik terminowej realizacji kamieni milowych *Projektu* nie odzwierciedlał możliwości jego zmaterializowania się. Od momentu wydania NTP budowa bloku energetycznego przebiegała terminowo i zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym. Pomimo dochowania terminów realizacji inwestycji nadal brak było montażu finansowego, czego miernik nie uwzględniał. Im dłużej brak było dopięcia finansowego *Projektu*, w miarę coraz bardziej zaawansowanego procesu budowy bloku Ostrołęka C, tym bardziej zwiększało się ryzyko skutków jego niewybudowania (bądź opóźnienia w jego wybudowaniu). Jednak mierniki wskazane dla ryzyka niewybudowania bloku Ostrołęka C dotyczyły zapewnienia środków finansowych na zapłatę za realizację etapów budowy i wykonywanie działań zgodnie z harmonogramem realizacji *Projektu*. W sytuacji, w której Spółka wywiązywała się ze swoich bieżących zobowiązań i realizowała inwestycję zgodnie z planem, miernik wskazywał satysfakcjonujący poziom ryzyka. Ostatecznie ryzyko niezamknięcia finansowego i ryzyko opóźnienia budowy bloku Ostrołęka C zmaterializowały się.

(akta kontroli str.123-141, 703-721, 5983-5988)

2. Spółka nie dokonała aktualizacji *Strategii* w związku ze zmianą koncepcji budowy bloku elektrowni Ostrołęka C z wariantu węglowego na wariant gazowy. Dokument ten na moment zakończenia kontroli, wciąż stanowił, że dotyczy ryzyk związanych z budową bloku energetycznego o mocy elektrycznej 1000 MW, o sprawności netto co najmniej 45%. NIK nie może podzielić wyjaśnień Zarządu Spółki¹⁸⁰, że wymieniona *Strategia* jest w trakcie aktualizacji, bowiem upłynął już ponad rok od zmiany koncepcji budowy bloku.

(akta kontroli str.139-141, 656-668, 3597-3695)

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia negatywnie zarządzanie ryzykiem w projekcie budowy bloku węglowego. Wobec zidentyfikowanych ryzyk nie ustalono i faktycznie nie podjęto właściwych działań służących minimalizowaniu kluczowych dla powodzenia inwestycji ryzyk. Dotyczy to w szczególności ryzyka zamknięcia finansowego i niewybudowania (opóźnienia budowy) bloku elektrowni Ostrołęka C. Wyznaczenie roli właściciela tych ryzyk osobie niebędącej pracownikiem Spółki i nieokreślenie w umowie z nią obowiązków i zasad rozliczania prac w tym zakresie było działaniem uniemożliwiającym skuteczne egzekwowanie realizacji zadań. Przyjęte mierniki zarządzania ryzykami były nieadekwatne, nie pozwalały bowiem ocenić, czy dane ryzyko jest minimalizowane. W konsekwencji podejmowane przez Spółkę działania nie odpowiadały wymogom zarządzania ryzykiem w realizowanym projekcie, zwłaszcza tak znaczącym rzeczowo i finansowo.

4. Działania w celu zmiany kluczowych założeń inwestycji

Opis stanu faktycznego

W dniu 9 czerwca 2020 r. Spółka zainicjowała z GE zmianę *Umowy na budowę bloku*, poprzez zmianę struktury surowcowej produkcji energii w kierunku bloku CCGT z jedną turbiną gazową w lokalizacji jednostki węglowej. Propozycja zmiany została przedstawiona Wykonawcy *Umowy na blok* w formie pisemnej, bez wcześniejszego wszczęcia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. W odpowiedzi na powyższe pismo wykonawca potwierdził zainteresowanie proponowaną zmianą.

¹⁸⁰ Pismo znak/EO/SPV/Zarząd/428/2021 z dnia 11 maja 2021 r.

Spółka samodzielnie przygotowała model i procedury rozliczeń niedokończonej inwestycji węglowej.

W dniu 20 listopada 2020 r. Spółka zawarła z wykonawcą umowy na blok porozumienie (tzw. *Małe Porozumienie*) dotyczące wybranych aspektów zakończenia przedsięwzięcia węglowego w ramach Kontraktu dotyczącego budowy Elektrowni Ostrołęka „C” dla wytworzenia możliwości rozpoczęcia realizacji Przedsięwzięcia Gazowego na Terenie Budowy. W *Małym Porozumieniu* uregulowano m.in. kwestię zagospodarowania materiałów i urządzeń, czynności związanych z zakończeniem realizacji przedsięwzięcia węglowego oraz czynności pomocniczych dla realizacji przedsięwzięcia gazowego. Zgodnie z tymi zasadami wykonawca miał prowadzić działania mające na celu zagospodarowanie materiałów lub urządzeń wytworzonych przez podwykonawców do momentu zawieszenia kontraktu, w tym poprzez próby ich odsprzedaży w całości lub części, odpłatnego złomowania lub utylizacji, w stopniu w jakim okaże się to praktycznie wykonalne. Ponadto Spółka zaakceptowała przedstawioną przez wykonawcę płatność na rzecz [...] sp. z o.o., tj. podwykonawcy realizującego budowę dwóch pylonów komunikacyjnych, w kwocie [...] zł¹⁸¹. Strony ww. porozumienia wyraziły również zainteresowanie zawarciem kolejnego porozumienia (tzw. *Duże Porozumienie*) w którym miała zostać uzgodniona kwota należna wykonawcy wobec zakończenia realizacji przedsięwzięcia węglowego. W porozumieniu z dnia 20 listopada 2020 r. wykonawca zastrzegł również, że nie zrzeka się roszczeń wynikających z art. 644 KC lub art. 649⁴ § 3 KC w zw. z art. 639 KC¹⁸². Dodatkowo, zgodnie z zapisami *Małego Porozumienia* [...] od sprzedaży materiałów.

Prezes Zarządu Spółki wyjaśnił¹⁸³, że zgodnie ze wspólnymi ustaleniami pomiędzy inwestorami, Spółką i [...] sp. z o.o. podpisanie tzw. dużego porozumienia, które generuje rozliczenie projektu uzależnione jest od negocjacji w zakresie projektu gazowego. Oba te dokumenty, czyli rozliczenie i podpisanie kontraktu planowane są do podpisania w tym samym czasie. Natomiast – według stanu na dzień 11 maja 2021 r. – Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁸⁴, że trwały negocjacje ostatnich zapisów prawnych dużego porozumienia.

(akta kontroli str. 140, 778-779, 791-792, 1316-1317, 1334-1335, 1681-1802, 1950-1965, 2293-2302, 3054-3076, 3379-3383, 3394-3397)

W dniu 20 listopada 2020 r. Spółka wydała wykonawcy *Umowy na blok* polecenie wprowadzenia zmiany do [...], w której nakazano rozbiórkę pylonów komunikacyjnych oraz słupów i belek wieńca chłodni kominowej URA, jak i podjęcia dodatkowych prac adaptacyjnych w związku z konwersją bloku węglowego na blok gazowo-parowy. Przedmiotem zmiany było wykonanie dokumentacji projektowej na potrzeby rozbiórki dwóch pylonów komunikacyjnych ([...]), słupów i belek wieńca chłodni kominowej URA wraz z udzieleniem Zamawiającemu wsparcia w uzyskaniu niezbędnych decyzji administracyjnych (formalno-prawnych) uprawniających do wykonania prac rozbiórkowych, w szczególności przygotowanie dokumentacji do wniosku o pozwolenie na rozbiórkę oraz wykonanie robót rozbiórkowych ww. obiektów oraz wykonanie dodatkowych prac adaptacyjnych, takich jak: rozbiórka fundamentów młynów i wycinka zbrojenia oraz kotew na kotłowni UHA, wycinka słupów, cokołów i zbrojenia na maszynowni UMA oraz wycinka zbrojeń i dokonanie

¹⁸¹ Rozbiórka pylonów (elementów infrastruktury zbędnych przy budowie bloku gazowego) była uzależniona od zaakceptowania płatności za ich wykonanie.

¹⁸² Inwestor nie może odmówić zapłaty wynagrodzenia mimo niewykonania robót budowlanych, jeżeli wykonawca (generalny wykonawca) był gotów je wykonać, lecz doznał przeszkody z przyczyn dotyczących inwestora. Jednakże w wypadku takim inwestor może odliczyć to, co wykonawca (generalny wykonawca) oszczędził z powodu niewykonania robót budowlanych.

¹⁸³ Protokół przyjęcia ustnych wyjaśnień z dnia 26 lutego 2021 r.

¹⁸⁴ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/428/2021 z dnia 11 maja 2021r.

zasypania wykopów w pozostałych obszarach, których prace adaptacyjne dotyczą. Zmiana obejmuje również zagospodarowanie powstałych odpadów wraz z przekazaniem Zamawiającemu dokumentacji, w tym zakresie oraz opracowanie dokumentacji powykonawczej. Decyzja o udzieleniu pozwolenia na rozbiórkę powyższych obiektów wydano w dniu 24 listopada 2020 r. W czasie oględzin terenu budowy, przeprowadzonych przez NIK w dniu 4 lutego 2021 r., stwierdzono, że prace przygotowawcze do powyższej rozbiórki zostały rozpoczęte. Rozbiórka do zakończenia okresu objętego badaniem w tym zakresie, tj. do 21 maja 2020 r. nie została sfinalizowana.

W dniu 28 lipca 2020 r. Spółka zainicjowała zmianę umowy na przebudowę linii kolejowej poprzez ograniczenie rozpoczętych prac do minimum zapewniającego przywrócenie stanu pierwotnego przy zachowaniu funkcjonalności i możliwości dopuszczenia do eksploatacji bocznic dla dostaw węgla do spółki [...]. Propozycja zmiany została przedstawiona wykonawcy, który potwierdził zainteresowanie proponowaną zmianą.

Aneks nr 1 do umowy na przebudowę linii kolejowej został zawarty w dniu 12 lutego 2021 r., w którym ograniczono zakres prac do niezbędnego minimum, oraz zmniejszono wynagrodzenie do kwoty [...] zł netto (z kwoty [...] zł), z zapisami pozwalającymi rozliczyć wypracowaną wypracowaną zaliczkę.

Dla realizacji inwestycji w wariantcie gazowym, w 2020 r. powstał *Dokument Inicjujący Projekt*, w którym opisano wstępne założenia projektu m.in. w zakresie uzasadnienia biznesowego, budżetu projektu i wstępnego harmonogramu projektu. W dokumencie przewidziano ukończenie realizacji inwestycji w ciągu 41 miesięcy od wydania NTP, tj. do dnia 31 maja 2025 r.

Rozpoczęcie realizacji inwestycji w wariantcie gazowym uzależnione jest od uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz pozwolenia na budowę. W dniu 11 grudnia 2020 r. Spółka wystąpiła o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁸⁵, że planowany termin uzyskania tej decyzji to czerwiec 2021 r., ale uzależnione jest to od działań administracji samorządowej. Następnie planowane jest uzyskanie w sierpniu 2021 r. pozwolenia na budowę. Zarząd Spółki wyjaśnił, również, że nie będzie potrzeby występowania o uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy, ponieważ aktualnie jest procedowany miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, który ma wejść w życie w III kwartale 2021 r.

Zgodnie z ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko¹⁸⁶ proces wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach powinien trwać maksymalnie 2x30 dni¹⁸⁷ + 60 dni¹⁸⁸ + czas potrzebny na niezbędne doręczenia i obwieszczenia, czyli ok. 3-4 miesiące. Ponadto zgodnie z art. 28 ust. 1 *Prawa budowlanego* w zw. z art. 35 § 3 *k.p.a.* proces wydawania pozwolenia na budowę powinien trwać maksymalnie 60 dni.

W Kluczowych wnioskach i rekomendacjach na podstawie analiz przedstawionych przez członków Grupy Roboczej w ramach Obszaru Analiz Organizacyjno-Prawnych wskazano, czas potrzebny na wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach

¹⁸⁵ Pismo znak: EO/SPV/Zarząd/476/2021 z dnia 27 maja 2021 r.

¹⁸⁶ Dz. U. z 2021 r. poz. 247, ze zm. Dalej: ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku

¹⁸⁷ Art. 77 ust. 6 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku – uzgodnienia i opinie przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach; art. 79 w zw. z art. 33 ust. 1 pkt 7 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku - udział społeczeństwa w postępowaniu o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;

¹⁸⁸ Art. 80 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku w zw. z art. 35 § 3 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 735. Dalej: k.p.a.) – wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

dla innych inwestycji związanych z budową bloku gazowego, a realizowanych w latach 2015-2019, wynosił odpowiednio: ok. 10 miesięcy¹⁸⁹ i ok. 7-8 miesięcy¹⁹⁰.

W dniu 22 grudnia 2020 r. ENEA, ENERGA i SPV zawarły porozumienie w sprawie współpracy przy podziale spółki Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.¹⁹¹. Zawarcie porozumienia oznaczało zakomunikowanie ENERGA decyzji o rezygnacji przez ENEA z dalszego zaangażowania w *Projekt gazowy*, przy jednoczesnym pozostaniu w rozliczeniu *Projektu*.

Z treści porozumienia wynikało m.in., że:

- zasada podziału kosztów pomiędzy stronami została wypracowana biorąc pod uwagę aktualny równy udział każdego ze *Wspólników* (tj. po 50%) w SPV oraz obowiązującej zasady współkontroli.
- Strony uwzględniły, że zawierane porozumienie mogło nie uwzględniać wszystkich kosztów do poniesienia przez SPV z tytułu *Projektu* (realizacja, zawieszenie prac oraz zakończenie w związku ze zmianą na *Projekt gazowy*).
- Zasadniczo zwrot kosztów inwestycji miał następować na podstawie dopłat udzielanych przez ENEA i ENERGA do SPV.
- Strony miały podjąć starania, aby do końca 2020 r. wyodrębnić w ramach *Projektu* (w tym rachunkowo i organizacyjnie) część przedsiębiorstwa związanego z prowadzeniem *Projektu gazowego*. Od dnia wyodrębnienia koszty inwestycyjne związane z rozliczeniem *Projektu gazowego* miały nie być wliczane do kosztów inwestycji zdefiniowanych w porozumieniu.

Spółka CCGT Ostrołęka Sp. z o.o. została utworzona w dniu 12 stycznia 2021 r.

W dniu 27 maja 2021 r. Strony zawarły aneks do porozumienia o podziale, w którym zapisano m.in., iż Strony potwierdzają wolę wykonania rzeczowego rozdzielenia Projektu Węglowego od Projektu Gazowego w drodze:

- sprzedaży przez SPV składników mienia składających się na Projekt Gazowy wraz z przeniesieniem powiązanych z nimi obowiązków, jak również praw i obowiązków z decyzji administracyjnych, praw i obowiązków ze stosunków zatrudnienia części załogi, wyodrębnionymi łącznie w taki sposób, aby, o ile to będzie możliwe, przedmiotem sprzedaży była zorganizowana część przedsiębiorstwa Spółki albo
- podziału Spółki poprzez wydzielenie w rozumieniu art. 529 § 1 pkt 4 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych 192 aktywów i pasywów oraz praw i obowiązków składających się na Projekt Gazowy (wraz z częścią załogi i innymi elementami przyporządkowanymi), wyodrębnionymi w taki sposób, aby Projekt Gazowy stanowił zorganizowaną część przedsiębiorstwa Spółki.

Przyjęto, że podział przez wydzielenie bądź sprzedaż Projektu Gazowego ma nastąpić na spółkę wskazaną przez ENERGA i będącą spółką z grupy kapitałowej ENERGA bądź grupy kapitałowej, do której ENERGA należy.

(akta kontroli str. 790-791, 1316-1317, 1320-1322, 1331-1336, 1681-1802, 1966-1976, 2121-2131, 2132-2210, 2955, 3077-3078, 3079-3089, 3187-3190, 3308-3342, 4475-4774, 5888-5901, 5973-5980)

Istotnym czynnikiem realizacji projektu w formule Projektu Gazowego jest udział w rynku mocy. W tym zakresie Zarząd Spółki wyjaśnił¹⁹³, że Spółka przeszła

¹⁸⁹ Budowa bloku gazowo-parowego klasy 413 MWe z członem ciepłowniczym o mocy ok. 250 MWt w Elektrowni Łagisza.

¹⁹⁰ Budowa dwóch bloków gazowo-parowych o mocy 1147 MWt każdy w Elektrowni Dolna Odr.

¹⁹¹ Dalej porozumienie o podziale.

¹⁹² Dz. U. z 2020 r. poz. 1526, ze zm.

¹⁹³ Wyjaśnienia z dnia 17 czerwca 2021 r. (mail).

pozytywnie certyfikację wstępną i będzie uczestniczyć w aukcji w dniu 16 grudnia 2021 r. Biorąc pod uwagę zgłaszaną technologię, Spółka (CCGT Ostrołęka) powinna uzyskać wsparcie od stycznia 2026 r. na okres 17 lat.

Z wyjaśnień tych wynika ponadto, że planowana data wydania NTP jest uzależniona od pozyskania wsparcia z rynku mocy, a biorąc pod uwagę fakt, że aukcja planowana jest na dzień 16 grudnia 2021 r., NTP może zostać wydane pod koniec grudnia 2021 r. Ukończenie inwestycji planowane jest na przełomie maja/czerwca 2025 r.

(akta kontroli str. 5802-5806, 5981)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

OCENA CZĄSTKOWA

Biorąc pod uwagę skomplikowany sposób rozliczeń Projektu węglowego, w ocenie NIK, przyjęte przez Spółkę procedury w sposób właściwy zabezpieczyły możliwość odzyskania dla Spółki – choć obiektywnie niewielkiej (ok. 10%) – jak największej wartości z poniesionych na ten *Projekt* kosztów. Działania te, choć niezbędne, mogą jednak jedynie minimalizować straty z tej inwestycji.

Zmiana założeń inwestycji (budowa bloku gazowego zamiast węglowego) na tak zaawansowanym etapie realizacji stwarza liczne ryzyka. Należy wskazać, że pociąga ona za sobą wyłączenie instalacji węglowej z rynku mocy, co powoduje utratę przychodów w wysokości szacowanej na około [...] zł (w przypadku uzyskania wsparcia dla bloku gazowego od 2026 r., kwota ta będzie znacząco mniejsza). Kolejne ryzyka dotyczą nieotrzymania na czas wszystkich koniecznych decyzji i pozwoleń administracyjnych, zawarcia porozumienia z dotychczasowym wykonawcą w zakresie rozliczenia projektu węglowego oraz ustalenia ceny oraz warunków kontraktu na budowę bloku w technologii CCGT. Planowany termin rozpoczęcia budowy projektu gazowego (grudzień 2021 r.) w ocenie NIK jest trudny do dotrzymania. W inwestycjach w bloki gazowo-parowe występowały bowiem opóźnienia w stosunku do pierwotnych założeń (np. w PKN ORLEN SA – od sześciu miesięcy do dwóch lat). Ze względu na nierozstrzygnięcie dotychczas kluczowych kwestii związanych ze wskazanymi obszarami, nie jest obecnie możliwa ocena zasadności takiej zmiany i szans powodzenia inwestycji.

IV. Uwagi i wnioski

W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy o NIK, przedstawia następujące uwagi i wnioski:

- Uwagi
- Izba zwraca uwagę na występujące ryzyka związane ze zmianą koncepcji budowy bloku węglowego na blok gazowy na tym etapie. Biorąc pod uwagę wskazane obszary ryzyka z tym związanego, niezbędne jest dokonanie analizy kosztów i korzyści takiego projektu, a także opracowanie precyzyjnego i ściśle monitorowanego planu działań, które zapewniłyby kontynuowanie inwestycji w warunkach opłacalności i wykonalności.
- Wnioski
1. Podjęcie działań w celu dochodzenia odpowiedzialności odszkodowawczej wobec członków Zarządu Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o., którzy w dniu 27 grudnia 2018 r. – pod warunkiem uzyskania zgody Zgromadzenia Wspólników Elektrowni Ostrołęka sp. z o.o. i po uzyskaniu uchwały w tej sprawie w dniu 28 grudnia 2018 r. – wydali NTP, co doprowadziło do rozpoczęcia prac skutkujących bezpowrotnym utraceniem kwoty 846 104,5 tys. zł¹⁹⁴, a z uwzględnieniem kwot wydatkowanych przed wydaniem NTP w wysokości 502 800 tys. zł – łącznie kwoty 1 348 904,5 tys. zł.
 2. Przygotowanie w przypadku kontynuowania inwestycji Ostrołęka C jako inwestycji gazowej struktury zarządzania oraz planu działania w sposób zabezpieczający interes Spółki oraz skuteczność realizowanych zadań.
 3. Zapewnienie w procedurach zarządzania ryzykami ustalenia adekwatnych mierników oraz działań zaradczych, a także mechanizmów monitorowania tych działań i oceny skuteczności.

¹⁹⁴ Kwotę wyliczono na podstawie różnicy bezpowrotnie utraconych środków na realizację Projektu węglowego i poniesionych wydatków do dnia wydania NTP.

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 Departamentu Strategii Najwyższej Izby Kontroli. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 21 od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, dnia 29 czerwca 2021 r.

Kontrolerzy
Piotr Piątkiewicz
Główny specjalista
kontroli państwowej

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Strategii
p.o. Dyrektor
Marzena Rajczewska

/-/

Łukasz Zgoda
Główny specjalista
kontroli państwowej

/-/

/-/

Agnieszka Kuźniewicz
Inspektor kontroli państwowej

/-/

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym
dokonała:
Najwyższa Izba Kontroli
Departament Strategii
p.o. Dyrektor
Marzena Rajczewska

/-/