



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Lublinie

LLU.411.001.03.2021

**Pan
Lech Kliza
Prezes Zarządu**

Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej
w Lubartowie Sp. z o.o.
ul. Mickiewicza 50
21-100 Lubartów

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

Zmienne zgodnie z treścią uchwały nr KPK-KPO.034.2022 z dnia 28 kwietnia 2022 r.
Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej w Najwyższej Izbie Kontroli

Kontrola nr I/21/001 Przestrzeganie standardów emisyjnych i działalność inwestycyjna komunalnych przedsiębiorstw energetycznych

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Delegatura w Lublinie

ul. Okopowa 7, 20-022 Lublin

T +48 81 461 31 20, F +48 81 461 31 11

llu@nik.gov.pl

Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-112, 20-001 Lublin 1

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lubartowie spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (dalej: PEC lub Spółka), ul. Mickiewicza 50, 21-100 Lubartów.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Lech Kliza, Prezes Zarządu Spółki od 31 lipca 2019 r. (dalej: Prezes). Poprzednio Prezesem Zarządu Spółki był: Andrzej Celejewski od 23 kwietnia do 31 lipca 2019 r. oraz Andrzej Kardasz od 29 czerwca 2017 r. do 23 kwietnia 2019 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none">1. Zawieranie i realizacja umów dostawy węgla.2. Realizacja przedsięwzięć i zadań inwestycyjnych.3. Sytuacja ekonomiczno-finansowa w aspekcie możliwości realizacji statutowych zadań.4. Przestrzeganie standardów emisyjnych.5. Przestrzeganie przepisów o zasadach wynagradzania członków zarządu i rad nadzorczych.
Okres objęty kontrolą	Lata 2018-2021 (do czasu zakończenia kontroli, z uwzględnieniem zdarzeń z okresu wcześniejszego, jeżeli miały istotny wpływ na zagadnienia objęte kontrolą NIK lub są istotne w celach porównawczych).
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 2 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ¹ .
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Lublinie
Kontrolerzy	<ol style="list-style-type: none">1. Ewa Kulik, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LLU/160/2021 z 15 października 2021 r., upoważnienie do kontroli nr LLU/189/2021 z 7 grudnia 2021 r. oraz upoważnienie do kontroli nr LLU/29/2022 z 11 lutego 2022 r.2. Wojciech Szukała, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LLU/159/2021 z 15 października 2021 r. oraz upoważnienie do kontroli nr LLU/188/2021 z 7 grudnia 2021 r.3. Paweł Szafran, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LLU/4/2022 z 10 stycznia 2022 r.4. Agnieszka Kulik, starszy inspektor kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LLU/158/2021 z 15 października 2021 r. oraz upoważnienie do kontroli nr LLU/187/2021 z 7 grudnia 2021 r. <p>(akta kontroli tom I str. 4-19, tom V str. 48)</p>

¹ Dz. U. z 2020 r. poz. 1200, ze zm. (dalej: ustawa o NIK).

II. Ocena ogólna² kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

W ocenie NIK sytuacja ekonomiczno-finansowa Spółki umożliwia jej niezakłóconą realizację zadań statutowych. Zapewniono płynność finansową niezbędną do prowadzenia działalności. Straty odnotowane w 2018 r. i w 2019 r. wynikały m.in. z czynników niezależnych, związanych z obniżeniem popytu na ciepło z uwagi na relatywnie wysokie temperatury powietrza w sezonie grzewczym. Wobec sukcesywnie rosnących kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, które stanowiły istotny koszt prowadzenia działalności PEC, od 2019 r. brakujące uprawnienia nabywano w transzach. Pozwoliło to na obniżenie przeciętnych cen transakcyjnych i ich zakup poniżej średnich cen rynkowych w danym roku. Zarząd podjął skuteczne działania zmierzające do wyjścia w 2021 r. z systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, co może skutkować redukcją kosztów w związku z brakiem obowiązku nabywania uprawnień do emisji CO₂.

W okresie objętym kontrolą Spółka dokonała wyboru wykonawców i zawarła umowy obejmujące dostawy mialu węglowego zgodnie z wewnętrznymi uregulowaniami. Na bieżąco przeprowadzano badania jakości nabywanego paliwa, a także zapewniono zgodny z wymogami stan jego zapasów. W umowie z 2018 r. dopuszczono do obniżenia wymagań jakościowych zamawianego mialu węglowego na skutek ustalenia wartości, które przekraczały poziom określony w pozwoleniu Starosty Lubartowskiego (dalej: Starosta) na wprowadzanie do powietrza gazów i pyłów z instalacji. Ponadto niezgodne z dokumentacją techniczną kotłów było dopuszczenie w umowach zawartych w latach 2018-2021 do podwyższenia wilgotności dostarczanego mialu z 15% do 16%. W ocenie NIK nierzetelne było także korzystanie przez Spółkę w niewielkim zakresie z przysługującego jej na podstawie zawartych umów, prawa do systematycznego ważenia kontrolnego poszczególnych dostaw mialu, a w szczególności zaniechanie ważenia tych, w których załadunek i ważenie odbyło się jeden lub więcej dni wcześniej niż faktyczna data ich dostawy do PEC. Nie udokumentowano także – w latach 2018-2019 i w 2021 r. – wyników kontroli wagi.

Na podstawie próby czterech zbadanych przedsięwzięć inwestycyjnych, zrealizowanych w latach 2018-2021 ze środków własnych PEC, stwierdzono, że były uzasadnione potrzebami i zgodne z Planami rozwoju Spółki. Postępowania mające na celu wybór wykonawców (czterech najwyższych kwotowo zamówień z każdej z analizowanych inwestycji) zostały przeprowadzone zgodnie z wewnętrznymi procedurami. Wykonanie zawartych umów przebiegało według ich postanowień, a przedmiot został zrealizowany. Kontrola wykazała, że analizowane Plany rozwoju Spółki nie obejmowały niektórych elementów wymaganych na podstawie art. 16 ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne³. Na próbie pięciu umów o przyłączenie do sieci ciepłej ustalono, że nie zawarto w nich postanowień dotyczących wysokości opłaty za przyłączenie, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, odpowiedzialności PEC za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, co było niezgodne z art. 7 ust. 2 Prawa energetycznego. Nieprawidłowa była także realizacja trzech z ww. umów o przyłączenie do sieci ciepłej, gdyż opłatę za przyłączenie pobrano w wysokości wyliczonej według stawki z taryfy dla ciepła obowiązującej w czasie wystawienia faktur (po realizacji inwestycji), a więc nieznaną stronom umowy o przyłączenie w dacie jej zawarcia.

² Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

³ Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.

W okresie objętym kontrolą Spółka przestrzegała dopuszczalnych wartości emisji zanieczyszczeń, poza jednym przypadkiem, stwierdzonym w trakcie kontroli przeprowadzonej w PEC przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Lublinie⁴, przy czym podjęto właściwe działania, skutkujące usunięciem tej nieprawidłowości. Pomiary emisji były przeprowadzane przez uprawniony podmiot i terminowo przekazane właściwym organom ochrony środowiska. Rzetelnie obliczano oraz terminowo regulowano opłaty za korzystanie ze środowiska w latach 2017-2020. Stwierdzono przy tym, że Spółka nie wywiązała się z obowiązku przedstawienia Staroście kopii raportów na temat wielkości emisji wraz ze sprawozdaniami z ich weryfikacji za lata 2019-2020. Dokumenty te przedstawiono dopiero w trakcie kontroli NIK, to jest z naruszeniem terminu określonego w art. 86 ust. 1 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych⁵.

Zasady wynagradzania członków Zarządu zostały ustalone zgodnie z przepisami art. 4 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 9 czerwca 2016 r. o zasadach kształtowania wynagrodzeń osób kierujących niektórymi spółkami⁶ oraz uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników (dalej: Nadzwyczajne ZW) w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń Prezesa. Stwierdzono jednak, że w okresie od 23 kwietnia 2019 r. do listopada 2021 r., w przypadku Prezesa i od lutego 2020 r. do grudnia 2021 r., w przypadku Rady Nadzorczej (dalej: RN), wynagrodzenia naliczane i wypłacane były z naruszeniem przepisów ustaw ołobudżetowych w zakresie wysokości podstawy wymiaru, określonej w ustawie o wynagrodzeniach w spółkach. Przepisów powyższych ustaw nie zastosowano również przy wyliczaniu wynagrodzenia zmiennego dla Prezesa wypłaconego w latach 2020-2021. RN PEC nieterminowo uszczegóławiała cele zarządcze oraz obiektywne i mierzalne kryteria ich realizacji i rozliczania, nie wykonując tym samym w sposób prawidłowy dyspozycji zawartej w uchwale Nadzwyczajnego ZW.

⁴ Dalej: WIOŚ lub Inspektorat.

⁵ Dz. U. z 2021 r. poz. 332, ze zm. (dalej: ustawa o systemie handlu EUA).

⁶ Dz. U. z 2020 r. poz. 1907, ze zm. (dalej: ustawa o wynagrodzeniach w spółkach).

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁷ kontrolowanej działalności

OBSZAR

Opis stanu faktycznego

1. Zawieranie i realizacja umów dostawy węgla.

1.1. W latach 2018-2021 Spółka udzieliła czterech zamówień⁸ na dostawę 31 000 t miału węglowego (wraz z transportem i wyładunkiem) trzem wykonawcom⁹.

(akta kontroli tom I str. 436)

a) Spółka nie posiadała odrębnych regulacji dotyczących udzielania zamówień na dostawę miału węglowego. Czynności związanych z przygotowaniem (w tym określaniem ilości i szacowaniem wartości przedmiotu zamówienia) i przeprowadzeniem zamówień dokonywała komisja przetargowa na podstawie wewnętrznych procedur określonych w „Regulaminie udzielania zamówień na dostawy, usługi i roboty budowlane w PEC niepodlegających przepisom ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych”¹⁰ (dalej: Regulamin uz).

Według § 1 ust. 1 pkt 1 Regulaminu uz z 2018 r., miał on zastosowanie do udzielania zamówień sektorowych, w przypadku gdy ich wartość była równa lub mniejsza od równowartości kwoty 443 tys. euro, tj. 1 910 083,10 zł. Mimo, że Regulamin uz nie miał zastosowania do zamówień przekraczających ww. wartość, na jego podstawie Zarząd Spółki udzielił zamówienia na dostawę miału węglowego na 2018 r. o wartości 3 060 000 zł netto. Czynności te zostały podjęte na podstawie zapisów zawartych w „Warunkach przetargu ograniczonego na dostawę opału – miału węglowego na plac składowy PEC” z 30 maja 2018 r., w którym stwierdzono, że przetarg jest prowadzony zgodnie z § 26 Regulaminu udzielania zamówień z 2018 r. w trybie przetargu ograniczonego.

W Regulaminie uz z 2019 r., zastosowanym do udzielenia kolejnych zamówień, Zarząd wprowadził w § 1 ust. 1 pkt 2 postanowienie, że ma on zastosowanie do „zamówień sektorowych udzielanych na dostawy paliw do wytwarzania energii bez względu na wartość zamówienia”.

Wykonawców wybrano zgodnie z procedurą (określoną w ww. Regulaminach uz) przeprowadzoną w trybie przetargu ograniczonego oraz każdorazowo pisemnie określonymi szczegółowymi warunkami przetargu¹¹, zatwierdzonymi przez Zarząd Spółki. Liczba wykonawców, do których skierowano zaproszenia i przyjęte wobec nich wymagania w warunkach przetargów, gwarantowały zachowanie uczciwej konkurencji. Przebieg poszczególnych etapów postępowania, w tym negocjacje ostatecznej ceny, zostały dokumentowane w formie pisemnej. Prezes oraz członkowie komisji przetargowej, każdorazowo składali oświadczenia o zachowaniu bezstronności.

Na zawarcie umów w latach 2018-2021 nie była wymagana zgoda RN lub Zgromadzenia Wspólników (dalej: ZW).

⁷ Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa jest sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

⁸ Umowa nr 28/DT/2018 z 19 czerwca 2018 r. (dalej: umowa z 2018 r.), umowa nr 20/DT/2019 z 6 czerwca 2019 r. (dalej: umowa z 2019 r.), umowa nr 15/DT/2020 z 6 maja 2020 r. (dalej: umowa z 2020 r.), umowa nr 09/DT/2021 z 2 marca 2021 r. (dalej: umowa z 2021 r.).

⁹ Umowę z 2019 r. i umowę z 2020 r. zawarto z tym samym wykonawcą.

¹⁰ Wprowadzonym załącznikiem nr 1 do zarządzenia Prezesa nr 9/2018 z dnia 29 maja 2018 r. (dalej: Regulamin uz z 2018 r.) – obowiązujący od 29 maja 2018 r. do 9 maja 2019 r. oraz wprowadzony załącznikiem nr 1 do zarządzenia Prezesa nr 4/2019 z dnia 10 maja 2019 r. (dalej: Regulamin uz z 2019 r.) – obowiązujący od 10 maja 2019 r.

¹¹ W tym warunki jakie muszą spełniać wykonawcy wraz projektem umowy.

Zamówień udzielono wykonawcom, którzy zaproponowali najniższą cenę jednostkową za tonę mialu węglowego, zgodnie z kryterium przyjętym w warunkach przetargów.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 450-451, *skany dokumentacji z zamówień na dostawy mialu węglowego 2018-2021*- pliki elektroniczne z płyty CD tom I str. 452, tom II str. 365-415)

b) W Dziale Technicznym Spółki dokonywano pisemnych analiz w zakresie zapotrzebowania pod kątem wielkości i jakości dostaw mialu węglowego.

(akta kontroli tom I str. 47-64, 70-110, 145-159, 173-204, 235-255, 275-279, 283-285, 317-340, 380-383, 389-399)

Parametry jakościowe mialu węglowego w umowie z 2018 r. zostały określone w następujący sposób: kaloryczność 22 000 kJ/kg, zawartość popiołu do 19%, zawartość siarki do 0,6%, wilgotność do 15%. W umowach z 2019 r., z 2020 r. i z 2021 r. zmniejszono zawartość popiołu do 16% i zawartość siarki do 0,5%. Wymagania co do kaloryczności (wartości opałowej) i wilgotności pozostały na tym samym poziomie.

Analiza umów zawartych w latach 2018-2021 wykazała, że PEC dopuściło w nich tzw. „wartości graniczne”, co powodowało dalsze obniżenie wymagań co do jakości dostarczanego mialu, i dopiero w przypadku ich niedotrzymania żądano obniżenia ceny w ramach postępowania reklamacyjnego. I tak, w przypadku kaloryczności (wartości opałowej) obniżono wymagania o 2%, tj. do 21 560 kJ/kg, dopuszczono mial o podwyższonej zawartości popiołu o 1%, tj. odpowiednio do 20% w umowie z 2018 r. i do 17% w pozostałych badanych umowach. Zezwolono na wyższą zawartość siarki (o 0,1%), tj. do 0,7% w umowie z 2018 r. i 0,6% w pozostałych oraz na większą (o 1%) wilgotność (do 16%). Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

Według dokumentacji technicznej kotłów WR-5, użytkowanych w PEC w okresie objętym kontrolą, wymagania jakościowe zalecanego paliwa - węgla kamiennego były określone na następującym poziomie:

- wartość opałowa (kaloryczność) 20 934 kJ/kg,
- zawartość popiołu \leq 21%,
- wilgotność \leq 15%,
- zawartości siarki - nie określono.

Natomiast w pozwoleniu na wprowadzanie do powietrza gazów i pyłów z instalacji (wydanym 30 grudnia 2015 r. przez Starostę¹²) wskazano następujące parametry paliwa:

- wartość opałowa nie mniejsza niż 19 000 kJ/kg,
- zawartość popiołu nie większa niż 18%,
- zawartość siarki nie większa niż 0,60%,
- wilgotności – nie określono.

Spółka nie określiła w umowach wymogów dotyczących wskaźnika spiekalności (RI), gdyż – jak stwierdził Prezes – PEC nigdy nie miało problemów z opalem w zakresie tworzenia się spieków oraz ze względu na brak możliwości badania tego parametru w laboratorium zakładowym.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 384-388, 437-443, tom IV str. 1-6)

¹² Decyzja nr RLS.6224.6.2015.

W umowach zawartych w latach 2018-2021 przyjęto takie same postanowienia w zakresie kar umownych obciążających dostawcę. Ustalono kary umowne za niewywiązywanie się ze zobowiązań dotyczących:

- terminowości dostaw – w wysokości 0,2% wartości wynagrodzenia umownego brutto niewykonanej dostawy za każdy dzień zwłoki,
- terminowości dostarczenia dokumentu korygującego cenę danej partii mialu węglowego w związku z zaniżeniem jego jakości poniżej wartości granicznych - 500 zł za każdy dzień zwłoki.

Przyjęto także, że w przypadku odstąpienia od umowy z winy dostawcy kara wynosić będzie 10% wartości brutto niewykonanej umowy.

PEC mogło także odstąpić od umowy (w przypadku umów z lat 2018-2019) lub rozwiązać umowę (w przypadku umów z lat 2020-2021) w trybie natychmiastowym z winy dostawcy, gdy w trzech kolejnych partiach dostarczonego mialu stwierdzono braki ilościowe lub jakościowe. Odstąpienie od umowy lub jej rozwiązanie mogło nastąpić w terminie 14 dni od dnia powzięcia wiadomości o tych okolicznościach.

W umowach z 2018 r. i z 2019 r. także określono kary umowne obciążające Spółkę w przypadku odstąpienia od umowy bez uzasadnionej przyczyny (10% brutto wartości brutto niewykonanej umowy).

W umowach nie przewidziano kar umownych za niedotrzymanie parametrów jakościowych dostarczonego mialu węglowego. W przypadku niedopełnienia wymagań jakościowych – PEC było uprawnione do żądania obniżenia ceny partii mialu dostarczonego w dniu pobrania próby.

Prezes stwierdził, że zapis dotyczący korekty za niedotrzymanie parametrów w formie obniżenia ceny partii opału zamiast zapisu o możliwości obciążania dostawcy karą umowną z tego tytułu jest w swoich skutkach tożsamy. W jednym i w drugim przypadku mamy do czynienia z konsekwencją finansową dla dostawcy. W ocenie Prezesa mnożenie przypadków, w których Spółka mogłaby obciążyć dostawcę karami umownymi jest bezzasadne, skoro ten sam skutek można osiągnąć w inny sposób.

We wszystkich badanych umowach ustalono, że odnośnie: „kaloryczności” – obniżenie wynosić będzie 3 zł za tonę za rzeczywisty procent zaniżenia wartości opalowej poniżej „wartości granicznej”, „pozostałych parametrów” (tj. zawartości popiołu, zawartości siarki, wilgotności) 5 zł za tonę za każdy parametr stwierdzenia zawyżenia ponad „wartość graniczną”.

Odnosząc się do sposobu i podstawy na jakiej skalkulowano i przyjęto w umowach ww. stawki za niedotrzymanie parametrów – Prezes wyjaśnił, że stawki stanowią wartość odpowiadającą obniżeniu ceny partii mialu o klasę niższą. Zastosowane stawki powodowały, że dostarczony opał będzie w cenie za 1 Mg takiej, jak opał zakupiony na rynku o obniżonych parametrach stanowiących jedną klasę niżej.

Tylko w umowie z 2021 r. przyjęto, że w przypadku zaniżenia jakości mialu o obniżonej wartości opalowej, o więcej niż 1000 kJ/kg w stosunku do minimalnej wymaganej umową lub innej niż określona w umowie granulacji¹³, dostawca zobowiązany będzie do wymiany zgłoszonej partii dostaw bez żadnej dopłaty bezwarunkowo. W przypadku braku wymiany – w zależności od sytuacji, tj. czy faktury za dostawy zostały już opłacone czy brak było zapłaty, PEC przysługiwało odpowiednio: w pierwszym przypadku zwrot poniesionych kosztów (w tym 100% należności za faktury), natomiast w drugim usunięcie dostawy na koszt dostawcy.

¹³ Wymagana granulacja mialu węglowego wynosiła: w umowie z 2018 r. i w umowie z 2020 r. 5-25 mm, w umowie z 2019 r. 0-25 mm, w umowie z 2021 r. 5-25 mm, a po zmianie aneksem nr 1 z 16 czerwca 2021 r. 0-20 mm.

Według Prezesa dodatkowy zapis o możliwości wymiany partii mialu z zaniżonymi parametrami został zawarty po analizie zapisów umów z innych przedsiębiorstw branży ciepłowniczej. Dotychczas Spółka nie skorzystała z takiej możliwości, gdyż nie zaistniały warunki określone w umowie.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 437-440, 445-448)

c) W § 7 ust. 1 zawartych umów Spółka zagwarantowała bieżące wykonywanie analiz ustalających parametry jakościowe dostarczanego mialu (określone w § 3 ust. 1 umów) oraz określiła przebieg pobierania prób, sposób i terminy komunikowania się w tej sprawie z dostawcą oraz procedurę reklamacyjną w przypadku stwierdzenia niespełnienia parametrów jakościowych.

W umowach Spółka nie zobowiązała wykonawców do przedłożenia do każdej dostawy świadectwa potwierdzającego parametry jakościowe mialu węglowego. W trakcie niniejszej kontroli, PEC przedłożyło – wraz z dowodami sprzedaży do zawartych w latach 2019-2021 umów – kopie świadectw jakości poświadczonych za zgodność z oryginałem. Świadectwa te – zgodnie z art. 6d pkt 6-8 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw¹⁴ – zawierały wskazanie wartości parametrów paliwa stałego, dla którego zostało wystawione świadectwo, informację o wymaganiach jakościowych dla paliwa stałego, dla którego jest wystawiane świadectwo jakości, oświadczenie przedsiębiorcy wystawiającego świadectwo, że paliwo stałe spełnia wymagania jakościowe określone w przepisach wydanych na podstawie art. 3a ust. 2 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 205, 229-274, 311-379, 384-388, 437-441, skany kopii świadectw jakości - pliki elektroniczne z płyty CD tom I str. 452, tom IV str. 1-6)

1.2. W latach 2018-2021¹⁵ Spółka zrealizowała trzy umowy na dostawę mialu węglowego z dwoma¹⁶ dostawcami, umowa z 2021 r. była w trakcie realizacji¹⁷. Na podstawie zawartych umów na potrzeby produkcji ciepła od czerwca 2018 r. do 22 listopada 2021 r.¹⁸ zakupiono 28 375,69 t mialu węglowego za łączną kwotę 8 186 275,35 zł netto, 10 069 118,70 zł brutto, w tym na podstawie:

– umowy z 2018 r. 8672,86 t mialu za 3 095 778,45 zł netto (3 807 807,51 zł brutto), za średnią cenę jednostkową za tonę 351,26 zł netto (przewidywano dostawę 8500 t po 360 zł netto za tonę),

– umowy z 2019 r. – 6414,16 t mialu za 1 946 354,45 zł netto (2 394 015,99 zł brutto), za średnią cenę jednostkową za tonę 297,95 zł netto (przewidywano dostawę 6500 t po 304,60 zł netto za tonę),

– umowy z 2020 r. – 8023,74 t mialu za 1 955 292,78 zł netto (2 405 010,14 zł brutto), za średnią cenę jednostkową za tonę 238,85 zł netto (przewidywano dostawę 8000 t po 244 zł netto za tonę),

– umowy z 2021 r. zakupiono¹⁹ 5264,93 t mialu za 1 188 849,64 zł netto (1 462 285,06 zł brutto), za średnią cenę jednostkową za tonę 227,30 zł netto (przewidywano dostawę 8000 t po 228,80 zł netto za tonę, a od 16 czerwca 2021 r. do 11 listopada 2021 r. po 225,80 zł netto za tonę).

¹⁴ Dz. U. z 2021 r. poz. 133, ze zm.

¹⁵ Według stanu na 19 października 2021 r. (dzień rozpoczęcia niniejszej kontroli).

¹⁶ Jeden – zrealizował umowę w 2018 r. od czerwca do października, drugi – w 2019 r. od sierpnia do listopada oraz kolejną od września 2020 r. do marca 2021 r.

¹⁷ Umowa była realizowana od marca 2021 r. Aneks nr 3 z 23 listopada 2021 r. wydłużono termin realizacji umowy do 15 stycznia 2022 r.

¹⁸ Przy czym – według stanu na 22 listopada 2021 r. ostatnia dostawa została zrealizowana 9 września 2021 r.

¹⁹ Według stanu na 22 listopada 2021 r.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 417-436)

Realizowane umowy były zmieniane w zakresie: obniżenia ceny jednostkowej za tonę mialu (w przypadku umowy z 2018 r. i z 2021 r.), podwyższenia ceny jednostkowej²⁰ i wartości brutto przedmiotu umowy do celów odszkodowawczych oraz wysokości zabezpieczenia należytego ich wykonania (w umowie z 2021 r. w listopadzie i grudniu 2021 r.), terminów i wielkości dostawy (w przypadku umów z 2019 r., z 2020 r. i z 2021 r.), terminów zapłaty należności (w umowie z 2019 r.), parametrów granulacji mialu²¹ (w umowie z 2021 r.), zmniejszenia liczby prób mialu pobieranych jednocześnie przez laboratorium²² (w umowie z 2019 r.), formy wniesionego zabezpieczenia należytego wykonania przedmiotu umowy²³ (w przypadku umowy z 2020 r.), godzin dostaw i rozładunku (w umowie z 2020 r.) oraz okresu obowiązywania (w przypadku umów z 2020 r. i z 2021 r.).

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379)

a) Zgodnie z postanowieniami zawartych umów (§ 7), Spółka przyjmując mial węglowy na składowisko miala dokonywać jego odbioru ilościowego na podstawie dostarczonego dokumentu „WZ” – poprzez kontrolne ważenie poszczególnych dostaw (§ 7 ust. 1).

W przypadku zaistnienia różnicy między ilością deklarowaną przez dostawcę a ilością faktycznie dostarczoną, zamawiający nie ponosił odpowiedzialności za wszelkie różnice ilościowe (m.in. utrata mialu w czasie transportu, usyp, ubytki w granicach normy), zaś wartość tych różnic mialu i należny podatek akcyzowy wynikający ze stwierdzonego niedoboru obciążały dostawcę. Przedstawiciel PEC był obowiązany dokonać stosownej adnotacji na dokumencie WZ, potwierdzonej przez kierowcę, który dostarczył daną partię mialu węglowego (§ 7 ust. 2 umów).

Analiza dokumentacji ze zrealizowanych dostaw wykazała, że:

- zadeklarowano zważenie 211,56 t (2,44%) mialu z 8672,86 t zakupionych w 2018 r. (w ramach dostaw zrealizowanych w okresie od 20 czerwca do 23 października), przy czym wyniki ważenia (wykonane: 16 lipca, 21 i 23 sierpnia) nie zostały w żadnym z ww. przypadków udokumentowane na dowodzie WZ;
- wskazano, że ważeniem objęto 211,02 t (3,29%) mialu na 6414,16 t zakupionych w 2019 r. (na podstawie dostaw wykonanych od 12 sierpnia do 15 listopada), w żadnym przypadku wyniki ważenia (z 12 i 19 sierpnia, 2 września i 28 października) nie zostały odnotowane na dokumencie WZ,
- 157,20 t (2,18%) mialu zostało zważonych na 8023,74 t zakupionych na podstawie umowy zawartej w 2020 r. (w ramach dostaw zrealizowanych od 14 września 2020 r. do 25 marca 2021 r.). W jednym przypadku (18 września) nie udokumentowano wyników ważenia; w dwóch przypadkach (24 września) – według adnotacji na „kwicie wagowym” (bez podpisu osoby sporządzającej) – ważenie kontrolne jednego transportu wykazało o 60 kg więcej, a drugiego mniej o 60 kg; w trzech kolejnych przypadkach (również z 24 września) – na podstawie adnotacji na „kwicie wagowym” (bez podpisu osoby sporządzającej) – w wyniku ważenia stwierdzono łącznie o 100 kg więcej niż w dowodzie WZ;

²⁰ Dwukrotnie w związku ze wzrostem cen na rynku węglowym, tj. aneksem nr 2 z 19 listopada 2021 r. ustalono cenę jednostkową za tonę mialu w kwocie 300 zł netto oraz aneksem nr 4 z 21 grudnia 2021 r. - 470 zł netto.

²¹ Z frakcji 5-25 mm na 0-20 mm, z zastrzeżeniem, żeby granulacja 0-5 mm nie przekraczała 30% ilości danej partii dostarczonego opału.

²² Tj. dwóch zamiast trzech.

²³ Z formy gotówkowej na gwarancję ubezpieczeniową.

- zadeklarowano zważenie 110,08 t (2,09%) mialu z łącznej wielkości 5264,93 t zakupionych w ramach umowy z 2021 r. (do 22 listopada). W żadnym przypadku (realizacji dostaw od 5 marca do 9 września) wyniki ważenia (dokonanego 1 lipca i 8 września) nie zostały udokumentowane.

Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

Ważenia dokonywano poza terenem PEC na legalizowanej wadze należącej do innego przedsiębiorcy.

(akta kontroli tom I str. 80, 82, 84, 87, 94, 105, 108, 173-174, 177, 179, 192, 275-281, 303-308, 400-436)

Spółka dokonywała bieżących analiz jakościowych mialu węglowego. Na podstawie dokumentacji prowadzonej przez znajdujące się w strukturze organizacyjnej Spółki laboratorium zakładowe, stwierdzono, że systematycznie pobierane były próby mialu, które zostały przebadane pod kątem zgodności z wymaganymi parametrami. Badano: wilgotność, popiół, siarkę, ciepło spalania, wartość opałową.

W przypadkach, w których wykonawca nie uznał wyników badań jakościowych, tj. przekroczenia wartości granicznych, zlecał zbadanie próbek zewnętrznemu akredytowanemu laboratorium. W przypadku wątpliwości, co do otrzymanych wyników, kilkakrotnie z takim zleceniem zwrócił się także PEC.

Badania wykazały²⁴, że:

- w 2018 r. średnia wilgotność zakupionego mialu wynosiła 15,83% (wyniki wahały się od 9,37% do 18,74%), średnia zawartość popiołu 11,60% (od 9,01% do 14,24%), średnia zawartość siarki 0,22% (od 0,14% do 0,34%), średnia wartość opałowa 21 597 kJ/kg (od 19 742 kJ/kg do 25 127 kJ/kg),
- w 2019 r. średnia wilgotność zakupionego mialu wynosiła 15,45% (od 11,16% do 19,93%) średnia zawartość popiołu 10,14% (od 8,29% do 11,51%), średnia zawartość siarki 0,30% (od 0,12% do 0,41%), średnia wartość opałowa 22 271 kJ/kg (od 20 218 kJ/kg do 24 840 kJ/kg),
- w przypadku mialu dostarczonego na podstawie umowy z 2020 r. średnia wilgotność mialu wynosiła 15,47% (od 13,39% do 23,64%), średnia zawartość popiołu 6,88% (od 4,87% do 8,30%), średnia zawartość siarki 0,27% (od 0,22% do 0,36%), średnia wartość opałowa 23 224 kJ/kg (od 20 796 kJ/kg do 24 802 kJ/kg),
- w zakresie dostaw zrealizowanych na podstawie umowy z 2021 r. (do 22 listopada) średnia wilgotność mialu wynosiła 13,12% (od 10,43% do 15,91%), średnia zawartość popiołu 5,18% (od 3,19% do 14,77%), średnia zawartość siarki 0,21% (od 0,14% do 0,26%), średnia wartość opałowa 25 145 kJ/kg (od 21 617 kJ/kg do 26 564 kJ/kg).

W wyniku badań w dziewięciu przypadkach stwierdzono obniżenie parametrów w zakresie obniżenia wartości opałowej (poniżej wartości granicznej 21 560 kJ/kg) i w dwunastu przypadkach w zakresie zawyżenia wilgotności (powyżej wartości granicznej 16%).

Nie wystąpiły przypadki dostarczenia mialu węglowego o jakości przekraczającej dopuszczalne parametry (w tym graniczne) dla popiołu i siarki.

(akta kontroli tom I str. 71, 111-132, 204-226, 278, 280, 283-284, 289-302, 382, 418-419, 422-424, 429-430, 432, 435, 444, tom II str. 505-507)

W skontrolowanych umowach zawarte były zapisy, że mial węglowy nie może pochodzić z mieszalni, zakładów przerobczych oraz zakładów wzbogacania węgla.

²⁴ Dane w zakresie średnich wartości arytmetycznych obliczono na podstawie wyników badań przeprowadzonych w laboratorium PEC jak i zleconych na zewnątrz.

Musi być jednorodny, wolny od zanieczyszczeń w postaci kamienia, złomu oraz mułów, flotów i nadziarna.

Prezes stwierdził, że weryfikacja jakości opału następowała na podstawie dostarczanych przez dostawcę świadectw jakości paliw stałych, w których oprócz parametrów fizycznych opału określony jest m.in. punkt sprzedaży.

Taka weryfikacja była możliwa tylko w przypadku miału dostarczonego w latach 2019-2021, gdyż w 2018 r. wykonawca nie dostarczał świadectw jakości (obowiązek ten został wprowadzony dopiero od 12 września 2018 r.).

Prezes stwierdził, że weryfikacja jakości dostarczanego miału bez względu na „świadectwo jakości paliw” zawsze następowała na podstawie przeprowadzanych analiz w laboratorium zakładowym. Próbkę do analiz pobierane były z każdej dziennej dostawy. W okresie sezonu grzewczego próbki do analiz pobierane były także z taśmociągu nawęglania.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 437-441, 445-448)

b) W okresie objętym kontrolą PEC składało reklamacje dostawcom w zakresie niedotrzymania jakości parametrów „granicznych” miału węglowego dotyczących wartości opałowej i wilgotności. Łączne obniżki z tego tytułu wyniosły: 26,5 tys. zł netto w trakcie realizacji umowy z 2018 r., 7,4 tys. zł netto w ramach realizacji umowy z 2019 r., 2,5 tys. zł netto na podstawie umowy z 2020 r. W trakcie realizacji umowy z 2021 r. (do 22 listopada) nie zgłoszono reklamacji.

(akta kontroli tom I str. 111-133, 205-228, 289-302, 309-310, 417-436)

Spółka nie naliczała wykonawcom kar umownych oraz nie występowała z roszczeniami odszkodowawczymi. Nie wystąpiły przypadki odstąpienia od zawartych umów na dostawę miału węglowego bądź ich rozwiązania.

(akta kontroli tom I str. 38, 111, 133, 205-206, 227-228, 309-310)

W latach 2018-2021 (do 19 października) w Spółce nie były przeprowadzane kontrole jakości miału węglowego, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

(akta kontroli tom I str. 36, 205-206)

c) W latach 2018-2021 (do 19 października) Urząd Regulacji Energetyki (dalej: URE) nie przeprowadzał kontroli w Spółce w zakresie utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw ciepła do odbiorców. Dane w zakresie utrzymywania wymaganego zapasu paliw zostały przedłożone do URE, na wezwanie Prezesa URE²⁵ z 11 sierpnia 2020 r. oraz z 4 grudnia 2020 r.²⁶.

Stosownie do art. 10 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, PEC utrzymywało w latach 2018-2021 (wg stanu na 30 listopada) zapasy paliw (miału węglowego) w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw ciepła do odbiorców. Wielkość zapasów była zgodna z ilością wskazaną w § 2 ust. 1 pkt 3 lit. c) Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych²⁷.

(akta kontroli tom I str. 389-399, *korespondencja z URE* - pliki elektroniczne z płyty CD tom I str. 452, tom II str. 5-8)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności PEC w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

²⁵ Na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.

²⁶ OLB.464.2.17.2020.EBo DKN 349.

²⁷ Dz. U. Nr 39 poz. 338, ze zm.

1. Niezgodne z wartością wskazaną w dokumentacji technicznej kotłów²⁸ było dopuszczenie w umowach z: 2018 r., 2019 r., 2020 r. i 2021 r. do obniżenia parametru jakościowego – wilgotności dostarczanego mialu węglowego o 1%, tj. z 15% do 16%, mimo, że producent kotłów dopuścił wilgotność paliwa na poziomie $\leq 15\%$.

W konsekwencji Spółka zakupiła:

- w 2018 r. 4338,48 t mialu węglowego o wilgotności od 15,44% do 15,99%, co stanowiło 50% ilości nabytej w całym roku,
- w 2019 r. 2052,64 t mialu węglowego o wilgotności od 15,07% do 15,99%, tj. 32% ilości zakupionej w roku,
- na podstawie umowy z 2020 r. 5737,84 t mialu o wilgotności od 15,01% do 15,99%, co stanowiło 71,5% ilości nabytej w ramach tej umowy,
- na podstawie umowy z 2021 r. 924,62 t mialu o wilgotności od 15,70% do 15,91%, tj. 17,6% dostaw zrealizowanych według stanu na 22 listopada 2021 r.).

Według Prezesa dopuszczenie dodatkowego 1% tolerancji dla wartości wilgotności całkowitej wynikał z wieloletniej obserwacji jakości dostaw oraz wpływu jakości dostaw na pracę kotłów. Zdecydowana zmiana wilgotności dała się zaobserwować w momencie, kiedy dostawcy zmienili strukturę dostaw (mniej węgla krajowego, więcej węgla z importu). Ponieważ corocznie zauważono, że w dużej części dostaw parametr wilgoci zawiera się w przedziale 15-16% zdecydowano o wprowadzeniu wartości wilgotności 15% z dodatkową tolerancją 1%. Zmiana nie miała wpływu na pracę kotłów, gdyż zawsze opał o tej wilgotności był dodatkowo zraszany przed podaniem do zasobników. Zabieg ten zoptymalizował pracę kotłów (mniej niedopałów, które spadają przez nieszczelności rusztu, mniej pyłów w spalinach kotłów).

W ocenie byłego Prezesa Zarządu: mial węglowy kupowany w 2018 r. charakteryzował się podwyższoną wilgotnością z uwagi na zwiększoną sumę opadów atmosferycznych w tym okresie. Potwierdziły to badania próbek mialu od różnych dostawców przed rozpisaniem przetargu. Prawdopodobnie z uwagi na to podniesiono w umowie o 1% wilgotność mialu w stosunku do deklarowanej przez dostawców.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 418-419, 422-424, 429-430, 432, 435, 437-443, 453-457, tom IV str. 1-6)

2. Zarząd Spółki w umowie z 2018 r. dopuścił do obniżenia wymagań dotyczących jakości zamawianego mialu węglowego poprzez ustalenie zawartości popiołu oraz wartości granicznej siarki, które przekraczały poziom ustalony w grudniu 2015 r. w pozwoleniu Starosty na wprowadzanie do powietrza gazów i pyłów z instalacji.

W przedmiotowej umowie przewidziano dostawy mialu o zawartości popiołu do 19% i jednocześnie dopuszczono dostarczanie mialu o podwyższonej o 1% zawartości popiołu, tj. odpowiednio do 20%, pomimo, że w pozwoleniu określono jego zawartość na poziomie nie większym niż 18%. W tej samej umowie określono zawartość siarki w miale do 0,6% i jednocześnie zezwolono na dostarczanie mialu o wyższej o 0,1% zawartości siarki, tj. do 0,7%, mimo, że w ww. pozwoleniu określono dopuszczalną wartość nie większą niż 0,6%.

²⁸ W pozwoleniu Starosty na wprowadzanie do powietrza pyłów i gazów z instalacji nie było określonego wymogu dla wilgotności.

Prezes wyjaśnił, że wartości określone w warunkach przetargów oraz umowach są kompromisem pomiędzy uzyskiwaniem „atrakcyjnej” ceny w przetargach na opał, optymalizacją warunków pracy kotłów oraz ochroną środowiska.

Były Prezes Zarządu stwierdził, że ze względu na upływ prawie trzech lat od odwołania ze stanowiska ciężko jest wyjaśnić przyczynę rozbieżności w tym zakresie pomiędzy zapisami umowy a decyzją. Mogło być to spowodowane brakiem miału węglowego spełniającego jednocześnie wszystkie kryteria jakościowe.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 418-419, 422-424, 429-430, 432, 435, 437-443, 453-457, tom IV str. 1-6)

3. Spółka w niewielkim zakresie korzystała w latach 2018-2021 z przysługującego jej na podstawie zawartych z kontrahentami umów, prawa do systematycznego ważenia kontrolnego poszczególnych dostaw miału węglowego, w szczególności tych, w których załadunek i ważenie odbyło się nawet kilka dni wcześniej niż faktyczna data ich dostawy do PEC. Ważeniem objęto tylko 2,44% (211,56 t) miału węglowego dostarczonego przez dostawcę 2018 r., 3,29% (211,02 t) miału z 2019 r., 2,18% (157,20 t) miału dostarczonego na podstawie umowy zawartej w 2020 r. i 2,09% (110,08 t) miału z dostaw zrealizowanych w ramach umowy z 2021 r. (do 22 listopada).

Prezes wyjaśnił: w Spółce nigdy nie wykonywano kontroli 100% dostaw, traktując dostawę jako dzienną ilość przywiezionego opału. Nie wykonywano większej ilości kontroli wagi dostarczanego opału ze względu na fakt, że w dokonywanych kontrolach wagi poszczególnych pojazdów, nigdy nie wystąpiły braki ilościowe opału. Kontrola zawsze dotyczy losowo wybranych pojazdów, których kierowcy nie mogą się jej spodziewać. W przypadku pojazdów, których załadunek odbył się w przeddzień dostawy, obowiązywał również mechanizm losowości. Wnioski wynikające z tej formy kontroli nie nasuwały konieczności podjęcia decyzji specjalnego traktowania tego rodzaju dostaw. Z powodu ważenia poza PEC decyzja o zwiększeniu ilości kontrolowanych pojazdów wiązałaby się z koniecznością zaangażowania na stałe dodatkowego pracownika. Ponadto dodatkowa kontrola dostaw następuje w chwili nawęglania kotłów poprzez ważenie opału na legalizowanej wadze taśmociągowej. Ponieważ ta forma kontroli również nie wykazywała rozbieżności ilościowej nie podejmowano decyzji o zmianie sposobu kontrolowania dostaw. Według Prezesa nie występowała potrzeba zwiększenia ilości ważeń kontrolnych, które generują dodatkowe koszty po stronie Spółki²⁹. W przypadku stwierdzenia braków ilościowych, dostawy zostałyby objęte częstszymi kontrolnymi ważeniami. Każdorazowa nieprawidłowość spowodowałaby wzrost ilości ważeń kontrolnych, a brak odchyień w wybieranych losowo dostawach pozwala na wykonanie kontroli w dotychczasowej ilości.

W ocenie byłego Prezesa Zarządu ilość miału węglowego zważona w 2018 r. była wymierna dla wyników całej dostawy, ponieważ zarówno czas ważenia jak i numer transportu, który będzie podlegał ważeniu nie był uzgadniany z dostawcą. Dodał także, że ważenie było w zakresie obowiązków magazyniera.

Analiza danych PEC wykazała, że Spółka przyjmowała wagę zadeklarowaną przez dostawcę w dowodach WZ. Tylko w 11 dniach w ramach dostaw zrealizowanych przez cztery lata (od 20 czerwca 2018 r. do 9 września 2021 r.) dokonano ważenia kontrolnego wybranych transportów, z tego tylko trzykrotnie³⁰ ważeniem objęto

²⁹ Według przykładowej faktury przedstawionej przez Spółkę na potwierdzenie ważenia miału węglowego, za pojedynczą usługę ważenia w październiku 2020 r. zapłacono 10 zł netto.

³⁰ W dniach 12 sierpnia 2019 r., 24 września 2020 r. i 8 września 2021 r.

transport załadowany i zważony przed datą faktycznej dostawy do Spółki³¹. Przy czym podkreślić należy, że w żadnym przypadku nie zostały udokumentowane wyniki ważenia kontrolnego przeprowadzone w latach 2018-2019 oraz w 2021 r.

(akta kontroli tom I str. 39-66, 134-172, 229-274, 311-379, 417, 420-421, 425-428, 431, 433-434, 436-440, 445-448, 453-457)

OCENA CZĄSTKOWA

Zgodnie z wewnętrznymi regulacjami Spółka dokonała wyboru wykonawców i zawarła umowy na dostawę mialu węglowego. Jednakże w umowie z 2018 r. obniżono wymagania jakościowe zamawianego mialu w związku z ustaleniem w umowie wartości, które przekraczały poziom określony w pozwoleniu Starosty na wprowadzanie do powietrza gazów i pyłów z instalacji. Ponadto niezgodne z dokumentacją techniczną kotłów dopuszczono w umowach zawartych w latach 2018-2021 do podwyższenia wilgotności dostarczanego mialu węglowego do 16%. W ocenie NIK nierzetelne było korzystanie przez Spółkę w niewielkim zakresie z przysługującego jej na podstawie zawartych umów, prawa do systematycznego ważenia kontrolnego poszczególnych dostaw mialu, w szczególności tych, w których załadunek i ważenie odbyło się jeden lub więcej dni wcześniej niż faktyczna data ich dostawy do PEC. Nie udokumentowano także – w latach 2018-2019 i w 2021 r. – wyników kontroli wagi. Pozytywnie należy ocenić przeprowadzanie bieżących analiz jakościowych mialu węglowego oraz utrzymywanie zapasów paliwa na wymaganym poziomie.

OBSZAR

Opis stanu faktycznego

2. Realizacja przedsięwzięć i zadań inwestycyjnych.

2.1. W latach 2018-2021 plany inwestycyjne Spółki i ich realizacja przedstawiały się następująco:

- w marcu 2018 r. plan zakładał nakłady w wysokości 828 tys. zł, natomiast po zmianach był niższy o 5,3% i wynosił 784,1 tys. zł, zaś wykonanie 708,7 tys. zł, tj. 90,4% planu po zmianach,
- w marcu 2019 r. w planie inwestycyjnym założono realizację zadań na kwotę wyższą o 58,7% (w stosunku do planu na 2018 r.), tj. wynoszącą 1311,3 tys. zł, natomiast po zmianach był niższy o 5,1% i wynosił 1246,7 tys. zł, a wykonanie 1286,4 tys. zł, tj. 103,2% planu po zmianach,
- w lutym 2020 r. plan zakładał spadek nakładów na inwestycje o 48,6% (w stosunku do planu na 2019 r.), gdyż wynosił 638,5 tys. zł, zaś po zmianach był wyższy o 14,4% i wynosił 730,5 tys. zł, ostateczne wykonanie było wyższe i wyniosło 812,5 tys. zł, tj. 111,2% planu po zmianach,
- w marcu 2021 r. w planie zadań inwestycyjnych przewidziano wzrost nakładów o 161% (w stosunku do planu na 2020 r.), tj. do kwoty 1666,8 tys. zł, a po zmianach był wyższy o kolejne 3,7% i wynosił 1727,8 tys. zł, zaś wykonanie (na 30 listopada) było niższe i wyniosło 1164,0 tys. zł, tj. 67,4% planu po zmianach.

(akta kontroli tom II str. 63-67)

Struktura planowanych i zrealizowanych nakładów inwestycyjnych przedstawiała się następująco:

- na 2018 r. plan zakładał przeznaczenie 226 tys. zł (27,3% łącznych nakładów Spółki) na zadania z zakresu wytwarzania ciepła, a 602 tys. zł (72,7%) na inwestycje dotyczące przesyłu ciepła i jego dystrybucji, natomiast w planie

³¹ Tj. odpowiednio jeden dzień (w przypadku transportów z 24 września 2020 r. i 8 września 2021 r.) oraz cztery dni w przypadku transportu z 12 sierpnia 2019 r.

po zmianach zmniejszono nakłady na wytwarzanie ciepła do 168,8 tys. zł (21,5%), a do 615,3 tys. zł (78,5%) zwiększono na przesył i dystrybucję, wykonanie było niższe w obu grupach, gdyż 154,7 tys. zł (21,8%) nakładów przeznaczono na wytwarzanie i 554 tys. zł (78,2%) na przesył i dystrybucję,

- na 2019 r. w planie założono wzrost środków finansowych na inwestycje w zakresie wytwarzania ciepła do 601,3 tys. zł (45,9% łącznych nakładów), a 710 tys. zł (54,1%) na przesył ciepła i jego dystrybucję, w planie po zmianach nakłady na wytwarzanie ciepła zmniejszono do 541,7 tys. zł (43,5%), a na przesył i dystrybucję przeznaczono 705 tys. zł (56,5%), ostatecznie wykonanie zostało zmniejszone w przypadku inwestycji na wytwarzanie do 520,5 tys. zł (40,5%), a zwiększono do 765,9 tys. zł (59,5%) nakłady na przesył i dystrybucję,
- na 2020 r. plan zakładał spadek nakładów inwestycyjnych ogółem, w tym tylko 83 tys. zł (13%) zaplanowano na wytwarzanie ciepła, a 555,5 tys. zł (87%) na jego przesył i dystrybucję, plan po zmianach przyniósł zwiększenie nakładów inwestycyjnych, lecz tylko na przesył ciepła i jego dystrybucję do 662,5 tys. zł (90,7%), natomiast spadły do 68 tys. zł (9,3%) nakłady na wytwarzanie ciepła, ostatecznie – na etapie wykonania – zwiększono środki na wytwarzanie ciepła do 204,2 tys. zł (25,1%) i zmniejszono do 608,3 tys. zł (74,9%) nakłady na przesył i dystrybucję,
- na 2021 r. zaplanowano wzrost nakładów inwestycyjnych na wytwarzanie ciepła do 1317 tys. zł (79% łącznych środków finansowych), a 349,8 tys. zł (21%) przeznaczono na przesył i dystrybucję, natomiast w planie po zmianach, mimo wzrostu łącznej puli środków inwestycyjnych, zmniejszono do 899,8 tys. zł (do 52,1%) nakłady na przesył i dystrybucję, a zwiększono do 828 tys. zł (do 47,9%) na wytwarzanie ciepła. Według stanu na 30 listopada – realizacja wyniosła: 829,1 tys. zł (71,2%) na wytwarzanie i 334,9 tys. zł (28,8%) na przesył i dystrybucję.

(akta kontroli tom II str. 63-67)

W latach 2020-2021 zostały zaplanowane inwestycje dotyczące modernizacji systemu ciepłowniczego PEC. Opracowana została wielowariantowa koncepcja, a po wyborze wariantu odpowiedniego dla Spółki, zlecono przygotowanie studium wykonalności i wniosków o dofinansowanie realizacji przedsięwzięcia pod nazwą „Modernizacja źródła wytwarzania ciepła z zastosowaniem wysokosprawnej kogeneracji i OZE w PEC”. Przedsięwzięcie będzie polegało na budowie czterech agregatów kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym o łącznej mocy około 4,928 MW, w celu wyłączenia tych jednostek z sumowania mocy w paliwie z kotłami węglowymi. W założeniach przyjętych przez Spółkę inwestycja pozwalać będzie na produkcję ciepła do sieci z kogeneracji gazowej oraz kotłów węglowych. Przedsięwzięcie polegać będzie także na obniżeniu mocy kotła WR-5 (K-2) z 5,8 MW do 3,83 MW (w paliwie z 7,1 MW do 5,1 MW) i dostosowaniu do współspalania węgla i biomasy przy wykorzystaniu istniejącego systemu podawania paliwa, co umożliwi osiągnięcie statusu systemu efektywnego energetycznie. W eksploatacji pozostaną dwa kotły WR-5 (K3 i K4), a zlikwidowane zostaną trzy kotły WR-5 (K1, K5 i K6).

(akta kontroli tom II str. 68-89, 292-344, *Założenia z „Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia”, umowa nr 11/DT/2020 z 17 kwietnia 2020 r., wybór koncepcji przez Zespół* - pliki elektroniczne z płyty CD tom II str. 511)

2.2. W okresie objętym kontrolą Zarząd Spółki opracował trzy Plany rozwoju³²

³² Pełna nazwa „Plan rozwoju Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółka z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego u przyszłego zapotrzebowania na ciepło dla Miasta Lubartowa”.

na lata: 2018-2020, 2019-2021 oraz 2021-2024.

Plany na lata 2018-2020 oraz na 2019-2021 nie zawierały informacji o dacie ich sporządzenia i zatwierdzenia przez Zarząd. Ich treść wskazywała, że zostały opracowane odpowiednio najwcześniej pod koniec 2018 r. – na lata 2018-2020 i pod koniec 2019 r. – na lata 2019-2021, gdyż uwzględniały zrealizowane zadania i dane za ten okres. Plany te nie były opiniowane przez RN i zatwierdzone przez ZW. Plan rozwoju na lata 2021-2024 został zatwierdzony przez Zarząd uchwałą z 26 października 2021 r. i pozytywnie zaopiniowany i zatwierdzony przez RN 18 listopada 2021 r. Do dnia 22 grudnia 2021 r. Plan ten nie został przekazany do zatwierdzenia przez ZW.

Prezes Zarządu - odnosząc się do przyczyn nieprzekazania do zaopiniowania i zatwierdzenia Planów rozwoju na lata 2018-2020 i 2019-2021 przez RN i ZW – stwierdził m.in., że Plany te zawierały w większości zadania związane z bieżącą eksploatacją ciepłowni i urządzeń ciepłowniczych oraz rozbudową sieci/przyłączy w ramach pozyskiwania nowych odbiorców. Ich zakres odzwierciedlały roczne plany gospodarczo-finansowe, przewidywane do realizacji w ciągu roku kalendarzowego. Ponieważ roczne plany gospodarczo-finansowe były zatwierdzane każdorazowo przez RN, nie przekazywano jej zatwierdzenia Planów rozwoju. Plan na lata 2021-2024 został zatwierdzony przez RN, gdyż zawierał strategiczne zadania związane z przewidzianym do realizacji projektem planowanym do sfinansowania środkami pomocowymi i komercyjnymi, prowadzącym do istotnych zmian dla całego systemu ciepłowniczego.

Zgodnie z § 35 ust. 1 pkt 1 umowy Spółki do wyłącznej kompetencji Zgromadzenia Wspólników należy „zatwierdzanie kierunków rozwoju Spółki oraz wieloletnich programów jej działalności”.

Według danych PEC w latach 2017-2021 ZW nie zatwierdzało „wieloletnich programów działalności” Spółki, a w latach 2017-2019 nie zatwierdzało „kierunków rozwoju”. Dopiero w marcu 2020 r. uchwałą³³ Nadzwyczajnego ZW, na podstawie wniosku Zarządu z 20 lutego 2020 r., wydało kierunkową zgodę na działania Spółki zmierzające do zmiany infrastruktury wytwórczej ciepłowni należącej do PEC, polegające na zastąpieniu części kotłów węglowych kotłownią biomasową lub innym rozwiązaniem technicznym wybranym w wyniku przewidzianych do realizacji prac studialnych. Kolejną uchwałą³⁴ kierunkową w tym zakresie, również na wniosek Zarządu Spółki, podjęło Nadzwyczajne ZW w kwietniu 2021 r. Zatwierdziło kierunki działań Spółki zmierzające do wyjścia z systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (obniżenie mocy kotłów węglowych WR-5 do poziomu poniżej 20 MW w paliwie poprzez redukcję mocy na dwóch z trzech kotłów przewidzianych do pozostawienia w eksploatacji, trwałe wyrejestrowanie i wyłączenie z eksploatacji trzech z sześciu funkcjonujących kotłów węglowych WR-5, zakup lub dzierżawa szczytowo-rezerwowego kotła olejowego o mocy poniżej 3 MW i włączenie go do systemu ciepłowniczego PEC³⁵, przeprowadzenie prac modernizacyjno-remontowych na trzech przewidzianych do pozostawienia w eksploatacji kotłach i urządzeniach towarzyszących).

(akta kontroli tom II str. 58-62, 102-104, 115-125, 292-345)

a) Plany rozwoju PEC obejmowały następujące elementy:

³³ Nr 01/2020 z 6 marca 2020 r.

³⁴ Nr 1/04/2021 z 14 kwietnia 2021 r.

³⁵ Według planu inwestycyjnego na 2021 r. zaplanowano budowę kotła olejowego. W planie po zmianach z 5 października 2021 r. zadanie zostało wykreślone z inwestycji i ujęte w usługach obcych jako „wynajem kotła olejowego”.

- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych lub energii, w tym instalacji odnawialnego źródła energii w przypadku Planów na lata: 2018-2020, 2019-2021 i 2021-2024 (art. 16 ust. 7 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne),
- przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców w przypadku Planów na lata: 2018-2020, 2019-2021 i 2021-2024, a także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu w Planie rozwoju na lata 2021-2024 (art. 16 ust. 7 pkt 4 ustawy Prawo energetyczne),
- przewidywany sposób finansowania inwestycji w Planie rozwoju na lata 2021-2024 (art. 16 ust. 7 pkt 5 ustawy Prawo energetyczne),
- planowany harmonogram realizacji inwestycji³⁶ – w Planach na lata 2018-2020, 2019-2021 i 2021-2024 (art. 16 ust. 7 pkt 7 ustawy Prawo energetyczne).

(akta kontroli tom II str. 91-114, 116-125)

b) Ww. Plany rozwoju nie obejmowały elementu wymaganego na podstawie art. 16 ust. 7 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, tj. przewidywanego zakresu dostarczania ciepła. Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

(akta kontroli tom II str. 68-89, 105-125)

Plany rozwoju Spółki na lata 2018-2020 i 2019-2021 nie obejmowały planowanych przedsięwzięć w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu, gdyż – jak stwierdził Prezes Zarządu – system zdalnego odczytu liczników funkcjonuje w PEC od 2004 r. W latach późniejszych system był i jest systematycznie rozwijany i modernizowany. Obecnie system istnieje w formie radiowego odczytu objazdowego. Celem jest osiągnięcie systemu obsługiwanego z komputera PC, bez konieczności stosowania odczytu objazdowego z zastosowaniem oprogramowania analizującego miejską sieć ciepłowniczą (spadki temperatur; ciśnień, przepływów), co zostało zawarte w Planie rozwoju na lata 2021-2024 do realizacji w 2023 r. pod. poz. 32 „System odczytu liczników ciepła z poziomu komputera PC i analiza parametrów sieci c.o.". Od chwili swojego powstania jest źródłem dostarczającym danych do systemu analizującego prawidłowość odczytów liczników (m.in. awarie liczników) oraz modułu fakturującego.

(akta kontroli tom II str. 81-89, 106-114, 116-125)

Plany rozwoju Spółki na lata 2018-2020 i 2019-2021 nie obejmowały elementu wymaganego na podstawie art. 16 ust. 7 pkt 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne, tj. przewidywanego sposobu finansowania inwestycji oraz przewidywanych przychodów niezbędnych do realizacji planów.

W Planie rozwoju na lata 2018-2020 zawarto ogólną informację: „PEC przewiduje finansować zaplanowane inwestycje częściowo ze środków własnych i częściowo ze środków unijnych i ochrony środowiska". Nie określono wysokości przewidywanych przychodów niezbędnych do realizacji planów. Zawarto stwierdzenie: „do realizacji planów niezbędne przychody przewidywane są z wypracowanego zysku i środków unijnych, względnie z WFOŚ lub NFOŚiGW". Podobnie w Planie na lata 2019-2021 wskazano ogólnie: „PEC przewiduje finansować zaplanowane inwestycje częściowo ze środków unijnych i częściowo ze środków ochrony środowiska lub innych zewnętrznych źródeł finansowania uzupełnionych środkami własnymi z amortyzacji". Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

³⁶ W treści Planów Spółka podała następujące dane: nazwę zadania, kwotę nakładów w tys. zł i planowany rok ich poniesienia.

(akta kontroli tom II str. 68-89, 105-125)

W Planach rozwoju Spółki nie zostały uwzględnione przedsięwzięcia inwestycyjne niezbędne do dostosowania wielkości emisji do wymogów przewidzianych w obowiązujących po wygaśnięciu derogacji cieplowniczej standardów emisyjnych, gdyż – jak stwierdził Prezes – ze względu na przeprowadzone, we wcześniejszych latach, remonty urządzeń odpylających oraz na wymagania podczas przeprowadzania procedury zakupu mialu węglowego odnoszące się do parametrów mialu, PEC spełniało i nadal spełnia normy emisyjne określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu. W związku z powyższym nie było potrzeby uwzględniania przedsięwzięć niezbędnych do dostosowania wielkości emisji do standardów emisyjnych jak również nie było potrzeby występować o derogacje.

(akta kontroli tom II str. 68-89, 105-125)

Plany rozwoju Spółki nie zawierały bezpośrednich odwołań do dokumentów strategicznych Gminy Lubartów, tj. „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Lubartów – opracowanych na lata 2015-2030”³⁷ oraz „Planu Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Lubartów”³⁸.

Według Prezesa w treści Planów rozwoju Spółki uwzględnione zostały zadania inwestycyjne, modernizacyjne czy remontowe, które odnosiły się do celów prezentowanych w tych dokumentach. Prezes wskazał m.in. przykłady przedsięwzięć ujętych w Planach rozwoju odnoszących się do celów określonych w „Planie Gospodarki Niskoemisyjnej”. I tak, w ramach celu „wzrost liczby zmodernizowanych systemów grzewczych we wszystkich sektorach użytkowników energii – dążenie do ograniczenia „niskiej emisji” i poprawy efektywności energetycznej” Spółka planowała i realizowała budowę sieci cieplowniczych wraz z przyłączami c.o. w ulicach: Chopina-Spacerowa - przyłączono ponad 40 budynków mieszkalnych, w ulicach Powstańców Warszawy, Żołnierskiej, Czwartaków, Broniewskiego, Baczyńskiego, Hallera, Annoborskiej – przyłączono ponad 50 budynków mieszkalnych i jeden użytkowy, w ulicach Szaniawskiego, Przechodnia, Śliwiny, Słoneczna, Reja – podłączono ponad 10 budynków mieszkaniowych i jeden użyteczności publicznej. Odnośnie celu „rozbudowa miejskiego systemu cieplowniczego wraz z poprawą parametrów eksploatacyjnych” – oprócz ww. inwestycji Prezes wskazał planowane i w części zrealizowane inwestycje przebudowy sieci cieplowniczey tradycyjnej na sieć preizolowaną w lokalizacjach: Partyzancka, Słowackiego, Lipowa, 1-go Maja, 3-go Maja, Chopina i Kościuszki. W zakresie celu „wprowadzanie energooszczędnych technologii” Prezes stwierdził, że w planach inwestycyjnych i modernizacyjnych PEC założono realizację zadań z wykorzystaniem rur preizolowanych ograniczających poziom strat na przesył ciepła. W Planie rozwoju na lata 2018-2020 zaplanowane były modernizacje sieci cieplowniczych w ulicach: Partyzancka, Słowackiego, Lipowa, 1-go Maja. Odnośnie „analizy możliwości i opłacalności wykorzystania alternatywnych źródeł energii dla potrzeb pozyskania energii cieplnej” określonych w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło (...)” – Prezes stwierdził, że – Plan rozwoju na lata 2019-2021 przewidywał termomodernizację budynku ciepłowni z montażem instalacji fotowoltaicznej. Celem projektu był spadek zużycia energii cieplnej na potrzeby własne oraz wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł OZE, na potrzeby własne i sprzedaż. Zadanie zostało zrealizowane w 2019 r. W Planie rozwoju na lata 2021-2024 przewidziano realizację projektu ukierunkowanego

³⁷ Stanowiących integralną część uchwały Rady Miasta Lubartów nr X/52/2015 z dnia 18 września 2015 r.

³⁸ W brzmieniu nadanym załącznikiem do uchwały Rady Miasta Lubartów nr XV/82/2016 z dnia 22 marca 2016 r.

na produkcję energii w kogeneracji. Dodatkowo zadaniem wspierającym zawartym w projekcie jest współspalanie biomasy.

(akta kontroli tom II str. 68-89, 91-96, 102, 105-125, 431-500)

c) Plany rozwoju nie były zmieniane, natomiast w kolejnym uaktualniano przedsięwzięcia z roku objętego poprzednim planem.

Z zadań inwestycyjnych przyjętych do Planu rozwoju:

- na lata 2018-2020 nie zrealizowano trzech: w 2019 r. zrezygnowano z zakupu „pompy do transportu solanki”, gdyż po rozebraniu, przeczyszczeniu i przepłukaniu, pompa zaczęła działać; w tym samym roku nie zrealizowano „budowy przyłącza ciepłowniczego do budynku wymiennikowni przy ul. Cichej, ponieważ Spółdzielnia Mieszkaniowa przesunęła na rok 2021 realizację budynku wielorodzinnego, w tym pomieszczeń na wymiennikownię; w 2020 r. nie wykonano „modernizacji sieci ciepłowniczej w ul. Partyzanckiej” ze względu na wystąpienie awarii na sieci magistralnej ul. 1-go Maja oraz na przyłączach do wymiennikowni ul. Lipowa 1 i Słowackiego 3b, które – według Prezesa – należało wykonać w pierwszej kolejności;
- na lata 2019-2021 nie zrealizowano kilku zadań inwestycyjnych, tj.: zaplanowanej po raz kolejny na 2020 r. „budowy przyłącza c.o. do wymiennikowni przy ul. Cichej”, którą wykonano w 2021 r. po zakończeniu inwestycji przez Spółdzielnię Mieszkaniową; dwóch zadań zaplanowanych na 2021 r. polegających na: „przebudowie kotła na współspalanie biomasy” oraz „budowie wysokosprawnej kogeneracji z silnikami gazowymi o mocy od 4,8 MWe do 6 MWe i od 4,4 MWt do 5,6 MWt”, których realizacja zależna była od przyjętych przez Zarząd koncepcji modernizacji PEC, zaplanowanych na 2020 r.³⁹ Ostatecznie – w związku z zakwalifikowaniem projektów PEC na listę rankingową do dofinansowania z NFOŚiGW – w Planie rozwoju na lata 2021-2024 (w 2022 r.) zaplanowano „opracowanie projektu budowlanego i wykonawczego na kogenerację” oraz w 2023 r. – „przebudowę kotła WR-5 nr 2 do współspalania biomasy” oraz „budowę wysokosprawnej kogeneracji gazowej”.

Nie wykonano dwóch modernizacji sieci c.o. w.p. (przy ul. Chopina i przy ul. Dreszera) ze względu – jak stwierdził Prezes Zarządu – na zwiększone nakłady na zadania na wytwarzaniu ciepła.

Nie dokonano „modernizacji wymiennikowni PC-3 ul. 1-go Maja i PC-9 Krzywe Koło”, gdyż – według Prezesa - zamiast PC-3 wykonano remont PC-2. PC-9 nie wykonano ze względu na brak zgody właściciela działek na wejście PEC.

Z Planu rozwoju na lata 2021-2024 z zadań inwestycyjnych zaplanowanych na 2021 r. nie zrealizowano jednego dotyczącego „budowy osiedlowej sieci ciepłowniczej wraz z przyłączami pn. Wierzbowa”. Zadanie zrealizowano w części dotyczącej opracowania dokumentacji projektowej. Według Prezesa oferty złożone w przetargu przez potencjalnych wykonawców przekraczały zaplanowaną przez Spółkę kwotę. Zadanie zostało ujęte w harmonogramie inwestycji w 2022 r.

(akta kontroli tom II str. 63-67, 116-125, 127-130)

2.3. Łączna długość eksploatowanej sieci ciepłowniczej wraz z przyłączami na dzień 1 stycznia w latach objętych kontrolą wynosiła: 26,8 km (2018 r.), 28 km (2019 r.), 29,5 km (2020 r.), 30,9 km (2021 r.) i 31,1 km na dzień 31 października 2021 r., w tym sieć wykonana systemem tradycyjnym stanowiła odpowiednio: 12,8 km

³⁹ Zadanie polegające na „Opracowaniu wielowariantowego studium wykonalności na modernizację PEC”, w tym wskazania źródeł finansowania modernizacji i złożenie stosownych wniosków o dofinansowanie zaplanowanych przedsięwzięć.

(2018 r.), 12,4 km (2019 r., 2020 r. i 2021 r.) oraz 12,2 km na dzień 31 października 2021 r., natomiast sieć z rur preizolowanych odpowiednio: 14 km (2018 r.), 15,6 km (2019 r.), 17,1 km (2020 r.), 18,5 km (2021 r.) i 18,9 km na koniec października 2021 r. Całość sieci była własnością PEC. Spółka nie posiadała sieci w formie estakad napowietrznych.

Straty ciepła na przesyle w poszczególnych latach zmniejszały się i wynosiły 19 119 GJ w 2018 r., 17 818 GJ w 2019 r., 15 199 GJ w 2020 r. i 10 073 GJ do października 2021 r.

Tendencję malejącą wykazywał stosunek strat ciepła na przesyle do ciepła oddanego do sieci przesyłowej i wynosił: 12,5% za 2018 r., 12,7% za 2019 r., 11,1% za 2020 r. i 8,9% w 2021 r. (do października).

Stosunek wartości sprzedaży energii cieplnej (GJ) do energii wyprodukowanej (GJ) wynosił w 2018 r. i w 2019 r. 0,86, a w 2020 r. 0,88.

Wskaźnik wartości sprzedaży energii cieplnej (GJ) do nominalnej mocy cieplnej wszystkich kotłów (MW) wyniósł w 2018 r. 3672, w 2019 r. 3343, a w 2020 r. 3349.

Natomiast stosunek wartości energii wyprodukowanej (GJ) do nominalnej wartości cieplnej wszystkich kotłów (MW) przedstawiał się następująco: w 2018 r. 4250 w 2019 r. 3880, a w 2020 r. 3811.

Struktura wiekowa sieci ciepłowniczej na 1 stycznia 2021 r. przedstawiała się następująco: do 5 lat – 6,7 km (21,7% z łącznej długości sieci), 5-10 lat – 3,5 km (11,3%), 10-15 lat – 2,1 km (6,8%), 15-20 lat – 1,7 km (5,5%), 20-25 lat – 1,9 km (6,1%), 25-30 lat – 2,6 km (8,4%), powyżej 30 lat – 12,4 km (40,1%).

(akta kontroli tom II str. 133-137)

2.4. Badaniem objęto cztery zadania inwestycyjne zrealizowane przez Spółkę w okresie objętym kontrolą, tj. dwa przedsięwzięcia w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła polegające na:

- budowie w 2018 r. osiedlowej sieci c.o. wysokich parametrów wraz z przyłączami do budynków przy ulicach: Broniewskiego, Baczyńskiego, Żołnierskiej, Powstańców Warszawy w technologii rur preizolowanych o wartości 407,7 tys. zł netto⁴⁰ (dalej: zadanie RT/21/2018),
- budowie w 2019 r. osiedlowej sieci c.o. wraz z przyłączami do budynków przy ulicach: Czwartaków, Armii Hallera, Annoborskiej, Powstańców Warszawy w technologii rur preizolowanych o wartości 561,4 tys. zł netto (dalej: zadanie RT/16/2019),

oraz dwa zadania w zakresie wytwarzania ciepła dotyczące:

- przygotowania przedsięwzięcia pn. „modernizacja źródła wytwarzania ciepła z zastosowaniem wysokosprawnej kogeneracji i OZE” obejmującego w 2020 r. nakłady w wysokości 177,9 tys. zł netto poniesione na: opracowanie wielowariantowej koncepcji budowy kotłów opalanych biomasą oraz silników gazowych, opracowanie studium wykonalności, sporządzenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wraz z kartą informacyjną przedsięwzięcia, sporządzenie i złożenie wniosków o dofinansowanie przedsięwzięcia ze środków funduszy norweskich z programu Ciepłownictwo Powiatowe oraz wniosku finansowania uzupełniającego ze środków NFOŚiGW (dalej: zadanie CT/06/2020),
- opracowaniu projektu technicznego i wykonaniu przebudowy kotła WR-5 nr 2 o wartości 613,8 tys. zł netto (dalej: zadanie TC/09/2021).

⁴⁰ W tym 256,6 tys. zł netto wydatkowano na budowę sieci, a 151,1 tys. zł netto na budowę przyłączy.

Przedsięwzięcia zostały sfinansowane ze środków własnych Spółki i były ujęte w rocznych planach inwestycyjnych, planach rozwoju i kierunkach działań Spółki zatwierdzonych przez RN i Nadzwyczajne ZW.

Przedsięwzięcia budowlane RT/21/2018 i RT/16/2019 obejmujące budowę sieci c.o. i przyłączy do budynków zostały prawidłowo przygotowane pod względem formalnym, tj. wydano warunki przyłączenia do sieci i zawarto umowy z odbiorcami, zlecono opracowanie projektów budowlanych i wykonawczych oraz zapewniono dostawę certyfikowanych materiałów, uzyskano wymagane zgody i pozwolenia, dokonano wymaganych zgłoszeń⁴¹ i uzgodnień.

(akta kontroli tom II str. 10-89, 257-258, 264-344, 420-429, dokumentacja z przygotowania inwestycji nr RT/21/2018 i nr RT/16/2019 - pliki elektroniczne z płyty CD tom II str. 511)

- a) Według dokumentacji stanowiącej podstawę zawarcia umów dotyczących realizacji badanych przedsięwzięć inwestycyjnych:
- w ramach realizowanych inwestycji budowlanych RT/21/2018 i RT/16/2019 dokonano oddzielnych zamówień na usługi i dostawy obejmujących w szczególności: wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej, dostawy fabrycznie nowych materiałów niezbędnych do budowy oraz pełnienie nadzoru autorskiego nad realizacją inwestycji⁴², zlecenie pełnienia funkcji kierownika budowy⁴³, wykonania przecisków rur pod jezdnią⁴⁴, prześwietlenia metodą ultradźwiękową złączy rur spawanych na rurociągu z rur preizolowanych⁴⁵, usług brukarskich⁴⁶, odtworzenia nawierzchni asfaltowej⁴⁷;
 - w zakresie zadania CT/06/2020 dokonano zamówienia⁴⁸ na: opracowanie wielowariantowej koncepcji budowy kotłów opalanych biomasą i studium wykonalności przedsięwzięcia, sporządzenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wraz z kartą informacyjną przedsięwzięcia, sporządzenie i złożenie wniosków o dofinansowanie przedsięwzięcia ze środków funduszy norweskich i ciepłownictwa powiatowego oraz wniosku finansowania uzupełniającego ze środków NFOŚiGW;
 - w celu realizacji zadania nr TC/09/2021 zlecono⁴⁹ opracowanie projektu technicznego i wykonanie przebudowy kotła węglowego WR-5 Nr 2;
 - najwyższe kwotowo zamówienia⁵⁰ - udzielone w ramach realizacji ww. zadań inwestycyjnych - spełniały przesłanki wyłączenia ze stosowania przepisów

⁴¹ W tym – do Starostwa – „zgłoszenia budowy lub robót budowlanych niewymagających pozwolenia na budowę” (odpowiednio: z dnia 14 marca 2018 r. uzupełnionego 4 kwietnia 2018 r. oraz 10 kwietnia 2019 r. z korektą z dnia 29 kwietnia 2019 r.).

⁴² Umowa nr 04/DT/2018 z 19 lutego 2018 r., umowa nr 06/DT/2019 z 28 lutego 2019 r.

⁴³ Umowa nr 13/DT/2018 z 23 kwietnia 2018 r., umowa nr 19/DT/2019 z 5 czerwca 2019 r.

⁴⁴ Umowa nr 15/DT/2018 z 26 kwietnia 2018 r., umowa nr 22/DT/2019 z 11 czerwca 2019 r.

⁴⁵ Umowa nr 18/DT/2018 z 7 maja 2018 r., umowa nr 14/DT/2019 z 15 maja 2019 r.

⁴⁶ Umowa nr 16/DT/2018 z 26 kwietnia 2018 r., umowa nr 16/DT/2019 z 22 maja 2019 r.

⁴⁷ Umowa nr 17/DT/2018 z 7 maja 2018 r., umowa nr 29/DT/2019 z 12 lipca 2019 r.

⁴⁸ Na podstawie umowy nr 11/DT/2020 z 17 kwietnia 2020 r.

⁴⁹ Na podstawie umowy nr 20/DT/2021 z 22 kwietnia 2021 r.

⁵⁰ Tj. umowy nr 04/DT/2018 z 19 lutego 2018 r. o wartości 162,7 tys. zł netto na „wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej, dostawy fabrycznie nowych materiałów niezbędnych do budowy oraz pełnienie nadzoru autorskiego nad realizacją inwestycji” nr RT/21/2018, umowy nr 06/DT/2019 z 28 lutego 2019 r. na kwotę 282,7 tys. zł netto na „wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej, dostawy fabrycznie nowych materiałów niezbędnych do budowy oraz pełnienie nadzoru autorskiego nad realizacją inwestycji” nr RT/16/2019, umowy nr 11/DT/2020 z 17 kwietnia 2020 r. o wartości 56 tys. zł netto dotyczącej „opracowania dokumentacji niezbędnej do pozyskania dofinansowania na realizację przedsięwzięcia polegającego na budowie kotłów na biomasę, ze wskazaniem mechanizmu finansowania przedsięwzięcia, umowy nr 20/DT/2021 z 22 kwietnia 2021 r. na 550 tys. zł netto na opracowanie dokumentacji budowlano-wykonawczej i modernizację kotła WR-5 Nr 2.

ustaw Prawo zamówień publicznych⁵¹;

- ze względu na specjalistyczny przedmiot zamówień oraz możliwość negocjowania ostatecznej ceny poprzez stosowanie dogrywki cenowej, zamówień udzielono w trybie przetargu ograniczonego, przeprowadzonego zgodnie z procedurą określoną w Regulaminie uz;
- liczba wykonawców, do których skierowano zaproszenia i przyjęte wymagania w warunkach przetargów, gwarantowały zachowanie uczciwej konkurencji;
- Prezes oraz członkowie komisji przetargowej, każdorazowo składali oświadczenia o zachowaniu bezstronności;
- w przypadku umów nr: 04/DT/2018, 06/DT/2019 i 20/DT/2021 zawarto je z jedyńymi wykonawcami, którzy złożyli oferty na zaproszenie PEC. W przypadku zamówienia 11/DT/2021 wybrano ofertę najkorzystniejszą cenowo, zgodnie z kryteriami określonymi w warunkach przetargu; w zawartych umowach zabezpieczono interesy PEC, w tym poprzez: wniesienie zabezpieczenia należytego wykonania umowy w ustalonej przez strony formie (w pieniężnej w umowie nr 11/DT/2020, gwarancji ubezpieczeniowej w umowie nr 20/DT/2021), określenie kar umownych (we wszystkich umowach), a także postanowień dotyczących rękojmi, gwarancji oraz warunków i skutków odstąpienia od umowy. W przypadku umowy nr 11/DT/2020 Spółka zawarła z wykonawcą dodatkową umowę o zachowaniu poufności w zakresie informacji posiadających wartość gospodarczą, dotyczących w szczególności m.in.: technologii, danych technicznych urządzeń energetycznych, rozwoju produktów, planów ekspansji, niepublicznych informacji finansowych, instrukcji technologicznych lub produkcyjnych, list klientów, wymagań lub warunków handlowych, cen, itp.

Zawarcie przez Zarząd umów z wykonawcami nie wymagało uzyskania zgody RN lub ZW.

(akta kontroli tom II str. 416-430, *dokumentacja z udzielonych zamówień oraz z realizacji inwestycji nr RT/21/2018, nr RT/16/2019, nr CT/06/2020, nr TC/09/2021* - pliki elektroniczne z płyty CD tom II str. 511)

b) Realizacja umów:

- w przypadku umów (nr 04/DT/2018 z 19 lutego 2018 r. i nr 06/DT/2019 z 28 lutego 2019 r.) dotyczących realizacji inwestycji budowlanych nr RT/21/2018 i nr RT/16/2019, wykonawca (w obu przypadkach był ten sam) wykonał kompletną dokumentację projektową w wymaganym terminie, a następnie zrealizował dostawy materiałów niezbędnych do budowy i pełnił nadzór autorski⁵² nad realizacją przedsięwzięcia. Wynagrodzenie zostało zapłacone w wysokości i w terminach zgodnych z postanowieniami zawartych umów; z uwagi na wykonanie robót budowlanych przez pracowników PEC, Spółka zleciła pełnienie funkcji kierownika budowy osobie posiadającej stosowne uprawnienia i wymagane ubezpieczenie, potwierdzone zaświadczeniem wydanym przez właściwą izbę samorządu zawodowego. Przebieg robót został udokumentowany w dzienniku budowy. Sporządzono także dokumentację powykonawczą składającą się m.in. z inwentaryzacji geodezyjnej, protokołów odbiorów częściowych i protokołu odbioru końcowego, protokołów badań ultradźwiękowych złączy spawanych, pomiarów instalacji

⁵¹ Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. Dz. U. z 2019 r. poz. 1843, ze zm., a następnie – od 1 stycznia 2021 r. – ustawa z dnia 11 września 2019 r. Dz. U. z 2021 r. poz. 1129, ze zm.

⁵² O którym mowa w art. 20 ust. 1 pkt 4 ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.).

alarmowej, certyfikatów i atestów zastosowanych materiałów, dostarczonych przez wykonawcę;

- umowa nr 11/DT/2020 z 17 kwietnia 2020 r., została zmieniona z dniem 14 maja 2020 r. Zakres zmian dotyczył: przedmiotu umowy, w związku z rozszerzeniem jego zakresu o wariant kogeneracyjny (dodano „silniki gazowe”), równoległego przygotowania i złożenia wniosków o dofinansowanie do programu Ciepłownictwo Powiatowe, wydłużenia terminów opracowania poszczególnych dokumentów (w tym w związku z przesunięciem naboru wniosków), a w konsekwencji zwiększenia należnego wykonawcy wynagrodzenia o 9 tys. zł netto (czyli łącznie do 65 tys. zł netto) oraz określenia terminów i warunków jego wypłaty. Realizacja umowy, w tym wypłata wynagrodzenia, przebiegała etapami, zgodnie ze zmienionymi warunkami. Wykonawca wywiązywał się z protokolarnego przekazania kolejnych opracowań wielowariantowej koncepcji, studium wykonalności przedsięwzięcia, karty informacyjnej przedsięwzięcia oraz wniosków o dofinansowanie projektu „Modernizacja źródła wytwarzania ciepła z zastosowaniem wysokosprawnej kogeneracji i OZE” na poszczególne instrumenty finansowe, a także współpracował z PEC na etapie rozpatrywania wniosków przez NFOŚiGW, ich oceny i uzupełniania. Współpraca była kontynuowana także w 2021 r. z uwagi na przedłużającą się procedurę rozpatrywania wniosków przez NFOŚiGW. Według stanu na koniec grudnia 2021 r. Spółka oczekiwała na podpisanie w 2022 r. umów o dofinansowanie realizacji projektu;
- w trakcie realizacji umowy nr 20/DT/2021 z 22 kwietnia 2021 r. nastąpiła jej zmiana⁵³, w związku z rozszerzeniem przedmiotu umowy z dniem 16 czerwca 2021 r. Podstawą był sporządzony (6 czerwca 2021 r.) przez strony protokół konieczności, w którym komisyjnie stwierdzono, zły stan techniczny części obmurza i sklepienia. Po przeprowadzeniu negocjacji dotyczących robót dodatkowych, zwiększono wynagrodzenie umowne o 66 tys. zł netto (do 616 tys. zł netto), zmieniono wysokość wypłaty na poszczególnych etapach oraz wydłużono termin realizacji o 23 dni. Dalsza realizacja przebiegała zgodnie z ustalonymi warunkami. W ramach umowy opracowano dokumentację budowlano-wykonawczą zatwierdzoną przez Urząd Dozoru Technicznego (dalej: UDT), a także m.in. dokonano demontażu części ciśnieniowej i obmurza ze sklepieniem i izolacją kotła, zrealizowano dostawę i montaż części ciśnieniowej wraz z komorami i obmurza ze sklepieniem, dostawę i montaż układu czyszczenia pęczka konwekcyjnego I i II ciągu, wykonano próbę wodną, alkaliczne wygotowanie kotła, suszenie obmurza i rozruchu kotła. Przeprowadzone zostały niezbędne badania i próby przez UDT. Wykonawca przekazał Spółce dokumentację powykonawczą, w tym atesty zastosowanych materiałów, instrukcje, pomiary oraz gwarancję jakości na okres zgodny z umową (60 miesięcy). Ostateczna wartość wynagrodzenia została zmniejszona w aneksie nr 2 zawartym 16 sierpnia 2021 r. o 2,5 tys. zł netto (tj. do 613,5 tys. zł netto).

(akta kontroli tom II str. 420-430, dokumentacja z realizacji inwestycji nr RT/21/2018, nr RT/16/2019, nr CT/06/2020, nr TC/09/2021 - pliki elektroniczne z płyty CD tom II str. 511)

- c) W trakcie realizacji zbadanych umów nie wystąpiły okoliczności uzasadniające naliczenie kar umownych.

(akta kontroli tom II str. 420-429)

⁵³ Dopuszczona na podstawie § 16 ust. 2 tej umowy, jako okoliczności, których nie można było przewidzieć w chwili zawarcia umowy.

- d) Zbadane inwestycje dotyczące wykonania osiedlowych sieci ciepłych stanowią realizację zadania „ograniczenie niskiej emisji – wymiana źródeł ciepła w budynkach mieszkalnych” nałożonego na PEC w „Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Lubartów” poprzez podłączenie budynków jednorodzinnych do miejskiej sieci ciepłowniczej wykonanej z rur preizolowanych ograniczających poziom strat ciepła na przesyle. W wyniku realizacji inwestycji nr RT/21/2018 w 2018 r. wybudowana sieć i przyłącza do 33 budynków wyniosły łącznie 1104,98 mb. Wniesione przez odbiorców opłaty z tytułu przyłączenia do sieci stanowiły 58,9 tys. zł netto. W rezultacie inwestycji nr RT/16/2019 w 2019 r. wykonano sieć i przyłącza wysokich parametrów do 34 budynków o łącznej długości 1323,76 mb. Wysokość uiszczonych przez odbiorców opłat za przyłączenie do sieci wyniosła 56,0 tys. zł netto. Pozostałe dwie inwestycje (CT/06/2020 i TC/09/2021) stanowiły elementy niezbędne do realizacji zatwierdzonych przez Zgromadzenie Wspólników kierunków działań mających na celu modernizację źródeł wytwarzania ciepła (zmodernizowany kocioł WR-5 Nr 2 planowany jest do wykorzystania do współspalania węgla i biomasy).

(akta kontroli tom II str. 63-67, 420-461)

2.5. W latach 2018-2021 (na 31 października) PEC zawarło 115 umów o przyłączenie do sieci ciepłowniczej⁵⁴. Z tego tytułu Spółka uzyskała łącznie w tym okresie środki finansowe w wysokości 267,5 tys. zł⁵⁵ brutto (217,5 tys. zł netto).

Analiza pięciu umów o przyłączenie do sieci ciepłowniczej⁵⁶ wykazała, że w trzech stawki opłat zostały naliczone i pobrane zgodnie z Taryfą dla ciepła obowiązującą w dniu wystawienia faktury VAT, tj. po zakończeniu inwestycji, a nie w dniu zawarcia umowy, co opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

Badane umowy zawierały: termin realizacji przyłączenia, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, harmonogram przyłączenia, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

W okresie objętym kontrolą Spółka zawierała umowy o przyłączenie do sieci na czas nieokreślony, gdyż – jak stwierdził Prezes Zarządu PEC – niektóre postanowienia regulują stosunki między stronami również po jej zrealizowaniu. Dotyczy to np. kwestii służebności⁵⁷, zobowiązania do pobierania ciepła przez określony w umowie czas, udostępniania pomieszczeń w celu wykonania odczytów. Natomiast w treści umowy zawarte są terminy wykonania poszczególnych czynności w kierunku zrealizowania przedmiotu umowy przez odbiorcę i dostawcę (PEC), stąd wykonanie samego przyłącza ma swoje ograniczenia czasowe.

⁵⁴ Z tego: 37 umów w 2018 r., 39 w 2019 r., 31 w 2020 r. i 8 w 2021 r. (na 31 października).

⁵⁵ Z tego: 81,4 tys. zł w 2018 r., 79,6 tys. zł w 2019 r., 77,4 tys. zł w 2020 r. i 29,1 tys. zł na 31 października 2021 r.

⁵⁶ Nr DT/23/2018 i DT/27/2018 z 4 kwietnia 2018 r. oraz nr DT/16/2019, DT/27/2019 i DT/42/2019 z 25 lutego 2019 r.

⁵⁷ Odbiorca został zobowiązany w terminie dwóch miesięcy od dnia zakończenia prac, ustanowić na rzecz PEC prawo służebności przesyłu na nieruchomości, polegające na w szczególności na bezwarunkowej zgodzie na istnienie sieci, instalacji i urządzeń ciepłowniczych na nieruchomości oraz nieograniczonym dostępie PEC do przyłącza ciepłowniczego i urządzeń węzła zlokalizowanych na tej nieruchomości w celu ich konserwacji, przeglądu, naprawy, bądź wymiany.

Analizowane umowy nie zawierały elementów wymaganych na podstawie art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, tj.:

- wysokości opłaty za przyłączenie,

W umowach określono tylko sposób obliczenia opłaty, bez wskazywania wysokości stawek opłaty lub odesłania do miejsca publikacji taryfy. Wg § 7 ust. 1 zawartych umów „za przyłączenie do sieci dostawca pobierze od odbiorcy opłatę w wysokości wyliczonej zgodnie ze stawką z obowiązującej taryfy dla ciepła oraz długości przyłącza określonej w protokole”. Wg § 10 ust. 1 zawartych umów: po wykonaniu przedmiotu umowy i podpisaniu protokołu odbioru, PEC w terminie 7 dni od daty podpisania protokołu odbioru zleconych prac wystawi odbiorcy fakturę VAT na kwotę ustaloną według § 7 ust. 1 zawartych umów;

- wymagań dotyczących lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru,
- mocy przyłączeniowej,
- odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy.

Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

Wymagania dot. lokalizacji (miejsca zainstalowania) układu pomiarowo-rozdzielczego oraz wartość całkowitej mocy cieplnej zamówionej określone zostały w warunkach przyłączenia do sieci ciepłowniczej węzła cieplnego, których numer i data wydania zostały powołane w treści § 1 ust. 1 badanych umów (w umowach nie wskazano, że stanowiły one załącznik lub integralną ich treść).

Prezes Zarządu stwierdził, że:

- wymagania dot. lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego zawarte zostały w dokumencie pn. Warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej węzła cieplnego (pkt F.2 i pkt 1.3.c) i są one integralną częścią dokumentacji związanej z zawarciem umowy o przyłączenie do sieci;
- oczekiwaną moc przyłączeniową odbiorca zamieszcza we wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej (pkt B.4 pole 27), jest ona następnie uzgadniana z wnioskodawcą, ostatecznie potwierdzana i umieszczana w warunkach przyłączenia (pkt B.5). Oba dokumenty stanowią, wraz z umową o przyłączenie, kompletną dokumentację związaną z realizacją przyłącza cieplnego.

(akta kontroli tom II str. 138-234)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności Spółki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

1. Plany rozwoju Spółki nie obejmowały niektórych elementów wymaganych na podstawie art. 16 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, tj.:
 - a) przewidywanego zakresu dostarczania ciepła (wymaganego zgodnie z art. 16 ust. 7 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne) odpowiednio: na okres 2019-2020 w Planie na 2018-2020, na okres 2020-2021 w Planie na 2019-2021, na okres 2021-2024 w Planie na 2021-2024.

Prezes potwierdził, iż plany rzeczywiście nie zawierają bezpośredniego odniesienia potwierdzającego przyjęte założenia odnoszące się do zakresu dostarczania ciepła na kolejne lata planów. Wyjaśnił, że Plany rozwoju bazują na wyjściowej mocy zamówionej z końca roku, w którym moc została zweryfikowana na podstawie faktycznych zleceń zmiany przez odbiorców. Spółka przyjmowała względnie stabilny zakres dostarczania ciepła w latach 2019-2024. Wskazują na to wielkości

wynikające z wielkości mocy zamówionej w latach 2018-2021 i ilości sprzedaży ciepła. Spadek średniej mocy o ok 3,6% na przestrzeni 4 lat nie spowodował więc jednokierunkowej zmiany w ilości sprzedaży ciepła w Spółce, a w roku 2021 nastąpił wręcz wzrost ilości sprzedaży ze względu na korzystne warunki pogodowe (temperaturowe) dla Spółki w początkowych miesiącach;

b) przewidywanego sposobu finansowania inwestycji (wymaganego zgodnie z art. 16 ust. 7 pkt 5 ustawy Prawo energetyczne) w Planach rozwoju na lata 2018-2020 i 2019-2021 oraz przewidywanych przychodów niezbędnych do realizacji planów (zgodnie z art. 16 ust. 7 pkt 6 ustawy Prawo energetyczne) w Planach rozwoju na lata: 2018-2020, 2019-2021.

Prezes stwierdził, że w Planach na lata 2018-2020 i 2019-2021 nie wskazano wartości przychodów i wielkości źródeł finansowania w poszczególnych latach. Wyjaśnił, że Plany te „w sposób opisowy” ustosunkowują się do wymagań dotyczących przewidywanego sposobu finansowania inwestycji i przewidywanych przychodów niezbędnych do realizacji planów.

(akta kontroli tom II str. 68-89, 105-125)

2. Badane umowy o przyłączenie do sieci ciepłej nie zawierały postanowień dotyczących wysokości opłaty za przyłączenie, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, odpowiedzialności PEC za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, tj. elementów, które zgodnie z art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne powinna zawierać umowa o przyłączenie do sieci.

Prezes Zarządu wyjaśnił, że:

- w dacie zawierania umowy nie jest możliwe precyzyjne określenie ostatecznej wysokości opłaty za przyłączenie, gdyż nie są znane dane dotyczące stawki z obowiązującej taryfy ciepła oraz długości przyłącza, która określana jest na podstawie danych otrzymywanych od geodetów po inwentaryzacji przyłącza, dlatego w umowie określono sposób obliczenia opłaty;
- ilość pobranej energii jest trudna do przewidzenia. W dużej mierze zależy ona od warunków pogodowych m.in. temperatur zewnętrznych, jak również od temperatury wewnętrznej utrzymywanej w pomieszczeniach przez odbiorcę. Na ilość pobranej energii ma wpływ również stan techniczny budynku, w tym przeprowadzone remonty czy termomodernizacje. W związku z tym Spółka nie jest w stanie określić precyzyjnie ilości przewidywanej energii ciepłej do pobrania przez odbiorcę. Nieprecyzyjne określenie tej wielkości w umowie mogłoby stanowić źródło sporów z odbiorcą;
- odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy jest zawarta w treści umowy (§ 4, § 6 oraz § 14). Co do pozostałych niewymienionych tam przypadków niewykonania lub nienależytego wykonania umowy mają zastosowanie przepisy kodeksu cywilnego⁵⁸.

(akta kontroli tom II str. 144-234)

W ocenie NIK wymóg zawarcia ww. elementów w umowach o przyłączenie do sieci ciepłej wynika wprost z powołanego przepisu ustawy Prawo energetyczne i ustawodawca nie przewidział w tym zakresie wyjątków. Natomiast wskazane przez Prezesa Zarządu postanowienia nie określają zakresu odpowiedzialności PEC w przypadku niedotrzymania warunków umowy, lecz odnoszą się jedynie do:

- prawa odstąpienia PEC od umowy i konsekwencji dla odbiorcy (w § 4 badanych

⁵⁸ W § 16 skontrolowanych umów określono „W sprawach nieuregulowanych obowiązuje ustawa Prawo energetyczne oraz przepisy Kodeksu cywilnego”.

umów),

- zobowiązania odbiorcy (w § 6 badanych umów) do zawarcia umowy z PEC sprzedaży ciepła i pobierania ciepła przez okres co najmniej 5 lat pod rygorem obciążenia odbiorcy całkowitymi kosztami wykonania przyłącza,
- konsekwencji dla odbiorcy (jego następcy prawnego) w przypadku nie zawarcia umowy sprzedaży ciepła, w przypadku całkowitego lub częściowego niewykorzystania przyłącza z przyczyn dotyczących odbiorcy oraz nie dokonania cesji praw i obowiązków zawartych w umowie oraz umowie sprzedaży ciepła na nabywcę obiektu (§ 14 badanych umów).

(akta kontroli tom II str. 144-217)

Ponadto w trzech⁵⁹ (z pięciu skontrolowanych) umowach o przyłączenie do sieci ciepłowniczej zawartych z podmiotami indywidualnymi, określono, że PEC pobierze od odbiorcy opłatę za przyłączenie do sieci w wysokości wyliczonej „zgodnie ze stawką z obowiązującej taryfy dla ciepła oraz długości przyłącza określonej w protokole”. Przy czym użycie pojęcia „obowiązująca taryfa” nastąpiło bez wskazania stawki obowiązującej w dniu zawarcia umowy. W przedmiotowych przypadkach PEC nie zastosował stawki z Taryfy dla ciepła obowiązującej w dniu zawarcia umowy⁶⁰, lecz obowiązującej w dniu wystawienia faktur⁶¹.

Praktyka, polegająca na wymiarze opłaty za przyłączenie do sieci ciepłowniczej zgodnie z taryfą obowiązującą w dacie wystawienia faktur w przypadkach, w których umowa przyłączeniowa została podpisana w czasie obowiązywania taryfy poprzedniej, nosiła znamiona nadużywania pozycji dominującej na rynku⁶².

Prezes wyjaśnił, że przypadki, w których obie te czynności (zawieranie umowy i wystawianie faktury) są dokonywane pod rządami innych taryf są jednostkowe i w żadnym stopniu nie są zamierzone przez Spółkę. W umowach nie ma zapisu, iż „Spółka nie stosuje stawki z Taryfy dla ciepła z dnia zawarcia umowy, lecz z dnia wystawienia faktury” i nie można w żaden sposób stawiać tezy, iż PEC taką praktykę stosuje. Zapis § 7 ust. 1 umowy o przyłączenie do sieci ciepłowniczej stanowi, iż opłata za przyłączenie jest wyliczana zgodnie ze stawką obowiązującą taryfy dla ciepła oraz długością przyłącza określoną w protokole przygotowanym przez Spółkę na podstawie danych otrzymanych od geodetów po inwentaryzacji przyłącza. Staramy się, aby zarówno umowa o przyłączenie, jak i jej realizacja i wystawienie faktury dla odbiorcy miało miejsce pod rządami tej samej taryfy.

W ocenie NIK stosowanie przez PEC stawek taryfy obowiązującej w dniu odbioru przyłącza, w sytuacji gdy będzie to zupełnie nowa taryfa dla ciepła, jest nieprawidłowe. Osoba podpisująca umowę powinna znać stawki służące do ustalenia opłaty przyłączeniowej, czemu winny służyć jednoznaczne zapisy w umowie, w tym odwołanie się do konkretnej taryfy.

(akta kontroli tom II str. 144-219, 236-255)

OCENA CZĄSTKOWA

Zbadane przedsięwzięcia inwestycyjne – zrealizowane przez Spółkę w latach objętych kontrolą – były zaplanowane i uzasadnione potrzebami PEC, a także zgodne ze strategią jej działania. Wybór wykonawców odbył się w sposób zgodny z wewnętrznymi regulacjami. Realizacja zawartych umów przebiegała według ich postanowień, a założone cele zostały osiągnięte. Stwierdzono jednak, że Plany

⁵⁹ Nr DT/16/2019, nr DT/27/2019 i nr DT/42/2019 z 25 lutego 2019 r.

⁶⁰ Obowiązywała Taryfa dla ciepła zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 16 stycznia 2018 r. Nr OLB.4210.23.2017.2018.MSZ2, opublikowana w Dz. Urz. Woj. Lub. z dnia 17 stycznia 2018 r., poz. 239.

⁶¹ Obowiązywała Taryfa dla ciepła zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z dnia 1 sierpnia 2019 r. Nr OLB.4210.6.2019.MSZ2, opublikowana w Dz. Urz. Woj. Lub. z dnia 2 sierpnia 2019 r. poz. 4613.

⁶² Art. 9 ust. 1 i 2 pkt 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2021 r. poz. 275).

rozwoju Spółki nie obejmowały niektórych elementów wymaganych na podstawie art. 16 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne. Natomiast zbadane umowy o przyłączenie do sieci ciepłej nie zawierały postanowień dotyczących wysokości opłaty za przyłączenie, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, odpowiedzialności PEC za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, co było niezgodne z art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne. Nieprawidłowa była także realizacja trzech umów o przyłączenie do sieci ciepłej, gdyż opłatę za przyłączenie pobrano w wysokości wyliczonej zgodnie ze stawką z taryfy dla ciepła obowiązującej w czasie wystawienia faktur, a nie z dnia zawarcia umów.

OBSZAR

3. Sytuacja ekonomiczno-finansowa w aspekcie możliwości realizacji statutowych zadań.

Opis stanu faktycznego

3.1. Sprawozdania finansowe Spółki za rok: 2017, 2018, 2019 i 2020 przed rozpatrzeniem i zatwierdzeniem przez Zwyczajne ZW zostały poddane badaniom przez osobę wpisaną do rejestru biegłych rewidentów, prowadzonego przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów. Osoba badająca nie wniosła uwag odnośnie do rzetelności danych przedstawionych w sprawozdaniach finansowych w zakresie sytuacji majątkowej i finansowej oraz wyników finansowych i przepływów pieniężnych, formy i treści tych sprawozdań, jak również prawidłowości prowadzenia ksiąg rachunkowych Spółki. Oceniała też, że sprawozdania z działalności Spółki zostały sporządzone zgodnie z art. 49 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości⁶³ i były zgodne z informacjami zawartymi w sprawozdaniach finansowych.

(akta kontroli tom III str. 45-48, 111-114, 199-202)

Zwyczajne ZW zatwierdziło sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowe za poprzedni rok obrotowy, uchwały o podziale zysku albo pokryciu straty, a także uchwały w sprawie udzielenia członkom organów Spółki absolutorium z wykonania przez nich obowiązków.

Zwyczajne ZW nie udzieliło absolutorium Zarządowi Spółki, działającemu w składzie jednoosobowym, za okresy od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r. i od 1 stycznia do 23 kwietnia 2019 r., a także za okres od 23 kwietnia do 31 lipca 2019 r. Zwyczajne ZW udzieliło natomiast absolutorium RN działającej we wszystkich składach z okresu lat 2017-2020, a także Zarządowi Spółki – poza wymienionymi wyżej okresami.

Nieudzielenie absolutorium za okresy od 1 stycznia 2018 r. do 31 lipca 2019 r. osobom pełniącym funkcję Prezesa Zarządu Spółki było rekomendowane przez RN⁶⁴. Uchwały RN zostały podjęte na protokołowanych posiedzeniach. W odniesieniu do 2018 r. RN dyskutowała⁶⁵ o ujemnym wyniku finansowym PEC, wyrażała też wątpliwości co do zasadności wykorzystania do rozliczenia emisji CO₂⁶⁶ za 2018 r. całości bezpłatnych uprawnień przyznanych PEC w 2019 r. RN zwracała uwagę, że ten sposób działania rodzi ryzyko, że w następnych latach Spółka będzie musiała nabyć więcej uprawnień na rynku lub kolejny raz wykorzystać bezpłatne uprawnienia przyznane na przyszłe lata. W odniesieniu do 2019 r. RN omawiała⁶⁷ przyczyny straty osiągniętej przez Spółkę, zaś oceniając działalność

⁶³ Dz. U. z 2021 r. poz. 217, ze zm. Dalej: ustawa o rachunkowości.

⁶⁴ Uchwały RN: nr 30/VIII/2019 z 20 maja 2019 r., nr 46/VIII/2020 i nr 47/VIII/2020 – obie z 21 maja 2021 r.

⁶⁵ Protokół nr 22/VIII/2019 z posiedzenia z 20 maja 2019 r.

⁶⁶ Uprawnienia do emisji CO₂ (European Union Allowance) zwane dalej również: EUA.

⁶⁷ Protokół nr (brak)/VIII/2020 z posiedzenia z 21 maja 2020 r.

osób pełniących funkcję Prezesa Zarządu w okresie od 1 stycznia do 31 lipca 2019 r. zarzuciła m.in. wprowadzenie RN w błąd co do przeprowadzenia spotkania w URE oraz nierozliczenie się byłego Prezesa z mienia służbowego (telefonu).

(akta kontroli tom III str. 17-37, 83-110, 171-176)

3.2. Pomiędzy 2017 i 2020 r. nastąpiło zwiększenie wartości bilansowej aktywów trwałych o 7,1% (z 5628,4 tys. zł w 2017 r. do 6030,3 tys. zł w 2020 r.), w tym środków trwałych – o 4,9% (z 5581,2 tys. zł w 2017 r. do 5852,4 tys. zł w 2020 r.). Wartość środków trwałych ulegała zwiększeniu w związku z poniesionymi nakładami inwestycyjnymi: w 2018 r. o 672,5 tys. zł, w 2019 r. o 1288,6 tys. zł, w 2020 r. o 634,0 tys. zł. Stopień umorzenia środków trwałych pozostawał w ww. latach na porównywalnym poziomie około 74-75% (wyniósł odpowiednio: 73,8%, 75,3%, 74,5%, 75,5%)⁶⁸.

Wartość aktywów obrotowych w 2020 r. (5631,1 tys. zł) była na porównywalnym do 2017 r. poziomie (5658,6 tys. zł). W okresie lat 2017-2020 spadła wartość zapasów (o 43,3%, do poziomu 1651,6 tys. zł w 2020 r.), zaś wzrosła wartość należności krótkoterminowych (o 27%, do 1806,1 tys. zł) i inwestycji krótkoterminowych (o 64,2%, do 2173,4 tys. zł).

Przychody ze sprzedaży⁶⁹ sukcesywnie wzrastały. W 2018 r. zmiana w odniesieniu do 2017 r. wyniosła 1,5%, zaś w kolejnych latach wzrosty rok do roku kształtowały się na poziomach 1,2% i 8,5%. Większość tych przychodów była generowana z działalności podstawowej związanej ze sprzedażą energii cieplnej (w 2017 r. odpowiadała ona za 93,4% przychodów ze sprzedaży, zaś w kolejnych latach za: 94,3%, 94,1% i 94,6%) i usług konserwacyjnych (co roku odpowiadały za 0,6% przychodów ze sprzedaży). Na poziom osiągniętych przychodów ze sprzedaży energii cieplnej wpływ miały m.in. średnie temperatury w sezonie grzewczym, jak również poziomy cen i opłat ujętych w taryfach dla ciepła podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Z uwagi na czynniki pogodowe w 2018 r. sprzedaż ciepła była o 11,2 tys. GJ (tj. o 7,7%) niższa od sprzedaży w 2017 r.⁷⁰, stąd mimo wzrostu stawek ujętych w nowej taryfie dla ciepła (wprowadzonej w 2018 r.), wysokość przychodów z tego tytułu wzrosła rok do roku (w 2018 r. względem 2017 r.) jedynie o 2,5%. Analogiczna sytuacja miała miejsce w 2019 r., który przyniósł spadek sprzedaży ciepła o dalsze 12 tys. GJ (tj. o 9%)⁷¹ – mimo znacznego wzrostu stawek ujętych w nowej taryfie (obowiązującej od 17 sierpnia) przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły rok do roku jedynie o 1%. Sprzedaż na zbliżonym poziomie odnotowano w 2020 r. (122 227 GJ). Wyższe ceny ujęte w taryfie wprowadzonej w 2019 r. obowiązywały przez niemal cały 2020 r. (do 18 grudnia 2020 r.) i przełożyły się na wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 722,8 tys. zł rok do roku (tj. o 9% względem 2019 r.), co pozytywnie wpłynęło na sytuację finansową PEC.

Wśród kosztów działalności Spółki dominowały koszty: zużycia materiałów i energii, wynagrodzeń oraz amortyzacji, które odpowiadały łącznie za około 85% kosztów operacyjnych⁷². Koszty zużycia materiałów i energii w 2018 r. kształtowały się na poziomie 3472,2 tys. zł (o 20,8% wyższym niż w 2017 r.), natomiast w kolejnych latach zmniejszyły się do 3269,2 tys. zł (spadek o 5,8% rok do roku) i 3214 tys. zł (odpowiednio 1,7%). Koszty wynagrodzeń pozostawały w latach 2017-2019

⁶⁸ W największym stopniu umorzone były środki transportu, w najmniejszym – budynki i budowle.

⁶⁹ Przychody ze sprzedaży w latach 2017-2020 wyniosły: 8312,3 tys. zł, 8434,1 tys. zł, 8532,1 tys. zł, 9253,2 tys. zł.

⁷⁰ Sprzedaż ciepła w 2017 r. wyniosła 145 180 GJ, zaś w 2018 r. – 134 023 GJ.

⁷¹ Do 122 015 GJ.

⁷² W 2017 r. – za 82,9%, w 2018 r. – 85,7%, w 2019 r. – 86,6%, w 2020 r. – 85,2%.

na względnie stałym poziomie, ulegając redukcji w 2020 r.⁷³. Istotny wzrost miał miejsce w przypadku kosztów amortyzacji: w 2017 r. – wynosiły one 1110,9 tys. zł, w 2018 r. – 1533,2 tys. zł, w 2019 r. – 2155,64 tys. zł, zaś w 2020 r. – 2143,1 tys. zł. Za znaczną i rosnącą część tych kosztów odpowiadały odpisy amortyzacyjne od uprawnień do emisji CO₂ (w 2018 r. ich wysokość stanowiła 45,3% kosztów amortyzacji, w 2019 r. – 63,6%, w 2020 r. 66,7%)⁷⁴. Z uwagi na przyjęte w PEC w latach 2017-2020 zasady wyceny uprawnień przyznanych bezpłatnie (co opisano w dalszej części wystąpienia pokontrolnego), wartość tych uprawnień ustalono według stawki 0,29 zł/jednostkę (później 0,30 zł/jednostkę), nie zaś – według ich wartości rynkowej⁷⁵. Przyznane uprawnienia zwiększyły wysokość pozostałych przychodów operacyjnych równoległe do odpisów amortyzacyjnych dokonanych od tych praw. Przyjęte zasady wyceny nie zapewniły odpowiedniej porównywalności danych finansowych dotyczących poszczególnych okresów sprawozdawczych⁷⁶, zwłaszcza w sytuacji, w której do rozliczenia emisji za dany rok Spółka wykorzystywała bezpłatne uprawnienia przyznane w innych latach⁷⁷.

W latach 2018-2020 koszty nabycia EUA zakupionych na rynku i wykorzystanych do rozliczenia emisji wynosiły: 692,5 tys. zł, 1370,8 tys. zł i 1429,6 tys. zł, stanowiąc odpowiednio 7,8%, 14,7% oraz 15,4% poziomu kosztów operacyjnych (a jednocześnie 7,8%, 14,7% i 15,4% kosztów ogółem⁷⁸). Niższe koszty w 2018 r. wynikały z wykorzystania dużej liczby uprawnień przyznanych bezpłatnie.

W 2017 r. i w 2020 r. Spółka odnotowała zysk netto w wysokościach odpowiednio: 413,7 tys. zł i 232,9 tys. zł. Lata 2018 i 2019 przyniosły straty w wysokościach 215,5 tys. zł i 636,9 tys. zł, które nie przekraczały jednak sumy kapitałów zapasowego i rezerwowych oraz połowy kapitału zakładowego (nie zachodziła zatem przesłanka do niezwłocznego zwołania przez Zarząd ZW w celu powzięcia uchwały dotyczącej dalszego istnienia Spółki, w myśl art. 233 § 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych⁷⁹).

Zysk wypracowany w 2017 r. w wysokości 413,7 tys. zł przeznaczono na: zwiększenie funduszu rezerwowego (50,9% zysku, tj. 210,6 tys. zł), wypłatę dywidendy (29%, tj. 120 tys. zł), dofinansowanie Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych (12,1%, tj. 50 tys. zł) oraz zwiększenie kapitału zapasowego (8%, tj. 33,1 tys. zł). Stratę za 2018 r. w wysokości 215,5 tys. zł pokryto w 92% w drodze zmniejszenia funduszu rezerwowego o 198,3 tys. zł oraz w 8% poprzez zmniejszenie kapitału zapasowego o 17,2 tys. zł. Strata za 2019 r. w pełnej wysokości 636,9 tys. zł została pokryta zmniejszeniem funduszu rezerwowego. Zysk wypracowany w 2020 r. w wysokości 232,9 tys. zł przeznaczono na: zwiększenie funduszu rezerwowego (92% zysku, tj. 214,3 tys. zł) oraz zwiększenie kapitału zapasowego (8%, tj. 18,6 tys. zł).

W ramach analizy wskaźnikowej Spółki w latach 2017-2020 ustalono, że:

– wskaźnik ogólnej oceny finansowej Spółki⁸⁰, odnoszący się do prawidłowości

⁷³ W 2017 r. wyniosły 2636,81 tys. zł, w 2018 r. – 2643,8 tys. zł, w 2019 r. – 2646,7 tys. zł, w 2020 r. – 2560,6 tys. zł.

⁷⁴ Odpisy amortyzacyjne od uprawnień do emisji CO₂ wyniosły: w 2018 r. – 694,7 tys. zł, w 2019 r. – 1371 tys. zł, w 2020 r. – 1430,2 tys. zł.

⁷⁵ Przy czym nie dotyczyło to uprawnień nabytych opłatnie przez zakup na rynku.

⁷⁶ Co opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości* wystąpienia pokontrolnego.

⁷⁷ M.in. do rozliczenia emisji za 2018 r. wykorzystano całość uprawnień bezpłatnie przyznanych w 2018 r. oraz w 2019 r.

⁷⁸ Podane wskaźniki dla kosztów operacyjnych i kosztów ogółem osiągały podobne wartości z uwagi na relatywnie niewielki poziom pozostałych kosztów operacyjnych i kosztów finansowych ponoszonych przez PEC.

⁷⁹ Dz. U. z 2020 r. poz. 1526, ze zm.

⁸⁰ (Kapitał własny : kapitał obcy) / (majątek trwały : majątek obrotowy).

relacji majątkowo-kapitałowych, wykazywał wysokie wartości z generalną tendencją spadkową (w latach 2017-2020 osiągnął wartości: 29,04, 13,70, 15,07, 6,13). W mniejszym stopniu tendencja ta była efektem zmian struktury majątku⁸¹, gdyż wiązała się głównie ze zmianami struktury kapitału finansującego majątek Spółki⁸². Wysoka wartość wskaźnika struktury kapitału (przekraczająca we wszystkich latach poziom 1) z jednej strony potencjalnie obniżała rentowność działania (Spółka nie korzystała wówczas z pozytywnych efektów dźwigni finansowej przy zwiększonym zadłużeniu), z drugiej jednak – świadczyła o bezpiecznej sytuacji finansowej PEC, jego wypłacalności i zdolności kredytowej;

- wskaźnik ogólnej płynności Spółki⁸³, określający stopień pokrycia zobowiązań bieżących majątkiem obrotowym, osiągał we wszystkich latach 2017-2020 wysokie poziomy (odpowiednio: 14,98, 7,10, 11,08, 4,53). Wysoka wartość wskaźnika świadczyła o dużej płynności Spółki i jej zdolności do regulowania zobowiązań. Wprawdzie w 2020 r. nastąpił spadek do niższego poziomu, jednak nadal była to wartość wyższa od optymalnej⁸⁴;
- wskaźnik rentowności netto sprzedaży⁸⁵, określający udział zysku w przychodzie ze sprzedaży, wykazał w latach 2017-2019 tendencję spadkową (odpowiednio 4,94%, -2,54%, -7,41%). Dopiero w 2020 r. osiągnął ponownie wartość dodatnią (2,50%) w związku z osiągnięciem zysku w miejsce strat odnotowanych w dwóch poprzednich latach;
- wskaźnik ogólnego zadłużenia⁸⁶ pozostawał na niskim poziomie (w kolejnych latach 2017-2020 odpowiednio: 3,35%, 7,31%, 4,74%, 13,22%), co oznacza, że Spółka w niewielkim stopniu finansowała majątek ze źródeł obcych.

(akta kontroli tom III str. 15-16, 38-44, 49-82, 135-170, 203-223)

3.3. Zarząd Spółki przedstawiał w sprawozdaniach z działalności i w sprawozdaniach finansowych czynniki mające wpływ, w tym niekorzystny, na wyniki finansowe. Sprawozdania te nie wskazywały na ryzyko, że sytuacja ekonomiczno-finansowa PEC uniemożliwia realizację planów inwestycyjnych lub utrzymywanie zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny.

(akta kontroli tom III str. 38-44, 68-82, 115-150, 177-198, 203-216)

3.4. Liczba przyznanych Spółce bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ na lata 2013-2020 wynosiła 52 204 jednostek⁸⁷, w tym: na 2018 r. – 4191, na 2019 r. – 3444 oraz na 2020 r. – 2725.

W związku z IV okresem rozliczeniowym EU ETS (rozpoczynającym się 1 stycznia 2021 r.) Spółka przygotowała 22 maja 2019 r. raport dotyczący danych podstawowych w odniesieniu do IV etapu, Plan Metodyki Monitorowania i sprawozdanie z weryfikacji tych dokumentów. Dokumenty te zostały dołączone do wniosku z 29 maja 2019 r. o przydział uprawnień do emisji na okres od 1 stycznia

⁸¹ Wskaźnik struktury majątku = majątek trwały : majątek obrotowy. Wskaźnik osiągnął w kolejnych latach 2017-2020 wartości: 0,99, 0,93, 1,33, 1,07.

⁸² Wskaźnik struktury kapitału = kapitał własny : kapitał obcy. W latach 2017-2020 wynosił: 28,88, 12,68, 20,09 i 6,56.

⁸³ Majątek obrotowy / zobowiązania krótkoterminowe.

⁸⁴ Poziom optymalny 1,5 – 2,0.

⁸⁵ Zysk (strata) netto x 100 / przychody ze sprzedaży i zrównane z nimi.

⁸⁶ Zobowiązania ogółem / aktywa ogółem.

⁸⁷ Według załącznika do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz. U. z 2016 r. poz. 1684).

2021 r. do 31 grudnia 2025 r. Wniosek został przesłany do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (dalej: KOBIZE) 29 maja 2019 r., z zachowaniem terminu określonego w art. 4 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady⁸⁸. Na lata 2021-2025 przydzielonych zostało PEC⁸⁹ 10 870 jednostek uprawnień, w tym na 2021 r. – 2174.

(akta kontroli tom III str. 269-277)

Bezpłatnie przyznane EUA Spółka wyceniała początkowo według stawek równych wysokości opłat za korzystanie ze środowiska tj. wg stawek: 0,29 zł/Mg – w odniesieniu do uprawnień przyznanych w 2018 r. i 0,30 zł/Mg – przyznanych w latach 2019-2020⁹⁰. Wyceny uprawnień przyznanych w 2021 r. dokonano natomiast według jednostkowej ceny sprzedaży na rynku, przyjmując początkowo cenę praw z dnia ogłoszenia wykazu instalacji z ostateczną roczną liczbą uprawnień do emisji przydzieloną na lata 2021-2025 (tj. z 7 lipca 2021 r.)⁹¹, a następnie korygując ją – w trakcie kontroli NIK – według ceny z dnia przypisania uprawnień Spółce na jej rachunku w rejestrze Unii⁹² (w dniu 12 października 2021 r.)⁹³. W ten sposób w księgach rachunkowych PEC ujęto na koncie 020/4 wartość: 4191 EUA przyznanych w 2018 r. – w wysokości 1215,39 zł, 3444 EUA przyznanych w 2019 r. – w wysokości 1033,20 zł, 2725 EUA przyznanych w 2020 r. – w wysokości 817,50 zł oraz 2174 EUA przyznanych w 2021 r. – w wysokości 590 560,14 zł.

(akta kontroli tom III str. 284-318)

W latach 2018-2021 Spółka nabywała prawa do emisji wyłącznie na rynku wtórnym. W 2018 r. zakupiła 1000 jednostek, w 2019 r. – 19 500, w 2020 r. – 11 000, zaś w 2021 r. – 10 500. Wartość nabytych uprawnień w latach 2018-2021 wyniosła 5 464 872,18 zł, w tym: 103 680 zł w 2018 r., 1 916 991,65 zł w 2019 r., 1 101 484,20 zł w 2020 r. oraz 2 342 716,33 zł w 2021 r.

(akta kontroli tom III str. 369-370)

W latach 2018-2019 w PEC nie obowiązywały sformalizowane procedury (strategia) zakupu uprawnień do emisji CO₂. Prezes zarządzeniem nr 4/2020 z 22 stycznia 2020 r. wprowadził *Instrukcję zakupu uprawnień do emisji CO₂ w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Lubartowie sp. z o. o.* Instrukcja przewidywała m.in., że rolą Działu Technicznego było określanie liczby uprawnień założonych do umorzenia w danym roku, a także przekazywanie w sezonie produkcyjnym głównemu księgowemu comiesięcznych informacji o faktycznym zapotrzebowaniu na EUA. Zadaniem głównego księgowego było uruchamianie procedury zakupu uprawnień

⁸⁸ Dz. Urz. UE L z 2019 r. Nr 59, str. 8.

⁸⁹ Zgodnie z wykazem instalacji z ostateczną roczną liczbą uprawnień do emisji przydzieloną na lata 2021-2025, ogłoszonym w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Klimatu i Środowiska w związku z obowiązkiem wynikającym z art. 26e ust. 3 ustawy o systemie handlu EUA.

⁹⁰ Stawki jednostkowych opłat za wprowadzanie CO₂ do powietrza, określone w załączniku nr 1 do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2017 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za korzystanie ze środowiska (Dz. U. poz. 2490), zmienione przez pkt 2 obwieszczenia z dnia 3 października 2018 r. (M.P.2018.1038) zmieniającego rozporządzenie z dniem 1 stycznia 2019 r. oraz przez pkt 2 obwieszczenia z dnia 30 sierpnia 2019 r. (M.P.2019.866) zmieniającego je z dniem 1 stycznia 2020 r.

⁹¹ Przewidziane dla PEC na 2021 r. 2174 jednostki wyceniono na 516 052,48 zł, przyjmując cenę SPOT 52,52 euro/jedn. (giełda ICE) i średni kurs NBP 4,5197 zł/euro.

⁹² Zgodnie z art. 8 ust. 3 ustawy o systemie handlu EUA prowadzący instalację jest obowiązany do posiadania rachunku posiadania operatora, prowadzonego w rejestrze Unii. Administratorem rejestru Unii jest Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.

⁹³ 2174 jednostki wyceniono na 590 560,14 zł, przyjmując cenę SPOT 58,90 euro/jedn. (giełda ICE) i średni kurs NBP 4,6120 zł/euro. W związku ze zwiększeniem wyceny o 74 507,66 zł sporządzono dowód OT.

za pośrednictwem biura maklerskiego, z którym Spółka zawarła umowę. W celu minimalizacji ryzyka wahań kursowych oraz zmian cen uprawnień ww. instrukcja przewidywała, że transakcje kupna będą realizowane sukcesywnie do potrzeb i rozkładane w czasie, tak aby nie doszło do skumulowania dużego wolumenu zakupów w jednej dacie z niekorzystnym poziomem ceny wyrażonej w PLN. Zakupy miały być dokonywane w transzach z odstępami czasowymi, aby uśrednić koszt zakupu uprawnień. Główny księgowy miał proponować terminy transakcji, bazując na zgromadzonych informacjach o trendach na rynku uprawnień. Decyzja o zawarciu transakcji miała być podejmowana w trybie rekomendacji Zespołu ds. zakupu uprawnień CO₂, po przeprowadzeniu analizy sytuacji rynkowej, potrzeb Spółki i jej możliwości finansowych⁹⁴, a protokół z obrad Zespołu podlegał akceptacji ze strony Prezesa.

(akta kontroli tom III str. 266-267, 365-367)

Prezes wyjaśnił, że przed wprowadzeniem ww. instrukcji Spółka dokonywała zakupu uprawnień na rynku wtórnym po przeprowadzeniu analizy bieżącej ceny uprawnień, kursu euro oraz prognoz analityków. W dokumentacji z tego okresu nie odnaleziono dokumentów określających strategię zakupów, z wyjątkiem protokołów z czerwca-sierpnia 2019 r., potwierdzających spotkania kadry kierowniczej Spółki, na których omawiano bieżące działania podejmowane w sprawie zakupu uprawnień. Zleceniami zakupów w latach 2018-2021 zajmowały się osoby pełniące kolejno obowiązki głównego księgowego.

Prezes wyjaśnił też, że Spółka nie zawierała z podmiotami, od których w latach 2018-2021 nabywała EUA, umów ramowych regulujących zasady i zakres współpracy oraz kwestie związane z odpłatnością za świadczone przez te podmioty usługi. Zawierane były wyłącznie jednorazowe umowy zakupu uprawnień. Koszt usług podmiotów pośredniczących w nabywaniu uprawnień został każdorazowo zawarty w cenie nabywanych uprawnień. Analiza porównawcza opłacalności nabycia na rynku aukcyjnym oraz rynku wtórnym jednoznacznie wskazuje, że nabywanie uprawnień na rynku wtórnym jest korzystniejsze dla Spółki. Dodatkowo nabywanie uprawnień na rynku pierwotnym wiązałoby się z wysoką jednostkową prowizją 0,14 euro, koniecznością zabezpieczenia środków na koncie biura maklerskiego oraz minimalnym zakupem 1000 sztuk uprawnień. Moment zakupu oraz cena zakupu były wybierane w oparciu o analizy przeprowadzane przez pracowników Spółki, którzy opierali się na rekomendacjach, analizach oraz prognozach otrzymywanych od podmiotów trzecich (m.in. biur maklerskich) oraz instytucji (KOBiZE).

(akta kontroli tom III str. 379-474)

Z przeprowadzonego przez NIK badania: transakcji zakupu przez PEC w latach 2018-2021 jednostek uprawnień do emisji CO₂, dokumentacji dotyczącej posiadanych przez Spółkę analiz rynku handlu tymi uprawnieniami, raportów KOBiZE, a także zachowania cen na samym rynku wynika, że:

- z perspektywy inwestycji portfelowych uprawnienia do emisji plasują się w grupie aktywów wyższego ryzyka⁹⁵,
- rynek uprawnień wykazywał się dużą zmiennością, wahaniami kursów i brakiem powtarzalnych, zauważalnych zmian cen o charakterze sezonowym⁹⁶,

⁹⁴ Skład Zespołu określały zarządzenia Prezesa: nr 4/2020 z 22 stycznia 2020 r., a następnie nr 5/2021 z 17 maja 2021 r.

⁹⁵ Raport z rynku CO₂, nr 116/listopad 2021 r, str. 9.

⁹⁶ Zmiany takie można zaobserwować w przypadku niektórych towarów lub usług i wykorzystać do tańszych zakupów „poza sezonem”.

- ceny uprawnień w latach 2018-2021 miały zasadniczo tendencję wzrostową (znacznie silniejszą od października 2020 r.), choć w 2020 r. została ona zaburzona wybuchem pandemii SARS-CoV2 (średnie ceny EUA wyrażone w euro w 2020 r. były nieznacznie niższe niż w 2019 r.),
- niektóre z zakupów uprawnień zostały zlecone przez Spółkę na lokalnych szczytach cenowych, przy czym z uwagi na nabywanie uprawnień w relatywnie niewielkich transzach (po 1 tys. jednostek, a w późniejszym okresie – po 500 EUA) miały one względnie niski skutek finansowy dla PEC. Ponadto w innych okresach zlecenia zakupu, w tym większych pakietów EUA, miały miejsce w bardziej korzystnych warunkach, a Spółka dokonała transakcji w lokalnych „dołkach” cenowych na rynku.

Tym samym przyjęta strategia nabywania uprawnień w transzach i uśredniania cen, realizowana od 2019 r. i sformalizowana od 2020 r., pozytywnie wpłynęła na ponoszone przez Spółkę koszty, gdyż w latach 2019-2021 zakupów dokonano w średnich cenach niższych od średniorocznych cen rynkowych.

Cena uprawnień nabytych przez Spółkę w 2018 r. wynosiła 24 euro/Mg (103,68 zł/Mg) i była relatywnie wysoka, gdyż przekraczała średnie ceny rynkowe obowiązujące w tym roku [według raportu z rynku CO₂⁹⁷ średnia ważona cena uprawnień na rynku pierwotnym w 2018 r. wynosiła 15,25 euro/Mg. Średnia rozliczeniowa cena EUA podawana przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)⁹⁸ wyniosła w tym czasie 15,93 euro/Mg]. Zakup uprawnień w 2018 r. nastąpił w jednej transzy i obejmował stosunkowo niewielką liczbę 1 tys. jednostek (przy rocznej emisji PEC za 2018 r. na poziomie 15,9 tys. Mg), zatem cena zakupu przekraczająca średnią cenę rynkową nie wpłynęła w znacznym stopniu na wynik finansowy Spółki⁹⁹.

Średnie ważone ceny uprawnień zakupionych przez Spółkę w: 2019 r., 2020 r. i w 2021 r. wynosiły odpowiednio: 22,67 euro/Mg (98,31 zł/Mg), 22,56 euro/Mg (100,13 zł/Mg), 49,19 euro/Mg (223,12 zł/Mg) i były niższe od cen rynkowych. Średnie ceny ujęte w raportach KOBiZE z rynku CO₂ wynosiły w tych latach dla rynku pierwotnego: 24,64 euro/Mg, 24,43 euro/Mg, 52,93 euro/Mg, zaś dla rynku wtórnego – 24,85 euro/Mg, 24,77 euro/Mg i 53,56 euro/Mg. Średnie rozliczeniowe ceny EUA wg PSE wynosiły w tych latach: 24,92 euro/Mg (107,09 zł/Mg), 24,76 euro/Mg (110,00 zł/Mg) i 53,29 euro/Mg (243,72 zł/Mg).

(akta kontroli tom III str. 369-370, 475-493)

Rozliczenie emisji CO₂ kształtowało się następująco:

- wykazane w rocznym raporcie na temat wielkości emisji za 2018 r. 15 936 Mg CO₂ pokryto: bezpłatnie przyznanymi uprawnieniami na 2018 r. (4191 jednostek o wartości księgowej 1215,39 zł) i na 2019 r. (3444 jednostek o wartości księgowej 1033,20 zł), uprawnieniami nabytymi w 2017 r. (1379 jednostek o wartości 42 574,14 zł), w 2018 r. (1000 jednostek o wartości 103 680 zł) i w 2019 r. (5922 jednostek o wartości 546 201,46 zł). W ramach rozliczenia emisji wykorzystano całość bezpłatnych uprawnień przyznaných na 2018 r. i 2019 r.;
- wykazane w rocznym raporcie na temat wielkości emisji za 2019 r. 14 309 Mg CO₂ pokryto: bezpłatnie przyznanymi uprawnieniami na 2020 r. (731 jednostek o wartości księgowej 219,30 zł) i uprawnieniami nabytymi w 2019 r. (13 578 jednostek o wartości 1 370 790,19 zł);

⁹⁷ Dostępne na stronie KOBiZE (www.kobize.pl) w zakładce Materiały do pobrania.

⁹⁸ <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-dobowe-z-funkcjonowania-rb/podstawowe-wskazniki-cenowe-i-kosztowe/rozliczeniowa-cena-uprawnień-do-emisji-co2-rcco2>.

⁹⁹ W ten sposób pokryto jedynie (1000 Mg/15 936 Mg) = 6,3% emisji CO₂ za 2018 r.

- wykazane w rocznym raporcie na temat wielkości emisji za 2020 r. 14 835 Mg CO₂ pokryto: bezpłatnie przyznanymi uprawnieniami na 2020 r. (1994 jednostek o wartości księgowej 598,20 zł) oraz uprawnieniami zakupionymi w 2020 r. (11 000 jednostek o wartości 1 101 484,20 zł) i w 2021 r. (1841 jednostek o wartości 328 150,74 zł);
- w 2021 r. Spółka posiadała dodatkowo, po uwzględnieniu ww. częściowego przeznaczenia jednostek nabytych w tym roku na poczet rozliczenia emisji za 2020 r., 2174 bezpłatnie przyznanym uprawnieniom o wartości 590 560,14 zł¹⁰⁰ oraz 8659 nabytych uprawnieniom o wartości 2 014 565,59 zł. Do dnia zakończenia czynności kontrolnych NIK emisja CO₂ za 2021 r. nie została jeszcze rozliczona (nie minął termin na złożenie raportu z emisji do KOBiZE). Na koniec 2021 r. Spółka posiadała 10 833 EUA (otrzymanych bezpłatnie lub nabytych). Według danych Pionu Techniczno-Eksploatacyjnego PEC wielkość emisji CO₂ w okresie od 1 stycznia do 23 września 2021 r. wyniosła 11 065 Mg (od 24 września 2021 r. instalacja nie była objęta systemem handlu uprawnieniami do emisji).

(akta kontroli tom III str. 284-318, 378, 501. tom IV str. 406-419, 444-459, 478-493)

Wyjście z systemu handlu uprawnieniami do emisji było skutkiem działań podjętych przez Zarząd PEC. W 2021 r. Spółka podjęła decyzję o wyłączeniu z eksploatacji trzech z sześciu kotłów grzewczych. We wniosku PEC złożonym do Starostwa 19 listopada 2021 r. poinformowano o skreśleniu z ewidencji prowadzonej przez UDT trzech kotłów Spółki, w związku z zaprzestaniem ich eksploatacji. Obniżeniu uległa całkowita moc cieplna instalacji PEC z 34,8 MW do 19,88 MW. W odpowiedzi na wniosek Spółki Starosta decyzją z 15 grudnia 2021 r. stwierdził wygaśnięcie z dniem 24 września 2021 r. zezwolenia na uczestnictwo PEC w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

(akta kontroli tom III str. 502-584)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności Spółki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

1. Nieprawidłowo ujmowano w księgach rachunkowych Spółki posiadane uprawnienia do emisji CO₂, gdyż w zapisach księgowych dotyczących lat 2018-2020 ewidencjonowano bezpłatnie przyznane EUA, wyceniając je według stawek równych wysokości opłat za korzystanie ze środowiska, tj. wg stawek: 0,29 zł/Mg (w 2018 r.) i 0,30 zł/Mg (w latach 2019-2020), podczas gdy pkt 4 stanowiska Komitetu Standardów Rachunkowości¹⁰¹ przewidywał, że cenę nabycia praw do emisji wylicza się zgodnie z przepisami art. 28 ust. 2 ustawy o rachunkowości, a w przypadku przyznanym praw do emisji cenę nabycia stanowi iloczyn jednostkowej ceny sprzedaży przyznanego prawa do emisji z dnia ich przyznania oraz liczby przyznanym praw. Stosownie do przepisów art. 28 ust. 2 ustawy o rachunkowości (zdanie ostatnie) jeżeli nie jest możliwe ustalenie ceny nabycia składnika aktywów, a w szczególności przyjętego nieodpłatnie, w tym w drodze darowizny – jego wyceny dokonuje się według ceny sprzedaży takiego samego lub podobnego przedmiotu.

Obowiązująca w PEC polityka (zasady) rachunkowości przewidywała¹⁰², że prawa

¹⁰⁰ Wartość po korekcie wyceny.

¹⁰¹ Stanowisko Komitetu Standardów Rachunkowości w sprawie księgowego ujęcia uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, stanowiące załącznik do uchwały nr 8/2015 Komitetu Standardów Rachunkowości z dnia 8 grudnia 2015 r. w sprawie przyjęcia znowelizowanego stanowiska Komitetu w sprawie księgowego ujęcia uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, ogłoszonej komunikatem Ministra Finansów z dnia 30 grudnia 2015 r. (Dz. Urz. Min. Fin. z dnia 19 stycznia 2016 r. poz. 6) – dalej: Stanowisko Komitetu.

¹⁰² Po zmianach wprowadzonych aneksem nr 2 z dnia 30 grudnia 2005 r. do zarządzenia nr 17/2001 Prezesa z 30 grudnia 2001 r. w sprawie ustalenia dokumentacji zasad rachunkowości przyjętych w PEC.

do emisji gazów cieplarnianych: nabyte w systemie handlu emisjami – wycenia się w cenach rynkowych, zaś te przyznane w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnieniami – wycenia się w cenach nabycia. W polityce rachunkowości nie zdefiniowano zasad ustalania cen nabycia uprawnień przyznaných bezpłatnie.

Przyjęty przez Spółkę sposób wyceny i ewidencjonowania uprawnień zaburzał porównywalność danych sprawozdawczych dotyczących różnych okresów – zwłaszcza w sytuacji, w której do rozliczenia emisji za dany rok Spółka wykorzystywała bezpłatne uprawnienia przyznane w innych latach. Do rozliczenia emisji za 2018 r. wykorzystano całość uprawnień bezpłatnie przyznaných w 2018 r. i w 2019 r., zaś do rozliczenia emisji za 2019 r. wykorzystano część darmowych uprawnień przyznaných w 2020 r. Jednocześnie do celów obu tych rozliczeń wykorzystano EUA nabyte przez Spółkę po cenach rynkowych. Maksymalizowanie wykorzystania bezpłatnie przyznaných uprawnień (również dotyczących przyszłych okresów) skutkowało poprawieniem wyników finansowych Spółki za dany rok i zmniejszało potrzeby ponoszenia wydatków tytułem zakupu EUA, odbywało się to jednak kosztem odroczonej, zwiększonej potrzeb zakupowych w przyszłych latach. Sprawozdania nie prezentowały przy tym porównywalnych, rynkowych kosztów uprawnień otrzymaných bezpłatnie i nabytych¹⁰³.

Główny księgowy wyjaśnił, że Spółka w okresie 2018-2020 w stosowanych zasadach rachunkowości nie ujmowała uprawnień zgodnie ze Stanowiskiem Komitetu. Zauważył, że zgodnie z art. 10 ust. 3 ustawy o rachunkowości Krajowe Standardy Rachunkowości oraz stanowiska Komitetu Standardów Rachunkowości nie mają charakteru obowiązującego. Zgodnie z art. 28 ust. 2 ww. ustawy cena nabycia to cena zakupu składnika aktywów, obejmująca kwotę należną sprzedającemu, bez podlegających odliczeniu podatku od towarów i usług oraz podatku akcyzowego. Przepisy art. 274 ust 2 ustawy z dnia 23 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska¹⁰⁴ określają, jego zdaniem, koszt otrzymania uprawnień jako wysokość opłaty za korzystanie ze środowiska¹⁰⁵. Zdaniem głównego księgowego w praktyce wśród jednostek otrzymujących bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ wykształciły się trzy podejścia do ujęcia tych operacji. Pierwsze, stosowane zarówno przez jednostki sporządzające sprawozdania zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Rachunkowości (MSR) jak i te sporządzające je zgodnie z ustawą o rachunkowości – zakłada wycenę przyznanego prawa w cenie rynkowej. Drugie przewiduje wycenę w cenie nabycia, tj. opłacie ponoszonej zgodnie z art. 274 ustawy Prawo ochrony środowiska. Trzecie zakłada ujęcie pozabilansowe (wg wartości 0 zł) i jest stosowane przez jednostki sporządzające sprawozdania zgodnie z MSR.

Główny księgowy poinformował, że w trakcie kontroli NIK Spółka, korzystając z prawa określonego w art. 8 ust. 2 ustawy o rachunkowości, zmieniła politykę rachunkowości. W aneksie nr 4 z dnia 1 grudnia 2021 r. do zarządzenia nr 17/2001

¹⁰³ Np. wysokość odpisów amortyzacyjnych od uprawnień do emisji CO₂, dokonanych w 2018 r., wynosiła 694 704,19 zł. Kwota ta objęła:

a) cenę zakupu 8301 jednostek – w wysokości 692 455,60 zł,

b) kwotę 2248,59 zł związaną z: 4191 jednostkami przyznanymi bezpłatnie w 2018 r. (wycenionymi w wysokości 1215,39 zł, wg stawki 0,29 zł/jedn.) oraz 3444 jednostkami przyznanymi bezpłatnie w 2019 r. (wycenionymi na 1033,20 zł, wg stawki 0,30 zł/jedn.).

Tym samym w sprawozdaniu finansowym wykazano wykorzystanie w 2018 r. 15 936 praw do emisji, przy czym: 8301 (co stanowiło 52,1% z 15 936) EUA o wartości 692 455,60 zł (tj. 99,7% z 694 704,19 zł) oraz 7635 (47,9%) EUA o wartości księgowej 2248,59 zł (0,3%).

¹⁰⁴ Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm. (dalej: Poś lub ustawa Prawo ochrony środowiska).

¹⁰⁵ Stanowiącej iloczyn liczby uprawnień do emisji wydanych w danym roku na rachunek posiadania operatora albo na rachunek posiadania operatora statków powietrznych w rejestrze Unii, o którym mowa w art. 8 ust. 1 tej ustawy, i obowiązującej stawki opłat za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w zakresie emisji dwutlenku węgla w roku, w którym wydano uprawnienia do emisji.

Prezesa Zarządu w sprawie zasad rachunkowości przyjętych w Spółce, wprowadzono (z mocą od 1 stycznia 2021 r.) regulacje przewidujące, że przyznane prawa do emisji są wyceniane zgodnie ze Stanowiskiem Komitetu.

Zdaniem głównego księgowego wprowadzona zmiana przyczyni się do bardziej jasnego przedstawienia sytuacji majątkowej i finansowej Spółki. W sprawozdaniu finansowym zostanie przedstawione retrospektywne przekształcenie danych sprawozdania roku ubiegłego, w celu zapewnienia porównywalności danych.

(akta kontroli tom III str. 281-364)

2. Spółka nieterminowo poinformowała Starostę o braku spełniania, z dniem 24 września 2021 r., przesłanek do uczestnictwa instalacji PEC w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Pismo w tej sprawie przesłano Staroście 19 listopada 2021 r., podczas gdy przepisy art. 58 ust. 2 ustawy o systemie handlu EUA stanowiły, że informację taką należy przekazać w terminie 21 dni od wystąpienia przypadku, w którym instalacja przestała spełniać kryteria uczestnictwa w systemie. Spółka nie zawiadomiła przy tym KOBiZE, że instalacja przestała spełniać kryteria uczestnictwa w systemie, mimo że przytoczone przepisy art. 58 ust. 2 ustawy nakładały obowiązek poinformowania Ośrodka o tym fakcie w terminie 21 dni.

Prezes wyjaśnił, że opóźnienie w odpowiednim poinformowaniu Starosty wynikało z rozbieżności w zakresie koncepcji dalszego funkcjonowania Spółki, spowodowanych dynamicznie zmieniającą się sytuacją na rynku surowców energetycznych oraz niepewnością w zakresie działań legislacyjnych rządu w tej kwestii. Do dnia złożenia zawiadomienia Zarząd rozważał różne opcje produkcji, w tym ustawienie w trybie pilnym dodatkowego stałego kotła, będącego dodatkowym źródłem energii, czego skutkiem byłoby ponowne zaliczenie instalacji do kwalifikujących się do udziału w systemie handlu uprawnieniami do emisji. Po przeprowadzeniu gruntownej analizy kosztów rozwiązanie to zostało ostatecznie uznane za sprzeczne z bieżącym interesem Spółki po uwzględnieniu prognozowanych cen surowców energetycznych i ceny uprawnień. Prezes podkreślił, że Starostwo było informowane, że Spółka będzie składać stosowne wnioski. Z uwagi na krótki okres złożenia dokumentów dotyczących zmian, zarówno KOBiZE, jak i Starostwo nie wniosły w tym zakresie żadnych uwag. W większości firm takie sytuacje mają miejsce, nie świadczy to o braku ich dobrej woli a jedynie stanowi odniesienie się do obecnej sytuacji zarówno w zakresie cen energii, produkcji, jak i uprawnień do emisji CO₂.

Prezes poinformował, że KOBiZE otrzymał do wiadomości decyzję Starosty z 15 grudnia 2021 r. o wygaśnięciu z dniem 24 września 2021 r. zezwolenia na uczestnictwo PEC w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Ośrodek był wskazany wśród adresatów w rozdzielniku tej decyzji, zaś sam dokument został mu dostarczony 11 stycznia 2022 r., o czym świadczy przesłane przez Starostwo (w trakcie kontroli NIK) potwierdzenie odbioru decyzji. Zdaniem Prezesa Spółka nie mogła sama przesłać odpowiedniej informacji KOBiZE, bowiem dopiero decyzja właściwego urzędu jest dokumentem, w którym wskazane jest, czy instalacja jest dalej w systemie handlu emisjami, czy też faktycznie została zakwalifikowana do wyjścia z tego systemu.

(akta kontroli tom III str. 494-499, 567-584)

OCENA CZĄSTKOWA

W ocenie NIK sytuacja ekonomiczno-finansowa Spółki umożliwiała jej niezakłóconą realizację zadań statutowych. Pogorszenie wyniku finansowego w latach 2018 i 2019 wynikało m.in. z przyczyn niezależnych od PEC, gdyż obniżenie popytu na ciepło związane było z relatywnie wysokimi temperaturami powietrza odnotowanymi w sezonie grzewczym. Negatywny wpływ na wyniki miały

sukcesywnie rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂. Stosowana od 2019 r., a następnie sformalizowana od 2020 r. strategia nabywania uprawnień w transzach skutkowała obniżeniem średnich cen zakupu poniżej średnich cen rynkowych. Było to szczególnie istotne w dobie gwałtownie rosnących od końca 2020 r. cen uprawnień do emisji CO₂ i rokrocznie zmniejszającego się wolumenu uprawnień bezpłatnie przyznawanych Spółce. Stosowany przez Spółkę przed 2021 r. sposób wyceny i ewidencjonowania uprawnień do emisji CO₂ zaburzał jednak porównywalność danych sprawozdawczych dotyczących różnych okresów i nie uwzględniał stanowiska Komitetu Standardów Rachunkowości w tej sprawie. Zadłużenie PEC pozostawało na niskim poziomie, zapewniono też płynność niezbędną do prowadzenia działalności. Zarząd Spółki prowadził analizy sytuacji ekonomiczno-finansowej, zamieszczając jej wyniki m.in. w sprawozdaniach finansowych. Zarząd podjął skuteczne działania zmierzające do wyjścia instalacji z systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Założonym ich przyszłym efektem ma być redukcja kosztów związana z brakiem obowiązku nabywania uprawnień do emisji CO₂.

4. Przestrzeganie standardów emisyjnych.

Opis stanu faktycznego

4.1. W pozwoleniu na wprowadzanie do powietrza gazów i pyłów z instalacji, wydanym przez Starostę¹⁰⁶ wskazane zostały dopuszczalne roczne ilości zanieczyszczeń emitowanych dla sześciu kotłów wodnych opalanych węglem kamiennym, o łącznej mocy 36,5 MW. Limity gazów i pyłów emitowanych do atmosfery wyniosły w całym badanym okresie: pyłu: 22,277 Mg/rok, dwutlenku siarki: 334,101 Mg/rok, dwutlenku azotu: 89,093 Mg/rok. W decyzji z dnia 30 grudnia 2016 r. zmieniającej ww. zezwolenie¹⁰⁷ wskazano, że całkowita moc cieplna ciepłowni wynosi 34,8 MW.

(akta kontroli tom IV str. 1-6)

Wielkość zanieczyszczeń wprowadzonych do powietrza wyniosła: 19 732,9 Mg w 2017 r., 16 120,4 Mg w 2018 r., 14 472,6 Mg w 2019 r. oraz 15 002,5 Mg w 2020 r., w tym największy udział w ww. ilościach miały emisje dwutlenku węgla (CO₂) – 98,9% w latach 2017-2020 (odpowiednio 19 525,5 Mg i 15 936,1 Mg, 14 308,7 Mg, 14 835,5 Mg). Wielkość emitowanych zanieczyszczeń, w porównaniu do 2017 r. zmniejszyła się – w 2020 r. odnotowano spadek wszystkich emisji (w tym CO₂) o 24%.

(akta kontroli tom IV str. 7-8, 120-198, tom V str. 341, 404, 429)

Spółka nie była zobowiązana do prowadzenia ciągłych pomiarów, o których mowa w art. 147 ust. 2 Poś, ponieważ nie wprowadzała do środowiska znacznych ilości substancji lub energii, co wymagałoby uzyskania pozwolenia zintegrowanego na podstawie art. 201 ust. 1 tej ustawy¹⁰⁸. Pomiarów emisji, o których mowa w art. 147 ust. 1 Poś, dokonywano raz w roku z uwagi na fakt, że czas pracy poszczególnych kotłów wchodzących w skład instalacji spalania paliw, poza jednostkowymi przypadkami¹⁰⁹, nie przekraczał sześciu miesięcy.

¹⁰⁶ Decyzja RLŚ.6224.6.2015 z dnia 30 grudnia 2015 r.

¹⁰⁷ RLŚ.6226.1.2016.

¹⁰⁸ Nominalna moc instalacji Spółki była niższa od progu określonego dla instalacji do spalania paliw (50 MW) w ust. 1 pkt 1 Załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz. U. poz. 1169).

¹⁰⁹ Spółka prowadziła produkcję ciepłą w ciągu jednego sezonu (zimowego), przy czym czas pracy całej instalacji wynosił osiem miesięcy w latach 2018-2020 i dziewięć miesięcy w 2021 r. W 2018 r. dwa kotły pracowały siedem miesięcy, przy czym ich czas pracy we wrześniu wyniósł odpowiednio cztery i dwa dni,

Pomiary wykonywane były przez uprawniony podmiot (art. 147a ust.1 Poś), posiadający certyfikat wydany przez Polskie Centrum Akredytacji. Wyniki pomiarów były ewidencjonowane w formie pisemnej, stosownie do § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody¹¹⁰ oraz przekazywane do Starostwa i WIOŚ, zgodnie z art. 149 ust. 1 Poś.

(akta kontroli tom IV str. 9-73, 546-547)

Przestrzeganie przez PEC przepisów ochrony środowiska w zakresie emisji gazów i pyłów do powietrza, wypełniania obowiązków wynikających z udziału Spółki w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz wnoszenia opłat za korzystanie ze środowiska było przedmiotem kontroli przeprowadzonej przez WIOŚ w 2018 r. Ustalenia ww. kontroli m.in. wskazały, że urządzenia odpylające były prawidłowo eksploatowane, zgodnie z obowiązującymi wymaganiami obliczano wskaźniki emisji, terminowo sporządzono i wprowadzono do Krajowej bazy informacje o emisjach a także dokonywano (raz w roku) okresowych pomiarów emisji. Spółka wywiązywała się również z obowiązku przedłożenia do Urzędu Marszałkowskiego Województwa Lubelskiego w Lublinie (dalej: UMWL) wykazu emisji i wniesienia opłat za korzystanie ze środowiska. Kontrola wykazała, że wyniki pomiarów wykonanych w 2017 r. przesłano do WIOŚ po terminie 30 dni od daty wykonania tych pomiarów, a także bez wymaganych danych dotyczących czasu pracy instalacji w poprzednim roku kalendarzowym oraz w okresie od początku roku do dnia wykonania pomiarów wielkości emisji¹¹¹. W trakcie kontroli WIOŚ wykonano pomiary kontrolne (15 lutego 2018 r.), w wyniku których stwierdzono przekroczenie o 51,1 mg/m³ dopuszczalnych wartości stężeń tlenków azotu¹¹² (NO₂). W wyniku stwierdzonych nieprawidłowości, Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska zarządził¹¹³ przekazywanie wyników okresowych pomiarów w terminach i układzie zgodnym ze wskazanymi w piśmie do PEC uregulowaniami. Pismem z 19 kwietnia 2018 r. Prezes Spółki poinformował WIOŚ o działaniach podjętych w ramach wykonania przedmiotowego zarządzenia. Ponadto, w pismach z 5 i 9 marca 2018 r. przekazano Spółce sprawozdanie z wykonanych w trakcie kontroli WIOŚ pomiarów oraz poinformowano o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie ustalenia kary za przekroczenie dopuszczalnej emisji do powietrza. Przedmiotowe postępowanie zakończono wydaniem w dniu 26 marca 2018 r. decyzji, ustalającej dla PEC karę biegnącą w wysokości 2,6 zł/h, naliczaną od momentu wykonania pomiarów¹¹⁴. Na spółkę został nałożony również obowiązek pokrycia kosztów wykonania w trakcie kontroli WIOŚ pomiarów, które zostały ustalone na kwotę 1942 zł¹¹⁵. Kwota ta została zapłacona przez PEC 30 maja 2018 r.

Co roku w Spółce przeprowadzano audyt wewnętrzny¹¹⁶, którym obejmowano zagadnienia związane z emisją CO₂, w tym posiadanie przez PEC wymaganej

a w 2021 r. jeden kociół pracował łącznie osiem miesięcy, w tym we wrześniu przez nieco ponad 9 dni (225 godzin=9,3 dnia), a w kwietniu 13 godzin.

¹¹⁰ Dz. U. z 2019 r. poz. 2286, obowiązujące do 20 września 2021 r. (dalej: rozporządzenie w sprawie pomiarów wielkości emisji).

¹¹¹ W protokole z kontroli WIOŚ wskazano, że stanowiło to naruszenie art. 149 ust.2 i ust. 3 Poś oraz załącznika nr 1 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych oraz terminów i sposób ich prezentacji (Dz. U. poz. 1366).

¹¹² Wykonane pomiary wykazały stężenie NO₂ o wartości 451,1 mg/m³ przy dopuszczalnym limicie 400 mg/m³

¹¹³ Zarządzenie pokontrolne z 9 marca 2018 r. pismo znak: WI.703.47.2018.AK.

¹¹⁴ Od 15 lutego 2018 r. od godziny 15⁰⁰.

¹¹⁵ Decyzja z 15 maja 2018 r. znak: WI.7061.6.2018.AK.

¹¹⁶ Przeprowadzany przez audytorów spoza Spółki.

dokumentacji związanej m.in. z uczestnictwem w handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Nie stwierdził on nieprawidłowości w tym zakresie.

(akta kontroli tom IV str. 74-119, 339-402)

4.2. Zgodnie z informacją zawartą w piśmie Spółki z 18 stycznia 2018 r., skierowanym do WIOŚ w związku ze stwierdzonym przekroczeniem dopuszczalnych norm stężenia tlenków azotu i nałożenia na PEC kary, podjęto następujące działania:

- z ostrożności, na wypadek gdyby wystąpiły przekroczenia dopuszczalnych wielkości emisji pyłów i gazów¹¹⁷ w wykonanym pomiarze technicznym w dniu 16 lutego 2018 r. o godzinie 23⁰⁰ wyłączono z eksploatacji kocioł, którego pomiar dotyczył,
- ponowne włączenie kotła nastąpiło 18 grudnia 2018 r. o godzinie 17⁰⁰, w celu wykonania pomiarów w dniu następnym w godzinach od 13⁰⁵ do 15³⁷,
- zgodnie z protokołem z wykonanych 19 grudnia 2018 r. pomiarów¹¹⁸, przekroczenie dopuszczalnej emisji ustąpiło tego samego dnia, o godzinie 16⁰⁰.

W związku z przedstawionymi działaniami, Prezes, w tym samym piśmie wystąpił o odstąpienie od wymierzenia kary biegnącej za przekroczenie dopuszczalnej emisji tlenków azotu. Poinformował również o zainstalowaniu kroćców pomiarowych zgodnie z obowiązującymi normami.

Pismem z 11 lutego 2019 r.¹¹⁹, uwzględniając informacje przekazane przez PEC, WIOŚ poinformował Spółkę, że nie wszczęto postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, uzasadniając to m.in. tym, zgodnie z art. 308 Poś nie wszczyna się postępowania w sprawie wymierzenia kary gdy jej wartość jest niższa niż 800 zł. W omawianym przypadku, kwota nałożonej kary wyniosłaby 143 zł (przekroczenie norm emisji trwało łącznie 55 godzin).

(akta kontroli tom IV str. 109-116)

Przeprowadzone przez Spółkę w latach 2018-2021 pomiary okresowe nie wykazywały przekroczeń dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń określonych decyzją Starosty z 30 grudnia 2015 r.

W Spółce nie opracowano zasad postępowania w razie niedotrzymania obowiązujących standardów emisyjnych.

Prezes wyjaśnił, że z dotychczasowych kontroli wynika, że przekroczenie nastąpiło jedynie w 2018 r., a w przypadku takiego przekroczenia wszystkie sprawy są rozpatrywane na bieżąco.

(akta kontroli tom IV str.12-71, 542)

4.3. W latach 2017-2020 Spółka, na podstawie art. 284 ust. 1 Poś, ustaliła należne opłaty za korzystanie ze środowiska¹²⁰, m.in. jako iloczyn ilości wprowadzonego gazu cieplarnianego i obowiązującej stawki opłat za wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza w zakresie emisji CO₂ w danym roku kalendarzowym¹²¹, tj. zgodnie z art. 285a ust. 2 Poś. Opłaty, po pomniejszeniu dokonanym na podstawie art. 273 ust. 4 Poś¹²², wyniosły: 70 001 zł za 2017 r., 61 059 zł za 2018 r., 55 436,29 zł

¹¹⁷ M.in. z uwagi na złe położenie kroćców pomiarowych.

¹¹⁸ Protokół z 9 stycznia 2019 r.

¹¹⁹ WI.7061.4.2019.AK.

¹²⁰ Dalej: opłata ekologiczna. Opłata ekologiczna ponoszona jest m.in. za wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza oraz wydane uprawnienia do emisji na zasadach określonych w ustawie o systemie handlu EUA (art. 273 ust. 1 Poś).

¹²¹ Stawki wynosiły 0,29 zł/Mg (w latach 2017-2018) i 0,30 zł/Mg (w latach 2019-2020).

¹²² Tj. w zakresie, w jakim emisja gazów cieplarnianych objętych systemem handlu uprawnieniami, została rozliczona uprawnieniami do emisji.

za 2019 r. oraz 56 953,47 zł za 2020 r.

Opłaty za wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza wyliczone w ww. opłatach wynosiły w latach 2017-2020, odpowiednio: dla kotłów¹²³: 69 800 zł, 60 882 zł, 55 282,29 zł, 56 800,47 zł; związane ze zużyciem paliwa¹²⁴: 201 zł, 177 zł, 154 zł, 153 zł.

Spółka przekazywała do UMWL wykazy zawierające wykorzystane do ustalenia wysokości opłat informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz wykazy zawierające zbiorcze zestawienie informacji o zakresie korzystania ze środowiska oraz o wysokości należnych opłat i terminowo (to jest do 31 marca następnego roku) dokonywała na rachunek bankowy UMWL wpłat z tego tytułu¹²⁵.

(akta kontroli tom IV str. 120-202)

4.4. Spółka sporządziła plan monitorowania wielkości emisji o którym mowa w art. 78 ust. 1 ustawy o systemie handlu EUA. W Spółce nie sporządzano planu poboru próbek, z uwagi na to, że w PEC nie wyznaczano współczynników obliczeniowych w drodze analiz, co zobowiązywałoby Spółkę do opracowania takiego planu¹²⁶.

W okresie objętym kontrolą obowiązywała decyzja Starosty: z dnia 10 września 2018 r. (znak: RLŚ.6226.1.2018) zatwierdzająca plan monitorowania wielkości emisji¹²⁷. Spółka, zgodnie z wymaganiami zawartymi w art. 40 ustawy z dnia 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych¹²⁸, opracowała Plan metodyki monitorowania dla instalacji ciepłowni oraz wystąpiła do Starosty o jego zatwierdzenie. Po uwzględnieniu uwag do projektu tego planu zgłoszonych przez KOBiZE, decyzją z dnia 24 lutego 2020 r. Starosta zatwierdził przedmiotowy plan¹²⁹.

(akta kontroli tom IV str. 203-324)

Spółka, zgodnie z art. 80 ustawy o systemie handlu EUA, monitorowała i rozliczała wielkości emisji za każdy rok okresu rozliczeniowego oraz składała do KOBiZE raporty na temat wielkości emisji wraz ze sprawozdaniami z ich weryfikacji w terminie do 31 marca każdego roku¹³⁰, tj. zgodnie z art. 86 ust. 1 ustawy o systemie handlu EUA. Kopie przedmiotowych sprawozdań za lata 2019-2020 złożono do Starosty w dniu 28 stycznia 2022 r., to jest w trakcie kontroli NIK. Spółka nie otrzymywała ocen KOBiZE w odniesieniu do ww. raportów. Przekazanie raportu za 2016 r. oraz wprowadzenie do Krajowej bazy informacji o emisjach za 2017 r. były przedmiotem kontroli WIOŚ¹³¹, który nie stwierdził nieprawidłowości w tym zakresie (opisano w pkt 4.1 niniejszego wystąpienia). Sprawozdania z weryfikacji raportów o wielkości emisji, przeprowadzone przez akredytowanego weryfikatora, potwierdziły spełnienie wymogów planu monitorowania przy określaniu wielkości emisji. Spółka nie sporządzała raportów w zakresie udoskonaleń w metodyce monitorowania, o których mowa w art. 79 ustawy o systemie handlu EUA, w związku

¹²³ Dwutlenek węgla (CO₂), tlenek węgla (CO), dwutlenek siarki (SO₂), tlenki azotu (w przeliczeniu na NO₂), Benzo/a/piren (BaP), pył i sadza.

¹²⁴ Olej napędowy.

¹²⁵ Zgodnie z art. 285 ust. 2 Poś.

¹²⁶ Zgodnie z art. 33 Rozporządzenia Komisji (UE) Nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. (Dz. Urz. UE L 181 z 12 lipca 2012 r. str. 44).

¹²⁷ Plany monitorowania: wersja 11 z dnia 9 sierpnia 2018 r. Wcześniej obowiązywał plan zatwierdzony decyzją Starosty z dnia 30.12.2016 r. (RLŚ.6226.1.2016).

¹²⁸ Dz. U. poz. 1501.

¹²⁹ Decyzja RLŚ.6226.2.2019.

¹³⁰ Za 2017 r. – 16 marca 2018 r., za 2018 r. – 22 marca 2019 r., za 2019 r. – 3 marca 2020 r. i za 2020 r. – 25 lutego 2021 r.

¹³¹ Protokół kontroli nr WIOS-LUBL 62/2018 z 8 marca 2018 r.

z brakiem nieprawidłowości, niezgodności i zalecanych ulepszeń w załączniku 1A sprawozdania z weryfikacji za lata 2018-2020.

(akta kontroli tom IV str. 403-538,555)

Spółka, stosownie do postanowień zawartych w art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji¹³², sporządzała i wprowadzała do Krajowej bazy, w terminie do końca lutego każdego roku, raport zawierający wymagane informacje, wskazane w art. 6 ust. 2 powołanej ustawy¹³³, dotyczące poprzedniego roku kalendarzowego.

(akta kontroli tom V str. 319-434)

4.5. W okresie objętym kontrolą Spółka nie ponosiła sankcji (administracyjnych i cywilnych) z tytułu nieprzestrzegania przepisów Poś. Działania związane z przekroczeniem normy emisji zanieczyszczeń stwierdzonych w trakcie kontroli WIOŚ przedstawiono w cz. III pkt 4, ppkt. 4.1. oraz 4.2. niniejszego wystąpienia pokontrolnego.

(akta kontroli tom IV str. 74-119,543)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności PEC w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Kopie raportów na temat wielkości emisji wraz ze sprawozdaniami z ich weryfikacji za lata 2019-2020 przedstawiono Staroście dopiero w trakcie kontroli NIK (28 stycznia 2022 r.), to jest z naruszeniem terminu określonego w art. 86 ust. 1 ustawy o systemie handlu EUA. Stosownie do tego przepisu kopie ww. dokumentów należało przekazać Staroście do 31 marca odpowiednio 2020 i 2021 r. Prezes wyjaśnił, że przyczyną przekazania kopii raportów i sprawozdań z ich weryfikacji za lata 2019-2020 do Starostwa z opóźnieniem było przeoczenie.

(akta kontroli tom IV str. 551,555)

OCENA CZĄSTKOWA

NIK ocenia pozytywnie przestrzeganie przez Spółkę standardów emisyjnych. Pomiar emisji dokonywane były przez uprawniony do tego podmiot, a wyniki tych pomiarów były ewidencjonowane i przekazywane właściwym organom. Dopuszczalne poziomy emisji nie były przekraczane, poza jednym przypadkiem, stwierdzonym w trakcie kontroli WIOŚ. Po stwierdzeniu przekroczenia emisji jednej substancji Spółka niezwłocznie podjęła działania, skutkujące usunięciem tej nieprawidłowości. PEC właściwie ustalał wysokość należnej opłaty ekologicznej i terminowo wносило ją na rachunek UMWL. Wymagane przepisami prawa dokumenty dotyczące emisji zanieczyszczeń były sporządzane przez Spółkę i terminowo przekazywane właściwym podmiotom, za wyjątkiem kopii rocznych raportów na temat wielkości emisji i kopii sprawozdań z ich weryfikacji za lata 2019-2020, które pomimo takiego obowiązku określonego w art. 86 ust. 1 ustawy o systemie handlu EUA zostały przekazane Staroście dopiero w trakcie kontroli NIK.

5. Przestrzeganie przepisów o zasadach wynagradzania członków zarządów i rad nadzorczych.

Opis stanu
faktycznego

5.1. Zgodnie z § 35 ust. 1 pkt 14 umowy Spółki, zasady wynagradzania członków Zarządu zostały ustalone przez Nadzwyczajne ZW, które na podstawie przepisów ustawy o wynagrodzeniach w spółkach podjęło uchwałę nr 1/2017 z dnia 28 czerwca 2017 r. w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń Prezesa Zarządu

¹³² Dz. U. z 2020 r. poz. 1077, ze zm.

¹³³ Raporty za lata 2017-2020 zostały sporządzone i przekazane przez PEC do KOBIZE, odpowiednio w dniach: 20.02.2018 r., 18.02.2019 r., 25.02.2020 r. i 12.02.2021 r.

Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z o. o.¹³⁴ Wynagrodzenia stałe członków Zarządu zostały ustalone zgodnie z przepisami art. 4 ust. 2 pkt 2 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach, tj. zawierały się w przedziale od dwukrotności do czterokrotności podstawy wymiaru, która stanowiła przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego¹³⁵ (dalej: Prezes GUS). Na podstawie przepisów ustawy o wynagrodzeniach w spółkach i uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017 podjęte zostały także:

- uchwała nr 2/VIII/2017 Rady Nadzorczej Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z o. o. z dnia 28 czerwca 2017 r. w sprawie kształtowania wynagrodzeń Prezesa Zarządu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z o. o.¹³⁶;
- uchwała nr 19/VIII/2018 Rady Nadzorczej Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z o. o. z dnia 19 czerwca 2018 r. w sprawie kształtowania wynagrodzeń Prezesa Zarządu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z o. o.¹³⁷

W ww. uchwałach Nadzwyczajnego ZW i RN wynagrodzenie członków Zarządu zostało ustalone jako 2,1 krotności podstawy wymiaru. W § 2 ust. 3 uchwały RN nr 19/VIII/2018, wskazano, że w związku z art. 28 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o szczególnych rozwiązaniach służących realizacji ustawy budżetowej na rok 2018¹³⁸, podstawę wymiaru, o której mowa w art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach, stanowi przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2016 r.

(akta kontroli tom V str. 15, 50-55, 58-74)

W okresie objętym kontrolą Zarząd PEC był jednoosobowy. Spółka zawarła z prezesami Zarządu trzy umowy o oświadczenie usług zarządzania¹³⁹. W § 5 każdej z nich określona została wysokość wynagrodzenia całkowitego, złożonego z wynagrodzenia podstawowego (stałego) i uzupełniającego (zmiennego). W umowie o zarządzanie z czerwca 2017 r., część stała wynagrodzenia wyrażono kwotowo, tj. 9247,94 zł, natomiast w pozostałych umowach, z kwietnia 2019 r. i sierpnia 2019 r., określono na poziomie 2,1 krotności podstawy wymiaru, stanowiącej wysokość przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłaty nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłaszanego przez Prezesa GUS.

(akta kontroli tom V str. 48, 76-83, 97-105, 118-126)

W latach 2018-2021, zgodnie z przepisami ustaw o budżetach¹⁴⁰, podstawa wymiaru wynosiła 4403,78 zł¹⁴¹. W Spółce w okresie od 1 stycznia 2018 r.

¹³⁴ Dalej: uchwała Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017 lub uchwała w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń.

¹³⁵ Art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach, dalej: podstawa wymiaru lub przeciętne wynagrodzenie.

¹³⁶ Dalej: uchwała RN nr 2/VIII/2017 lub uchwała z 2017 r. w sprawie kształtowania wynagrodzeń.

¹³⁷ Dalej: uchwała RN nr 19/VIII/2018 lub uchwała z 2018 r. w sprawie kształtowania wynagrodzeń.

¹³⁸ Dz. U. poz. 2371, ze zm.

¹³⁹ Dalej: umowa o zarządzanie z czerwca 2017 r., umowa o zarządzanie z kwietnia 2019 r. i umowa o zarządzanie z sierpnia 2019 r. lub umowy o zarządzanie.

¹⁴⁰ Ze względu na treść przepisów art. 15 ustawy z dnia 19 listopada 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach służących realizacji ustawy budżetowej na rok 2021 (Dz. U. z 2020 r. poz. 2419), art. 31 ustawy z dnia 13 lutego 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach służących realizacji ustawy budżetowej na rok 2020 (Dz.U.2020 poz. 278), art. 22 ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o szczególnych rozwiązaniach służących realizacji ustawy budżetowej na rok 2019 (Dz. U. poz. 2435) oraz art. 28 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o szczególnych rozwiązaniach służących realizacji ustawy budżetowej na rok 2018 (Dz. U. poz. 2371, ze zm.), według których w latach 2018-2021 podstawę wymiaru, o której mowa w art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy

do 23 kwietnia 2019 r., wynagrodzenie stałe Prezesa naliczane i wypłacane było z zastosowaniem właściwej podstawy wymiaru. Natomiast od 26 kwietnia 2019 r. do listopada 2021 r. nie zastosowano ww. przepisów ustaw okołobudżetowych, wypłacając miesięczne wynagrodzenie brutto w wysokości 10 649,63 zł w 2019 r., 11 272,19 zł w 2020 r. i 11 876,40 zł w 2021 r. Kwoty te stanowiły iloczyn mnożnika 2,1 i podstawy wymiaru w wysokości, odpowiednio: 5 071,25 zł; 5 367,71 zł oraz 5 655,43 zł, ustalonej niezgodnie z powyższymi przepisami obowiązującymi w latach 2019-2021.

Ogółem w latach 2018-2021 (do 30 listopada) członkom Zarządu Spółki wypłacono tytułem wynagrodzenia podstawowego kwotą 507,4 tys. zł brutto, tj. o 64,6 tys. zł brutto¹⁴² więcej od kwoty wynagrodzenia wyliczonego przez NIK (442,8 tys. zł), zgodnie z przepisami ustaw okołobudżetowych, uchwałą Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017, uchwałą RN nr 19/VIII/2018 oraz postanowieniami umów o zarządzanie. Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

(akta kontroli tom V str. 50-55, 58-62, 76-83, 97-105, 118-126, 127-131)

W umowach o zarządzanie¹⁴³ Spółka zobowiązała się do wypłaty 100% wynagrodzenia stałego w przypadku niezdolności do pełnienia funkcji spowodowanej chorobą i usprawiedliwionej na podstawie wystawianych zwolnień lekarskich. Uchwały w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń oraz w sprawie kształtowania wynagrodzeń z 2017 r. i 2018 r. nie przewidywały takiego rozwiązania. Powyższe postanowienia wynikały z przyjętych uchwałami RN projektów umów o zarządzanie¹⁴⁴. W okresie objętym kontrolą Spółka wypłaciła 100% wynagrodzenia za 55 dni, za które prezesom Zarządu przysługiwał zasiłek chorobowy. Z uwagi na brak doprecyzowania w umowach o zarządzanie, czy wyrównanie ma nastąpić do kwoty 100% netto, czy brutto, sposób wyliczenia wynagrodzenia w miesiącach, w których występował zasiłek chorobowy był niejednorodny. Ponadto przy wyliczeniu zasiłku chorobowego za okres od 22 grudnia 2020 r. do 1 stycznia 2021 r. naliczeniem objęto jedynie 10 dni absencji chorobowej z grudnia, pomijając jeden dzień zwolnienia przypadający na pierwszy dzień 2021 r. Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

(akta kontroli tom V str. 50-55, 58-74, 80, 88-96, 102, 109-117, 123, 187-210, 219-242)

Podczas analizy wypłacanych członkom Zarządu w latach 2018-2021 wynagrodzeń, NIK stwierdziła błędy w ustalaniu podstawy wymiaru zasiłków chorobowych w styczniu, lutym i marcu 2019 r. oraz w grudniu 2020 r., wynikające z niezastosowania art. 20 ust. 3 ustawy z dnia 13 października 1998 r. o systemie ubezpieczeń społecznych¹⁴⁵, według którego podstawa wymiaru składek na ubezpieczenie chorobowe osób, które ubezpieczeniu chorobowemu podlegają dobrowolnie, nie może przekraczać miesięcznie 250% prognozowanego przeciętnego wynagrodzenia, o którym mowa w art. 19 ust. 10 tej ustawy. W 2018 r. kwota ograniczenia wynosiła 11 107,50 zł¹⁴⁶, a w 2020 r. 13 067,50 zł¹⁴⁷. Powyższe

o wynagrodzeniach w spółkach, stanowi przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2016 r. Dalej: przepisy ustaw okołobudżetowych.

¹⁴¹ Dz. Urz. GUS z 2017 r. poz. 3.

¹⁴² Z uwzględnieniem 100% wynagrodzenia brutto tj. 9247,94 zł (wyliczonego z zachowaniem przepisów ustaw okołobudżetowych) w miesiącach, w których wystąpiła absencja chorobowa.

¹⁴³ § 6 ust. 3 umowy o zarządzanie z czerwca 2017 r., § 6 ust. 4 umowy o zarządzanie z kwietnia 2019 r. i sierpnia 2019 r.

¹⁴⁴ Załącznik nr 1 do uchwały RN nr 2/VIII/2017 z dnia 28 czerwca 2017 r., załącznik do uchwały RN nr 27/VIII/2019 z dnia 26 kwietnia 2019 r., załącznik do uchwały RN nr 33/VIII/2019 z dnia 1 sierpnia 2019 r.

¹⁴⁵ Dz. U. z 2021 r. poz. 423, ze zm.

¹⁴⁶ Mon. Pol. z 2017 r. poz. 1214. W 2018 r. kwota wynagrodzenia wynosiła 4443 zł x 250% = 11 107,50 zł.

opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

(akta kontroli tom V str. 127-128, 187-210, 216-242)

5.2. Wynagrodzenie zmienne dla Prezesa, stosownie do art. 4 ust. 5–9 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach, uzależnione było od poziomu realizacji celów zarządczych. Zgodnie z § 4 uchwały w nr 1/2017 Nadzwyczajnego ZW, § 2 uchwał w sprawie kształtowania wynagrodzeń¹⁴⁸ oraz § 5 umów o zarządzanie, wysokość wynagrodzenia zmiennego nie mogła przekroczyć 40% wynagrodzenia podstawowego członka Zarządu w poprzednim roku obrotowym, dla którego dokonywane było obliczenie wysokości przysługującego wynagrodzenia uzupełniającego. Warunkiem wypłaty było spełnienie następujących przesłanek:

- zatwierdzenie sprawozdania Zarządu z działalności Spółki za rok obrotowy, za który przysługuje wynagrodzenie,
- zatwierdzenie sprawozdania finansowego Spółki,
- udzielenie przez Zwyczajne ZW Prezesowi absolutorium z wykonania przez niego obowiązków w danym roku obrotowym,
- przedłożenie przez Prezesa sprawozdania z wykonania celów zarządczych,
- podjęcie przez RN uchwały w sprawie wykonania celów zarządczych i ustalenie wysokości należnej wypłaty wynagrodzenia zmiennego.

(akta kontroli tom V str. 51-52, 58-59, 63-64, 79-80, 100-101, 121-122)

Nadzwyczajne ZW określiło w § 4 ust. 2 uchwały nr 1/2017 ramowe cele zarządcze, które odnosiły się do zapewnienia ciągłości dostaw energii ciepłej do odbiorców (najwyżej punktowany cel o wadze 40% kwoty wynagrodzenia uzupełniającego), wykonania zatwierdzonego na dany rok planu inwestycji i remontów, osiągnięcia wskaźnika rentowności sprzedaży netto, osiągnięcie wskaźnika płynności ogólnej oraz osiągnięcia wskaźnika sprawności systemu energetycznego. Jednocześnie Nadzwyczajne ZW upoważniło RN do uszczegółowienia ww. celów, określenia ich wag oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów (wskaźników) ich realizacji i rozliczania. RN zobowiązana była do uszczegółowienia powyższych na każdy rok kalendarzowy w formie uchwały podejmowanej nie później niż do końca pierwszego kwartału roku, na który cele te miały obowiązywać. Uszczegółowienie na rok 2018 nastąpiło z zachowaniem powyższego terminu, tj. 31 stycznia 2018 r.¹⁴⁹ W 2019 r. uchwała¹⁵⁰ w tej sprawie podjęta została 27 listopada 2019 r. natomiast cele zarządcze na lata 2020 i 2021 zostały uszczegółowione uchwałą¹⁵¹ z 28 maja 2021 r., co stanowiło naruszenie terminu wskazanego w uchwale Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017. Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

(akta kontroli tom V str. 51-52, 133-134, 158-159, 168-170)

Wypłata wynagrodzenia zmiennego w 2018 r. (za 2017 r.¹⁵²), w 2020 r. (za 2019 r.¹⁵³) oraz w 2021 r. (za 2020 r.), wynosiła odpowiednio 22,4 tys. zł,

¹⁴⁷ Mon. Pol. z 2019 r. poz. 1162. W 2020 r. kwota wynagrodzenia wynosiła 5227 zł x 250% = 13 067,50 zł.

¹⁴⁸ Uchwała RN nr 2/VIII/2017 z 28 czerwca 2017 r. i uchwała RN nr 19/VIII/2018 z 19 czerwca 2018 r.

¹⁴⁹ Uchwała RN nr 11/VIII/2018 z dnia 31 stycznia 2018 r. w sprawie uszczegółowienia dla Prezesa Zarządu Spółki na rok 2018 celów zarządczych, ustalenia wagi tych celów, a także obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania.

¹⁵⁰ Uchwała RN nr 39/VIII/2019 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie uszczegółowienia dla Prezesa Zarządu Spółki celów zarządczych na rok 2019, ustalenia wagi tych celów oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania.

¹⁵¹ Uchwała RN nr 11/IX/2021 z dnia 28 maja 2021 r. w sprawie zmiany uchwały RN nr 39/VIII/2019 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie uszczegółowienia dla Prezesa Zarządu Spółki celów zarządczych na rok 2019, ustalenia wagi tych celów oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania.

¹⁵² Za okres pełnienia funkcji Prezesa od 29 czerwca 2017 r. do 31 grudnia 2017 r.

¹⁵³ Za okres pełnienia funkcji Prezesa od 31 lipca 2019 r. do 31 grudnia 2019 r.

20,2 tys. zł oraz 54,1 tys. zł. W latach objętych kontrolą realizacja celów zarządczych kształtowała się na poziomie od 95% do 100%¹⁵⁴, przy czym RN nie uszczegóławiała ww. celów na lata 2019-2021 w terminie wynikającym z uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017. W związku z nieosiągnięciem jednego ze wskaźników w 2019 r., kwota wynagrodzenia uzupełniającego została, zgodnie z umową o zarządzanie z sierpnia 2019 r. proporcjonalnie obniżona. Wyплаты za 2019 (w 2020 r.) i za 2020 r. (w 2021 r.), były wyższe od kwot wyliczonych przez NIK przy zastosowaniu przepisów ustaw o budżecie o łączną kwotę 12,4 tys. zł i stanowiły odpowiednio 43,8% i 48,8% wynagrodzenia podstawowego należnego za ww. lata. Z powodu nieudzielenia przez ZW prezesom Zarządu absolutorium z wykonywania obowiązków¹⁵⁵, nie przyznano wynagrodzenia zmiennego za rok 2018 i za okres od 1 stycznia do 31 lipca 2019 r.

(akta kontroli tom V str. 121-122, 131, 133-134, 137, 139, 146-147, 149, 151, 158-159, 162, 177, 190, 194, 205)

5.3. W okresie objętym kontrolą RN dwukrotnie odwołała Prezesa Zarządu z pełnionej funkcji¹⁵⁶. Z uwagi na rozwiązanie umowy o zarządzanie z czerwca 2017 r.¹⁵⁷ z powodu naruszenia obowiązków służbowych oraz z uwagi na pełnienie funkcji przez okres krótszy niż 12 miesięcy w przypadku rozwiązania umowy o zarządzanie z kwietnia 2019 r., nie zaistniały przesłanki do wypłaty odprawy pieniężnej wynikające z § 11 ust. 1 ww. umów o zarządzanie.

(akta kontroli tom V str. 82, 84-85, 104, 106)

5.4. Wysokość wynagrodzenia członków RN została ustalona uchwałą Nadzwyczajnego ZW Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z ograniczoną odpowiedzialnością nr 2/2017 z dnia 28 czerwca 2017 r. w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń członków Rady Nadzorczej Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie Spółki z o. o.¹⁵⁸, jako iloczyn przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa GUS oraz mnożnika: 0,45 dla przewodniczącego RN, 0,35 dla zastępcy przewodniczącego RN i 0,30 dla członka RN, tj. w wysokościach nieprzekraczających limitu określonego dla spółki, o którym mowa w art. 4 ust. 2 pkt 2, stosownie do art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach. Uchwała Nadzwyczajnego ZW nr 2/2017 oraz Regulamin RN¹⁵⁹ nie przewidywały ograniczenia wynagrodzenia z powodu nieobecności na posiedzeniach oraz nie uzależniały jego wysokości od liczby odbytych posiedzeń. Wynagrodzenie za lata 2018-2019 członkowie RN otrzymali w wysokości uwzględniającej jako podstawę wymiaru przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2016 r. (tj. z uwzględnieniem przepisów ustaw o budżecie) oraz uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 2/2017. Natomiast od lutego 2020 r. (należne za styczeń 2020 r.) do grudnia 2021 r. (należne za listopad 2021 r.), wysokość wypłaconego wynagrodzenia nie uwzględniała przepisów ustaw o budżecie.

¹⁵⁴ Z pominięciem roku 2018, za który nie przyznano wynagrodzenia uzupełniającego.

¹⁵⁵ Uchwała Zwyczajnego ZW nr 3/2019 z dnia 5 czerwca 2019 r. i uchwała Zwyczajnego ZW nr 3/2020 i 4/2020 z dnia 15 czerwca 2020 r.

¹⁵⁶ Uchwała RN nr 24/VIII/2019 z dnia 23 kwietnia 2019 r., Uchwała RN nr 25/VIII/2019 z dnia 23 kwietnia 2019 r. i uchwała RN nr 31/VIII/2019 z dnia 31 lipca 2019 r.

¹⁵⁷ Uchwała RN nr 24/VIII/2019 z dnia 23 kwietnia 2019 r.

¹⁵⁸ Dalej: uchwała Nadzwyczajnego ZW nr 2/2017 lub uchwała w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń RN.

¹⁵⁹ Regulamin RN z dnia 10 września 1998 r. stanowiący załącznik nr 1 do Uchwały Jedynego Wspólnika z dnia 27 stycznia 2005 r. w sprawie tekstu jednolitego (dalej: Regulamin RN).

Ogółem w latach 2018-2021 członkom RN wypłacono wynagrodzenie brutto w wysokości 260,5 tys. zł, tj. o 27,9 tys. zł wyższe niż wyliczone przez NIK (232,6 tys. zł) według uchwały nr 2/2017 Nadzwyczajnego ZW oraz z zastosowaniem przepisów ustaw o budżetach. Powyższe opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*.

(akta kontroli tom V str. 33-37, 56-57, 211-215, 312-313)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności Spółki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

1. Wynagrodzenie stałe członków Zarządu od 26 kwietnia 2019 r. do 30 listopada 2021 r. zostało naliczone i wypłacone niezgodnie z § 3 ust. 2 uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017 i uchwały RN nr 19/VIII/2018 oraz art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach w związku z przepisami ustaw o budżetach.

Przepisy powyższych uchwał określały wysokość wynagrodzenia na poziomie 2,1 krotności podstawy wymiaru tj. 9247,94 zł brutto miesięcznie¹⁶⁰. Natomiast Spółka naliczyła kwoty wynagrodzenia stałego dla Prezesa w wysokościach: 10 649,63 zł brutto (od 26 kwietnia 2019 r.), 11 272,19 zł brutto (od 1 stycznia 2020 r.) i 11 876,40 zł brutto (od 1 stycznia 2021 r.), które stanowiły 2,1 krotność podstawy wymiaru w wysokości, odpowiednio: 5 071,25 zł; 5 367,71 zł oraz 5 655,43 zł. W okresie od 26 kwietnia 2019 r. do 30 listopada 2021 r. Spółka wypłaciła wynagrodzenie stałe w wysokości 362,1 tys. zł, tj. o 64,6 tys. zł wyższe niż wyliczone przez NIK (297,5 tys. zł) przy zastosowaniu ustaw o budżetach.

(akta kontroli tom V str. 50-51, 58-62, 127-130)

Przewodniczący RN pełniący funkcję od 26 listopada 2018 r. do chwili obecnej wyjaśnił, że do momentu kiedy iloczyn „podstawy wymiaru”¹⁶¹ wskazanej w § 3 ust. 3 uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017 i liczby 2,1 nie przekracza kwoty wynikającej z iloczynu 4,0 i „podstawy wymiaru” w rozumieniu art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach z uwzględnieniem ustaw o budżetach, to część stała wynagrodzenia pozostaje w zgodzie z przepisami ustaw. Zdaniem przewodniczącego RN przyjęta przez Nadzwyczajne ZW uchwała mająca zastosowanie w umowach o zarządzanie nie prowadzi do wypłaty wynagrodzenia wykraczającego poza granice wyznaczone przepisami prawa bezwzględnie obowiązującego oraz do jego zawyżenia.

(akta kontroli tom V str. 259-260)

Burmistrz Miasta Lubartów (dalej: Burmistrz) wyjaśnił, że w latach objętych kontrolą PEC była spółką spełniającą kryteria o których mowa w art. 4 ust. 2 pkt 2 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach co oznaczało, że wynagrodzenie stałe organu zarządzającego kształtowało się na poziomie od dwukrotności do czterokrotności podstawy wymiaru określonej w art. 1 ust. 3 pkt 11 ww. ustawy. Ponadto wynagrodzenie regulowała także uchwała Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017 oraz umowy zawierane każdorazowo z członkiem Zarządu, w których część stała wynagrodzenia została ustalona jako 2,1 krotności podstawy wymiaru. Z zestawienia przedstawionego przez Burmistrza wynika, że wypłacone Prezesowi Zarządu w latach 2019-2021 wynagrodzenie podstawowe, przy zastosowaniu podstawy wymiaru z czwartego kwartału 2016 r., mieści się w zakresie (pomiędzy dwukrotnością a czterokrotnością) przewidzianym dla Spółki przepisami ww. ustawy. Burmistrz wyjaśnił także, że przedmiotem ZW nie były uchwały o których mowa

¹⁶⁰ 2,1 x 4403,78 zł (podstawa wymiaru).

¹⁶¹ Określona w uchwale, jako definicja własna. Nie odsyła wprost do definicji zawartej w art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach.

w art. 228 pkt 2 Kodeksu spółek handlowych¹⁶².

(akta kontroli tom V str. 50-55, 76-83, 97-105, 118-126, 264-267)

W ramach nadzoru w 2021 r. Spółka objęta była kontrolą Komisji Rewizyjnej Rady Miasta Lubartów w przedmiocie *Analizy funkcjonowania Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Lubartowie pod kątem finansowo-organizacyjnym oraz inwestycyjno-modernizacyjnym*. Z protokołu pokontrolnego wynika, że zakres kontroli w kwestii wynagrodzeń członka Zarządu ograniczał się do udzielenia przez Prezesa informacji, na temat wysokości wypłaconego przez Spółkę w latach 2017-2021, wynagrodzenia uzupełniającego dla członków Zarządu. W protokole pokontrolnym nie formułowano żadnych uwag ani zaleceń w temacie wynagrodzeń.

(akta kontroli tom V str. 268-272, 286)

Były Prezes Zarządu pełniący tę funkcję od 23 kwietnia do 31 lipca 2019 r. wyjaśnił, że w zakresie naliczania wynagrodzeń nie miał podejrzeń odnośnie nieprawidłowego sposobu ich naliczania. Osoby, które miały w zakresie obowiązków powyższe czynności, były osobami doświadczonymi, posiadającymi wiedzę merytoryczną i praktykę, a w przypadku wątpliwości miały możliwość konsultacji ze służbami prawniczymi Spółki. Nadzór, kontrolę oraz osobistą odpowiedzialność nad gospodarką finansową i rachunkowością Spółki powierzono głównej księgowej natomiast naliczaniem wysokości wynagrodzeń, jak również sporządzaniem list płac zajmowała się kierownik Działu Kadr.

Uchwała Nadzwyczajnego ZW w sprawie zasad kształtowania wynagrodzeń nie była zmieniana i przewidywała wynagrodzenie członków Zarządu PEC na poziomie 2,1 krotności podstawy wymiaru zamrożonej przepisami ustaw o budżetowych, które wskazywały jako obowiązujące przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2016 r., tj. 4403,78 zł. Prezes przedstawił kontrolerowi NIK opinię prawną z dnia 31 stycznia 2020 r., z której wynika, że w latach 2018-2019 do wynagrodzeń członków Zarządu i RN miały zastosowanie przepisy ustaw o budżetowych, na mocy których podstawę wymiaru wynagrodzeń członków rad nadzorczych i zarządów stanowiła kwota 4403,78 zł. Pomimo wydanej opinii, Spółka nie dokonała korekty nieprawidłowo naliczonego wynagrodzenia.

(akta kontroli tom V str. 50-55, 253-255)

Wynagrodzenie zmienne za 2019 r. (od 31 lipca do 31 grudnia) oraz za 2020 r. zostało ustalone i wypłacone niezgodnie z § 4 ust. 1 uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017, § 2 ust. 4 uchwały RN nr 19/VIII/2018, § 5 ust. 1 pkt 2 umowy o zarządzanie z sierpnia 2019 r., a także art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach w związku z przepisami ustaw o budżetowych. Postanowienia ww. uchwał wskazywały również, że wynagrodzenie uzupełniające uzależnione jest od poziomu realizacji celów zarządczych i nie może przekroczyć 40% wynagrodzenia podstawowego z poprzedniego roku obrotowego, dla którego dokonywane jest obliczenie. RN uchwałą z dnia 3 lipca 2020 r.¹⁶³ oraz uchwałą z 27 lipca 2021 r.¹⁶⁴ przyznała wynagrodzenie uzupełniające w wysokości odpowiednio 20 234,30 zł i 54 106,51 zł, tj. 43,8% i 48,8% wynagrodzenia podstawowego należnego za ww. lata. Wypłacone wynagrodzenie przewyższało o kwotę 12,4 tys. zł brutto wynagrodzenie wyliczone przez NIK (62 tys. zł¹⁶⁵), według

¹⁶² Ustawa z dnia 15 września 2000 r. (Dz.U. z 2020 r. poz. 1526, ze zm.).

¹⁶³ Uchwała RN nr 1/IX/2020 z dnia 3 lipca 2020 r. w sprawie przyznania wynagrodzenia uzupełniającego za rok 2019.

¹⁶⁴ Uchwała RN nr 17/IX/2021 z dnia 27 lipca 2021 r. w sprawie przyznania wynagrodzenia uzupełniającego za rok 2020.

¹⁶⁵ 17 571,09 zł za 2019 r. oraz 44 390,10 zł za 2020 r.

uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017 oraz przepisów prawa powszechnie obowiązującego. Nieprawidłowo określona w ww. okresie wysokość wynagrodzenia stałego poprzez niezastosowanie przepisów ustaw o budżetach, w konsekwencji była przyczyną niewłaściwego naliczenia wynagrodzenia zmiennego.

W okresie od 26 kwietnia 2019 r. do 30 listopada 2021 r. ze środków Spółki wypłacono członkom Zarządu wynagrodzenie stałe i zmienne w łącznej wysokości 436,4 tys. zł brutto, tj. o 77 tys. zł brutto wyższe niż wynikało to z jego obliczenia uwzględniającego przepisy ustaw o budżetach (359,4 zł brutto).

(akta kontroli tom V str. 51, 59, 121-122, 127-131, 139, 151-152, 190, 194, 205)

2. W umowach o zarządzanie obowiązujących w latach 2018-2021, nierzetelnym było nieuregulowanie sposobu dokonania wyrównania do 100% wynagrodzenia, tj. czy należało uzupełnić je do kwoty netto, czy brutto. Brak unormowania w powyższym zakresie spowodował stosowanie niejednolitej metody obliczania wynagrodzenia podstawowego w miesiącach, w których występowała absencja chorobowa.

(akta kontroli tom V str. 58-66, 80, 102, 123, 219-242)

Prezes Zarządu wyjaśnił, że pierwotnie przyjęty sposób obliczeń prowadził do wypłaty wynagrodzenia netto wyższego niż w miesiącu, w którym nie występowała absencja chorobowa. Zrezygnowano jednak z powyższego sposobu traktując go, jako mniej przejrzysty i mniej korzystny dla Spółki. Od 2020 r. zmieniono metodę i przyjęto zasadę wypłaty wynagrodzenia w kwocie netto takiej samej, jak w miesiącu, w którym zasiłek chorobowy nie występował. Przyjęcie takiego rozwiązania, w ocenie Spółki, powodowało, że została spełniona przesłanka, jaką kierowano się przy zamieszczaniu przepisu o 100% wynagrodzeniu w umowach o zarządzanie, zgodnie z którym Zarządzający nie traci na wynagrodzeniu, jakie otrzymuje do wypłaty.

(akta kontroli tom V str. 290-294)

Przewodniczący RN, pełniący tę funkcję w okresie od 28 czerwca 2017 r. do 26 listopada 2018 r., wyjaśnił, że brak wskazania do jakiej kwoty należało wyrównać wynagrodzenie w przypadku absencji chorobowej, wynikał ze zwyczajowego przyjęcia, że w przypadku umów o pracę wynagrodzenie podaje się zawsze w wielkości brutto.

(akta kontroli tom V str. 76-83, 300)

3. Przy wyliczaniu zasiłków chorobowych dla członków Zarządu w styczniu, lutym i marcu 2019 r. oraz w grudniu 2020 r. w podstawie wymiaru zasiłku błędnie ujmowano wysokość kwot wynagrodzeń uzupełniających pomijając przepisy o ograniczeniu podstawy wymiaru składki na dobrowolne ubezpieczenie chorobowe wynikające z art. 20 ust. 3 ustawy o systemie ubezpieczeń społecznych. Ponadto przy rozliczaniu absencji chorobowej za okres od 22 grudnia 2020 r. do 1 stycznia 2021 r. pominięto ostatni dzień zwolnienia, przez co Spółka wypłaciła wynagrodzenie za styczeń 2021 r. w pełnej wysokości bez naliczenia zasiłku chorobowego za jeden dzień.

(akta kontroli tom V str. 192, 202-204, 216-242, 310)

Prezes Zarządu wyjaśnił, że sposób obliczenia zasiłku i brak zastosowania powyższych przepisów przy ustalaniu podstawy wymiaru zasiłku chorobowego, wynikał z błędu pracownika, który pomyłkowo zastosował przepisy dotyczące pracowników. Pomyłka nastąpiła także w wyliczeniu wynagrodzenia za styczeń 2021 r., gdzie nie została uwzględniona absencja chorobowa przypadająca na 1 stycznia 2021 r. Poinformował, że ww. nieprawidłowości zostaną skorygowane

poprzez ponowne przeliczenie podstawy do wypłaty zasiłków chorobowych za wskazane okresy, a także ponowne wyliczenie wynagrodzenia finansowanego ze środków Spółki oraz poprzez złożenie korekt stosownych deklaracji rozliczeniowych (DRA) i raportów imiennych (RCA i RSA) do Zakładu Ubezpieczeń Społecznych.

W pierwszym przypadku skutkiem uwzględnienia pełnej wysokości kwot wynagrodzenia zmiennego przy ustaleniu podstawy wymiaru zasiłku, było zawyżanie kwoty zasiłków i wypłata mniejszej kwoty wynagrodzenia stałego ze środków Spółki. Natomiast w drugim – brak naliczenia zasiłku chorobowego i wypłata wynagrodzenia w pełnej wysokości.

(akta kontroli tom V str. 296-297, 315)

4. RN nie uszczegóławiała celów zarządczych Prezesa na lata 2019-2021 w terminie do końca pierwszego kwartału danego roku, naruszając tym samym obowiązek wynikający z § 4 ust. 3 uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017. Uszczegółowienie na rok 2019 nastąpiło w drodze uchwały¹⁶⁶ podjętej w dniu 27 listopada 2019 r. Wypłata wynagrodzenia uzupełniającego za 2020 r. w kwocie 54 106,51 zł nastąpiła na podstawie celów zarządczych określonych po zakończeniu tego roku ponieważ uchwała¹⁶⁷ uszczegóławiająca dotycząca zarówno roku 2020, jak i 2021, została podjęta dopiero w dniu 28 maja 2021 r. W tym samym dniu RN podjęła także uchwałę¹⁶⁸ stwierdzającą realizację celów zarządczych w roku obrotowym 2020.

(akta kontroli tom V str. 51-52, 133, 137-138, 158-159, 190)

Przewodniczący RN wyjaśnił, że w 2019 r. plan gospodarczo-finansowy, którego elementem był m.in. plan inwestycji i remontów (cel zarządczy), został przedstawiony RN dopiero pod koniec marca, w związku z czym nie było możliwości podjęcia uchwały w sprawie uszczegółowienia celów zarządczych. Plan ten został przyjęty na posiedzeniu w dniu 23 kwietnia 2019 r., jednak zbiegł się w czasie z odwołaniem ówczesnego Prezesa i dalsze decyzje zostały odroczone z uwagi na konieczność zapoznania się nowego Prezesa ze sprawami Spółki. Przewodniczący podkreślił, że problematyka uszczegółowienia celów została przez niego zaproponowana w porządku obrad na posiedzenie RN w dniu 27 czerwca 2019 r. Nie została jednak rozpoznana w dniu posiedzenia, a z zapisu protokołu nie wynika powód odstąpienia od sprawy. W lipcu 2019 r. nastąpiła kolejna zmiana w składzie Zarządu PEC, co aktualizowało potrzebę wdrożenia następnego Prezesa w sprawy Spółki. Ostatecznie uchwałę w sprawie uszczegółowienia celów zarządczych na 2019 r. podjęto 27 listopada 2019 r., stosując zasadę kontynuacji i kształtując je analogicznie, jak w latach poprzednich. RN uznała, że sposób ujęcia ramowych celów zarządczych w uchwale Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017, pozbawia ją możliwości istotnego wpływania na ostateczny kształt celów, względem uchwał podejmowanych w tym zakresie w latach 2017 i 2018. Ponadto członkowie RN mieli odrębne zdanie na temat potrzeby podejmowania kolejnej uchwały w przypadku niezmienności celów. Dostrzeżono to przy okazji potrzeby oceny sprawozdania Zarządu za rok 2020, wobec czego w dniu 28 maja 2021 r. podjęto uchwałę

¹⁶⁶ Uchwała RN nr 39/VIII/2019 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie uszczegółowienia dla Prezesa Zarządu Spółki celów zarządczych na rok 2019, ustalenia wagi tych celów oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania.

¹⁶⁷ Uchwała RN nr 11/IX//2021 z dnia 28 maja 2021 r. w sprawie zmiany uchwały RN nr 39/VIII/2019 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie uszczegółowienia dla Prezesa Zarządu Spółki celów zarządczych na rok 2019, ustalenia wagi tych celów oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania.

¹⁶⁸ Uchwała RN nr 12/IX/2021 z dnia 28 maja 2021 r.

nr 11/IX/2021o zmianie uchwały nr 39/VIII/2019 z dnia 27 listopada 2019 r.¹⁶⁹. Przewodniczący RN zaznaczył, że kryteria dotyczące celów zarządczych są niezmiennie od 2017 r.

(akta kontroli tom V str. 260-261)

5. Wynagrodzenie członków RN w okresie od lutego 2020 r. do grudnia 2021 r. zostało naliczone i wypłacone niezgodnie z § 1 uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 2/2017 oraz art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach w związku z przepisami ustaw o budżetach. Członkom RN w ww. okresie wypłacono kwotę 139,3 tys. zł brutto¹⁷⁰, tj. o kwotę 27,9 tys. zł brutto więcej od kwoty wyliczonej przez NIK według uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 2/2017 oraz z uwzględnieniem ustaw o budżetach (111,4 tys. zł).

(akta kontroli tom V str. 56-57, 211-215, 311-312)

Prezes wyjaśnił, że wynagrodzenia członków RN były wypłacane zgodnie z treścią uchwały nr 2/2017 ZW, która od dnia podjęcia nie została zmieniona i Spółka nie dysponowała innymi regulacjami odnoszącymi się do kształtowania ww. wynagrodzeń. Dla wyjaśnienia kwestii prawidłowego ustalenia kwot wynagrodzeń w dniu 31 stycznia 2020 r. zasięgnięto opinii prawnej¹⁷¹, z której wynika, że w latach 2018-2019 (do 23 kwietnia) miały zastosowanie przepisy ustaw o budżetach. Zdaniem wydającego opinię, w 2020 r. obowiązywała kwota podstawy wymiaru z czwartego kwartału 2019 r., ogłoszona przez Prezesa GUS w dniu 20 stycznia 2020 r., wynosząca 5367,71 zł. Wskazano również, że w przypadku niepodjęcia przez uprawnione podmioty żadnych kroków prawnych, wynagrodzenia członków rad nadzorczych i zarządu miały być należne w wysokościach określonych w uchwałach (dot. RN) i w umowach o zarządzanie. Przyjęto założenie, że:

- jeśli w umowie o zarządzanie określono wynagrodzenie, jako iloczyn określonej liczby oraz podstawy wymiaru, to należało zastosować przeciętne wynagrodzenie z czwartego kwartału 2016 r. W sytuacji przyjęcia błędnej podstawy (np. za 2018 r. lub 2019 r.), możliwe było dochodzenie nadwyżki na podstawie przepisów o bezpodstawnym wzbogaceniu;
- jeżeli wynagrodzenie zostało zdefiniowane jako iloczyn określonej liczby oraz przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat z nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego, to zgodnie z umową o zarządzanie lub uchwałą, należało przyjąć ww. przeciętne wynagrodzenie za 2018 r. lub 2019 r. W przypadku określenia w umowie wynagrodzenia poprzez wskazanie konkretnej kwoty – przysługiwała ta kwota, bez możliwości żądania zwrotu nadwyżki.

(akta kontroli tom V str. 252-255)

Z informacji na stronie internetowej Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej¹⁷² wynika, że w dniu 24 grudnia 2019 r. ukazał się projekt ustawy o budżecie na 2020 r.¹⁷³, który w art. 30 wskazywał, że w roku 2020 podstawę wymiaru, o której mowa w art. 1 ust. 3 pkt 11 ustawy o wynagrodzeniach w spółkach stanowić będzie

¹⁶⁹ Uchwała w sprawie zmiany uchwały RN nr 39/VIII/2019 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie uszczegółowienia dla Prezesa Zarządu Spółki celów zarządczych na rok 2019, ustalenia wagi tych celów oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania.

¹⁷⁰ Od lutego 2020 r. 65 tys. zł i w 2021 r. 74,3 tys. zł (ostatnie wynagrodzenie dotyczyło listopada 2021 r.).

¹⁷¹ Korespondencja e-mail z dnia 31 stycznia 2020 r. od Pana Marcina Kęcika (radca prawny) adresowana do Spółki, w sprawie wynagrodzenia RN PEC i członków Zarządu.

¹⁷² <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/PrzebiegProc.xsp?nr=113> z dnia 24 stycznia 2022 r.

¹⁷³ Druk nr 113, 113-A (sejm.gov.pl), Druk nr 113 (sejm.gov.pl), art. 30 Projektu ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących realizacji ustawy budżetowej na rok 2020.

przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale 2016 r. Następnie w dniu 23 stycznia 2020 r. ustawa została uchwalona przez Sejm. Należało zatem w dniu 31 stycznia 2020 r. zakładać, że przepisy te wejdą w życie jako obowiązujące również na ten rok.

(akta kontroli tom V str. 313-314)

W odniesieniu do możliwości żądania przez PEC zwrotu zawyżonych kwot wypłaconego wynagrodzenia, NIK zauważa, że przepisy o bezpodstawnym wzbogaceniu nie stanowią jedynej podstawy dochodzenia roszczeń przez Spółkę. Przepisy art. 293 § 1 i 2 ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeksu spółek handlowych¹⁷⁴ stanowią, że członek zarządu, rady nadzorczej odpowiada wobec spółki za szkodę wyrządzoną działaniem lub zaniechaniem sprzecznym z prawem, lub postanowieniami umowy spółki, chyba że nie ponosi winy. Wyżej wymienieni powinni także przy wykonywaniu swoich obowiązków dołożyć staranności wynikającej z zawodowego charakteru swojej działalności. Ponadto według art. 50 ust. 1 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym¹⁷⁵, obowiązkiem osób uczestniczących w zarządzaniu mieniem komunalnym jest zachowanie szczególnej staranności przy wykonywaniu zarządu zgodnie z przeznaczeniem tego mienia i jego ochrona.

OCENA CZĄSTKOWA

NIK negatywnie ocenia realizację zadań w zakresie wynagradzania członków Zarządu oraz RN Spółki. Wynagrodzenia były naliczane i wypłacane z naruszeniem przepisów ustaw o budżetowych w zakresie wysokości podstawy wymiaru określonej w ustawie o wynagrodzeniach w spółkach. Nadzwyczajne ZW określiło zasady kształtowania wynagrodzeń członków organu zarządzającego, jednak RN na lata 2019-2021 nieterminowo uszczegóławiała wagi celów zarządczych, a także obiektywne i mierzalne kryteria ich realizacji i rozliczania.

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 wnioski:

Wnioski

1. Zapewnienie nabywania mialu węglowego spełniającego wymagania jakościowe określone w pozwoleniu Starosty i dokumentacji technicznej kotłów.
2. Wykorzystywanie w większym zakresie możliwości ważenia kontrolnego mialu węglowego, w szczególności w sytuacjach, gdy załadunek i ważenie odbyło się wcześniej niż faktyczna data dostawy, jak również rzetelne dokumentowanie podejmowanych czynności w tym zakresie.
3. Sporządzanie Planów rozwoju Spółki obejmujących elementy wymagane na podstawie art. 16 ust. 7 pkt 1, 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne.
4. Zawieranie umów o przyłączenie do sieci spełniających wszystkie wymagania określone w art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne.
5. Ustalanie wysokości opłaty za przyłączenie do sieci według stawek z taryfy dla ciepła znanych stronom w dniu zawarcia umowy.
6. Terminowe przekazywanie Starości kopii raportów o wielkości emisji oraz sprawozdań z ich weryfikacji, stosownie do art. 86 ust. 1 ustawy o systemie handlu EUA.

¹⁷⁴ Dz. U. z 2020 r. poz.1526, ze zm.

¹⁷⁵ Dz. U. z 2021 r. poz.1372, ze zm.

7. Wprowadzenie do porządku obrad ZW punktu dotyczącego podjęcia uchwały w sprawie roszczeń o naprawienie szkody wyrządzonej przy sprawowaniu zarządu oraz nadzoru w związku z dopuszczeniem do wypłacania wynagrodzeń członkom Zarządu i RN w zawyżonej wysokości, nieuwzględniającej przepisów ustaw okołobudżetowych oraz przekazanie do NIK uchwały ZW podjętej w tej sprawie.
8. Podejmowanie przez RN uchwał w sprawie uszczegółowienia celów zarządczych, określenia wag tych celów oraz obiektywnych i mierzalnych kryteriów ich realizacji i rozliczania w terminie wskazanym w § 4 ust. 3 uchwały Nadzwyczajnego ZW nr 1/2017.
9. Poinformowanie Burmistrza Miasta Lubartów o nieprawidłowościach stwierdzonych w niniejszej kontroli.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

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

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 21 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie 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

Lublin, 28 lutego 2022 r.

p.o. Dyrektor
Delegatury Najwyższej Izby Kontroli
w Lublinie

Kontrolerzy:

Ewa Kulik

Edward Szempruch

Główny specjalista kontroli państwowej

/-/

/-/

.....
podpis

.....
Podpis

Wojciech Szukała
Główny specjalista kontroli państwowej

/-/

.....
podpis

Paweł Szafran
Główny specjalista kontroli państwowej

/-/

.....
podpis

Agnieszka Kulik
Starszy inspektor kontroli państwowej

/-/

.....
podpis

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym dokonał:

Edward Szempruch — p.o. Dyrektor Delegatury NIK w Lublinie

/-/

.....
podpis