



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Delegatura w Szczecinie

LSZ.410.009.02.2021

Arkadiusz Biedulski
G-Term Energy Sp. z o.o.
Wymysłowice 1, 88-320 Strzelno

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

P/21/067 Wykorzystanie energii wód termalnych dla celów wytwarzania ciepła.

| | |
|---|---|
| <p>Jednostka kontrolowana</p> <p>Kierownik jednostki kontrolowanej</p> <p>Zakres przedmiotowy kontroli</p> <p>Okres objęty kontrolą</p> <p>Podstawa prawna podjęcia kontroli</p> <p>Jednostka przeprowadzająca kontrolę</p> <p>Kontrolerzy</p> | <h2 style="margin: 0;">I. Dane identyfikacyjne</h2> <p>G-Term Energy Sp. z o.o. w Wymysłowicach¹, Wymysłowice 1, 88-320 Strzelno.</p> <p>Arkadiusz Biedulski, Prezes Zarządu.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Planowane oraz realizowane udostępnianie i zagospodarowanie ciepła wód termalnych. 2. Zadania inwestycyjne związane z wykorzystaniem wód termalnych oraz źródła ich finansowania. 3. Efekty funkcjonowania ciepłowni geotermalnych. <p>Lata 2015-2021 (do dnia zakończenia czynności kontrolnych)² z uwzględnieniem informacji z lat wcześniejszych niezbędnych do oceny kontrolowanej działalności.</p> <p>Artykuł 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli³.</p> <p>Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Szczecinie⁴.</p> <p>Leszek Chwał, doradca techniczny, upoważnienie do kontroli nr LSZ//2021 z 20 kwietnia 2021 r.</p> <p>Karol Kośnik, specjalista kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LSZ/60/2021 z 9 kwietnia 2021 r.</p> <p style="text-align: right;">(akta kontroli str. 1-2, 347)</p> |
|---|---|

II. Ocena ogólna⁵ kontrolowanej działalności

| | |
|---|--|
| <p>OCENA OGÓLNA</p> <p>Uzasadnienie oceny ogólnej</p> | <p>Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia działalność jednostki w kontrolowanym zakresie.</p> <p>Spółka eksploatowała trzy otwory geotermalne zgodnie z postanowieniami i warunkami określonymi w koncesji, natomiast cztery nowe odwierty było w okresie próbnej eksploatacji. Wykorzystanie potencjału ujęcia dla obecnie użytkowanego otworu produkcyjnego GT-2 w badanym okresie wynosiło od 44% do ponad 55%. Wyprodukowane ciepło Spółka sprzedawała w całości komunalnemu Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej Spółka z o.o. ze Stargardu⁶, co pokrywało ok. 1/3 potrzeb ciepłowniczych zaspokajanych przez PEC, a po rozpoczęciu eksploatacji nowymi otworami będzie pokrywało ok. 2/3 ww. potrzeb. G-Term Energy dysponowała pozwoleniem wodnoprawnym na wprowadzanie wody popłucznej do rzeki Iny, którego postanowienia były przestrzegane.</p> <p>Spółka zawarła umowy z firmami zewnętrznymi na niezbędne usługi dotyczące: wykonania odwiertów, utrzymania chłonności czterech otworów oraz serwisowania trzech otworów eksploatacyjnych. Pracownicy zatrudnieni w Zakładzie Górniczym Geotermia Stargard⁷ posiadali aktualne uprawnienia energetyczne, odbywali też szkolenia z częstotliwością określoną w <i>Planie ruchu Zakładu Górniczego</i>⁸.</p> |
|---|--|

¹ Dalej: G-Term Energy lub Spółka.

² Czynności kontrolne zakończono 2 lipca 2021 r.

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

⁴ Dalej: NIK.

⁵ Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

⁶ Dalej: PEC.

⁷ Dalej: Zakład Górniczy.

⁸ Tj. w *Planie ruchu Zakładu Górniczego wydobywającego kopaliny otworami wiertniczymi „Geotermia Stargard” na eksploatację wód termalnych w okresie 17.04.2020 r. – 16.04.2026 r.* Dalej: *Plan ruchu*.

Spółka zapewniała środki na sfinansowanie realizacji zadań inwestycyjnych. Dofinansowany ze środków publicznych, projekt inwestycyjny, obejmujący wykonanie czterech dodatkowych odwiertów oraz modernizację instalacji naziemnych został wykonany w terminie i zwiększył w istotnym stopniu możliwości produkcyjne ciepłowni geotermalnej.

Funkcjonowanie instalacji geotermalnej w Stargardzie pozwalało uniknąć spalania rocznie blisko 9 tys. ton węgla kamiennego i emisji blisko 25 tys. ton CO₂ oraz innych związanych z tym szkodliwych produktów spalania węgla. Realizowana rozbudowa instalacji pozwoli na zwiększenie tych efektów do blisko 20 tys. ton węgla i m.in. ponad 50 tys. ton CO₂ rocznie.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁹ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Planowane oraz realizowane udostępnianie i zagospodarowanie ciepła wód termalnych.

Opis stanu faktycznego

1.1.-1.2. Budowę ciepłowni geotermalnej w Stargardzie rozpoczęło w 2000 r. Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych Geotermia Stargard Spółka z o.o. z siedzibą w Stargardzie¹⁰. Przedsiębiorstwo to przygotowało projekt realizacji ciepłowni oraz opracowało biznesplan przedsięwzięcia wraz z dokumentacją przedrealizacyjną. Pierwszy otwór eksploatacyjny (GT1) wykonano w 2001 r. następny otwór (GT2) w 2003 r. W 2005 r. zakończona została budowa napowierzchniowej części instalacji geotermalnej. Na przełomie lat 2004-2005 instalację geotermalną włączono do miejskiej sieci ciepłowniczej. W 2007 r. PUC uzyskało koncesję na wydobywanie wód termalnych. Postanowieniem Sądu Rejonowego w Szczecinie z 22 maja 2007 r. ogłoszono upadłość PUC. Od 2011 r. właścicielem instalacji geotermalnej było przedsiębiorstwo G-Term Energy, które mienie upadłego PUC nabyło od syndyka masy upadłościowej. Produkcja energii cieplnej z wykorzystaniem wód termalnych odbywała się w Zakładzie Górniczym Geotermia Stargard¹¹. Nowy właściciel w 2016 r. wykonał jeden otwór eksploatacyjny (GT3) a w 2020 r. cztery kolejne otwory (GT4-7). Spółka nie realizowała inwestycji towarzyszących, wykorzystujących ciepło lub bezpośrednio wody termalne¹².

(akta kontroli str. 35, 43, 48)

Po 2011 r. zakład był rozbudowywany i modernizowany. Nakłady inwestycyjne poniesione przez G-Term Energy od 2011 r. do czasu kontroli NIK wyniosły łącznie ok. 102,2 mln zł, z tego 18,4 mln zł w 2017 r. na wykonanie (w 2016 r.) odwiertu geotermalnego GT-3 i 80,9 mln zł na rozbudowę i modernizację instalacji napowierzchniowej i wykonanie czterech odwiertów zakończone w 2020 r. Źródłami środków na inwestycje były: kredyty bankowe w kwocie 15,7 mln zł, środki pozyskane z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko - 40,1 mln zł oraz 46,4 mln zł ze środków własnych w formie pożyczek od właściciela G-Term Energy i jego spółek.

(akta kontroli str. 55-56)

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

¹⁰ Dalej: PUC.

¹¹ Dalej: Zakład Górniczy. Zakład Górniczy obejmował odwierty oraz urządzenia naziemne. Pozostałe działy Spółki, m.in. służby finansowe, zlokalizowane były w siedzibie Spółki w Wymysłowicach.

¹² Np. baseny.

1.3. Liczba pracowników Spółki (według stanu na 31 grudnia danego roku), wynosiła: 13 osób w latach 2015, 2016 i 2018 oraz 14 osób w latach 2017, 2019 i 2020. Liczba zatrudnionych w dniu 30 kwietnia 2021 r. wynosiła 13 osób.

(akta kontroli str. 60-61)

Załogę Zakładu Górniczego tworzyli: dyrektor i energetyk (jedna osoba) oraz siedmiu dyspozytorów. Inne stanowiska przewidziane w strukturze organizacyjnej zajmowały osoby z firm zewnętrznych: kierownik ruchu, mierniczy górniczy, geolog górniczy oraz specjalista BHP i Ochrony Środowiska¹³.

(akta kontroli str. 65, 68)

W okresie objętym kontrolą pracownicy Zakładu Górniczego odbywali szkolenia w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy raz na trzy lata, tj. z częstotliwością określoną w *Planie ruchu*¹⁴ z marca 2020 r.

(akta kontroli str. 63, 69, 72)

Pracownicy zatrudnieni w Zakładzie Górniczym posiadali aktualne¹⁵ uprawnienia energetyczne w zakresie eksploatacji i dozoru: uprawnienia elektryczne pierwszej grupy i uprawnienia ciepłe drugiej grupy. Wszystkie uprawnienia były wydawane na okres pięciu lat.

(akta kontroli str. 69-71)

1.4. Dyrektor wyjaśnił: *W początkowym okresie po przejęciu majątku od syndyka, Spółka korzystała przede wszystkim z doświadczenia zewnętrznych firm oraz instytucji naukowych. Aktualnie, dzięki wieloletniemu doświadczeniu, większość zagadnień związanych z ujmowaniem, eksploatacją i zagospodarowaniem wód termalnych w Geotermii Stargard realizowana jest przez własny zespół pracowników z doświadczeniem w zakresie inżynierii, geologii i ochrony środowiska. Spółka korzysta również na bieżąco ze wsparcia technicznego i merytorycznego zewnętrznej firmy wiertniczej w zakresie prawidłowej eksploatacji i utrzymania odwiertów geotermalnych.*

(akta kontroli str. 38)

Spółka zawarła umowy z dwoma firmami zewnętrznymi: 22 maja 2020 r.¹⁶ oraz 1 lutego 2021 r.¹⁷

Zakres umowy z 22 maja 2020 r. obejmował dostawę i instalację / montaż m.in.: nadrzędnego systemu sterowania i wizualizacji w sterowni, wyposażenia rozdzielni elektrycznej, transformatora suchego, trzech pomp¹⁸, kolektora zbiorczego Dn 350, zespołu filtrów workowych i świecowych, dwusekcyjnego płytowego wymiennika ciepła z armaturą, zespołu dozowania środków chemicznych na dwa ciągi geotermalne, urządzeń elektrycznych¹⁹ oraz wykonanie połączeń rurociągowych otworów wydobywczych GT-6 i GT-7 wraz z kolektorem zbiorczym, uziomem wyrównawczym, rurociągami rozruchowymi i zaworami bezpieczeństwa.

Umowa z 1 lutego 2021 r. obejmowała wykonanie usług polegających na utrzymaniu chłonności otworów GT-1, GT-3, GT-4 i GT-5 oraz serwisowaniu otworów eksploatacyjnych GT-2, GT-6 i GT-7. Utrzymanie chłonności czterech otworów polegało na wykonywaniu m.in.: air-liftu, odpłukiwania zasypów, kwasowania, demontażu i montażu głowicy, natomiast serwisowanie trzech otworów eksploatacyjnych na m.in.: demontażu i zapuszczaniu pompy głębinowej, kontroli

¹³ Jedna osoba na każdym ze stanowisk.

¹⁴ Zatwierdzony decyzją nr POZ.9204.5.2020.WN Dyrektora Okręgowego Urzędu Górniczego w Poznaniu z 15 kwietnia 2020 r.

¹⁵ Ważne do 9 sierpnia 2021 r.

¹⁶ Dalej: umowa z 22 maja 2020 r.

¹⁷ Dalej: umowa z 1 lutego 2021 r.

¹⁸ Jednej zasilającej i dwóch obiegowych.

¹⁹ Takich jak transformatory pomp wydobywczych i falowniki.

stanu rur pompowych, wykonywaniu air-liftu, odpłukiwaniu zasypów, kwasowaniu otworów.

(akta kontroli str. 86-113)

1.5. Spółka dokonała zakupu zakładu geotermalnego w Stargardzie w 2011 r. wraz z infrastrukturą i terenem działki geodezyjnej nr 34. W 2013 r. zakupiła działkę nr 4/28, a w 2014 r. działkę nr 4/102.

(akta kontroli str. 38)

W Projekcie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy miasto Stargard Szczeciński na lata 2014-2029²⁰ zapisano, że gmina miasto Stargard posiadała korzystne warunki do rozwoju geotermii oraz, iż zakładana ilość wydobycia wód termalnych 1 752 000 m³/rok mogła w części zaspokoić potrzeby bytowe mieszkańców lub posłużyć do ogrzewania obiektów użyteczności publicznej. Strategia Rozwoju Społeczno-Gospodarczego Miasta Stargard Szczeciński zakładała, że głównym zadaniem było zasilanie w ciepło z Miejskiej Sieci Ciepłowniczej budynków rewitalizowanych, modernizowanych, wcześniej zasilanych w ciepło z lokalnych kotłowni.

W Aktualizacji projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Stargard²¹ zapisano, że: sieć ciepłownicza²² na terenie miasta należała do PEC, G-Term Energy uzyskała w 2017 r. dotację 40,1 mln zł na budowę odwiertów, planowano zwiększenie liczby otworów do siedmiu (trzech wydobywczych i czterech chłonnych). Stwierdzono ponadto, że w województwie zachodniopomorskim najbardziej perspektywiczne zasoby dyspozycyjne energii geotermalnej do wykorzystania na cele ciepłownicze skupione były w okolicach Stargardu, Dobrzan i Chociwła.

(akta kontroli str. 77, 80-81, 83, 114-116, 119-120)

1.6. Do czasu kontroli NIK Spółka eksploatowała łącznie trzy otwory, w tym jeden kierunkowy produkcyjny GT-2 oraz dwa chłonne proste GT-1 i GT-3. Dwa otwory kierunkowe produkcyjne GT-6 i GT-7 oraz dwa chłonne kierunkowe GT-4 i GT-5²³ znajdowały się na etapie eksploatacji próbnej. Wszystkie otwory geotermalne znajdowały się w centralnej części Niecki Szczecińskiej, w obrębie tektonicznej Jednostki Stargardzkiej. Odległość pomiędzy głowicami otworów GT-1 i GT-2 mierzona na powierzchni terenu wynosiła 11 m, a w poziomie eksploatowanej solanki 1 500 m. Odległości pomiędzy głowicami otworów GT-6 i GT-7, a głowicami otworów GT-3, GT-4 i GT-5 wynosiły około 400 m.

(akta kontroli str. 28-29, 32, 62-63)

Pochodzące z utworów jury dolnej wody termalne były wodami chlorkowo-sodowymi. Wody termalne z otworu wydobywczego GT-2 wypompowywano pompą głębinową²⁴, następnie kierowano do wymienników ciepła, a po schłodzeniu załączano do otworów chłonnych GT-1 i GT-3, do tej samej warstwy geologicznej, z której zostały pobrane.

Głębokości warstw wodonośnych otworów oznaczonych od GT-1 do GT-7 wynosiły odpowiednio: 2 773-3 056 m p.p.t.²⁵, 2 345-2 659 m p.p.t., 2 245-2 658 m p.p.t., dwukrotnie 2 450-2 900 m p.p.t., 2 684-2 942 m p.p.t. i 2 696-2 941 m p.p.t.

²⁰ Załącznik do uchwały Rady Miejskiej w Stargardzie nr XIII/133/2015 z dnia 24 listopada 2015 r.

²¹ Załącznik do uchwały Rady Miejskiej w Stargardzie nr III/42/2019 z dnia 29 grudnia 2019 r.

²² Długość całkowita sieci ciepłowniczej wynosiła 63 436 m, w tym sieci przesyłowej 39 589 m i przyłączy do budynków 23 847 m.

²³ Otwory GT-1 i GT-2 wywiercono na działce geodezyjnej nr 34, GT-6 i GT-7 na dz. nr 4/28, a GT-3, GT-4 i GT-5 na dz. nr 4/120.

²⁴ O maksymalnej wydajności 200 m³/h.

²⁵ Poniżej poziomu terenu.

Otworki od GT-1 do GT-3 wykonano kolejno w: 2001 r., 2003 r., 2016 r., pozostałe cztery²⁶ w 2020 r.

Przy wszystkich trzech otworach produkcyjnych zastosowano pompy głębinowe. Mineralizacja ogólna wody termalnej z otworów produkcyjnych GT-2, GT-6 i GT-7 wynosiła odpowiednio: 121-132 g/dm³, 116 g/dm³ i 129 g/dm³, jej temperatura na wypływie²⁷: 84 °C, 89 °C i 89 °C, natomiast najniższe temperatury po wykorzystaniu: 40 °C, 47 °C i 47,6 °C. Maksymalna wydajność eksploatacyjna wody termalnej wynosiła odpowiednio: 200 m³/h, 256 m³/h i 255 m³/h. W decyzji Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z 11 kwietnia 2017 r. wydajność eksploatacyjną określono na 1 752 000 m³/rok. Maksymalna wydajność zatłaczania wody termalnej do otworów chłonnych GT-1 i GT-3 wynosiła: 200 m³/h i 270 m³/h. Dla otworów GT-1 i GT-3²⁸ maksymalna ilość zatłaczanej wody termalnej otworem chłonnym wynosiła 1 752 000 m³/rok.

(akta kontroli str. 4, 12, 20-24, 62-63)

1.7. W badanym okresie obowiązywała koncesja wydana 12 kwietnia 2007 r. przez Ministra Środowiska²⁹, która dotyczyła dwóch otworów: wydobywczego GT-1 i chłonnego GT-2. Zakładała wydobywanie wód termalnych na poziomie 1 752 000 m³/rok. Koncesję z 2007 r. zmieniono dwoma decyzjami Ministra Środowiska z 3 lutego 2009 r. i 18 listopada 2011 r.³⁰ oraz decyzją Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z 11 kwietnia 2017 r.³¹ Na wniosek PUC w decyzji z 2009 r. zamieniono dotychczasowe funkcje otworów GT-1 i GT-2, przy założeniu wydobywania wód termalnych na poziomie 1 752 tys. m³/rok. Ww. decyzją z 2011 r. udzielono G-Term Energy koncesji na wydobywanie wód termalnych otworem GT-2. W decyzji z 2017 r. określono, że woda termalna mogła być włączana do złoża otworami chłonnymi GT-1 i GT-3.

(akta kontroli str. 3-6, 12-19, 43-49)

Żadna z koncesji nie dotyczyła czterech otworów oznaczonych: GT-4, GT-5, GT-6 i GT-7.

(akta kontroli str. 53)

Prezes wyjaśnił: *Spółka planuje wystąpić o zmianę aktualnie posiadanej koncesji (...) po zrealizowaniu pełnych badań hydrogeologicznych pozwalających ustalić zasoby złóż w nowych odwiertach. Do czasu zmiany koncesji otworki użytkowane są w ramach pompowań próbnych, które mogą być realizowane w okresie do 12 miesięcy od ich rozpoczęcia na podstawie § 335 ust. 7 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworkami wiertniczymi.*³²

(akta kontroli str. 54)

Kierownik ruchu Zakładu Górniczego wyjaśnił: *Odbiór końcowy wykonania otworów wiertniczych GT-4, GT-5, GT-6 i GT-7 wraz z ich instalacjami miał miejsce 30 listopada 2020 r. W tym dniu cztery nowe otworki zostały włączone do instalacji trzech istniejących otworów GT-1, GT-2 i GT-3. Od tej chwili rozpoczęły się próbne badania hydrologiczne celem określenia wielkości zasolenia i opracowania*

²⁶ GT-4 do GT-7.

²⁷ Na głowicy otworu produkcyjnego.

²⁸ Dla GT-3, jako otworu wspomagającego.

²⁹ Wydana PUC na okres 10 lat do 12 kwietnia 2017 r. Dalej: koncesja z 2007 r.

³⁰ Dalej: decyzja z 2009 r. i decyzja z 2011 r.

³¹ Na podstawie art. 34 ust. 1 i art. 161 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2021 r. poz. 1420); dalej: Prawo geologiczne i górnicze. W decyzji określono czas obowiązywania koncesji na 30 lat do 12 kwietnia 2037 r. Dalej: decyzja z 2017 r.

³² Dz. U. poz. 812.

dokumentacji dotyczącej czterech nowych otworów. Zakończenie badań będzie możliwe jesienią, po rozpoczęciu sezonu grzewczego, gdy będzie możliwe zmierzenie faktycznego ciśnienia w instalacji zatłaczającej solankę. Na podstawie wyników badań opracowana zostanie dokumentacja, w tym plan ruchu Zakładu Górniczego i projekt zagospodarowania złoża, które zostaną złożone w Urzędzie Marszałkowskim w celu zatwierdzenia. Kończącą czynnością będzie wystąpienie do Marszałka Województwa o zmianę warunków koncesji z uwzględnieniem czterech nowych otworów.

(akta kontroli str. 64)

G-Term Energy uzyskała decyzję Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego z 4 kwietnia 2013 r., udzielającą dziesięcioletniego pozwolenia wodnoprawnego na wprowadzanie oczyszczonych ścieków przemysłowych z ciepłowni geotermalnej w Stargardzie do wód powierzchniowych rzeki Iny³³.

W wyniku eksploatacji i okresowego płukania odwiertów i instalacji technologicznych powstawała woda popłuczna (solanka), którą Spółka gromadziła w zbiorniku³⁴, a następnie odprowadzała do rzeki Iny.

Rzeczywiste ilości odprowadzanych ścieków w latach 2015-2020 wyniosły od 3,16 tys. m³/rok do 10,89 tys. m³/rok³⁵ i nie przekroczyły maksymalnej wielkości 12,00 tys. m³/rok określonej w pozwoleniu wodnoprawnym z 2013 r.

(akta kontroli str. 7-11, 41-42, 62-63)

Roczne wydobycie przez G-Term Energy wody termalnej w poszczególnych latach 2015-2020 wynosiło odpowiednio: 1 448 369 m³, 1 285 356 m³, 1 246 846 m³, 1 678 400 m³, 1 546 060 m³ i 1 392 613 m³.

Roczne ilości wody termalnej zatłaczanej otworami chłonnymi w poszczególnych latach 2015-2020 wynosiły odpowiednio: 1 443 574 m³, 1 280 021 m³, 1 239 486 m³, 1 672 692 m³, 1 542 900 m³ i 1 381 728 m³.

Ww. ilości wydobywanej i zatłaczanej wody termalnej nie przekroczyły wielkości określonych w koncesji z 2007 r. i decyzjach z 2009 r. i z 2017 r.

(akta kontroli str. 4, 12, 26, 41-42, 44)

1.8. W badanym okresie nie wystąpiły trudności uniemożliwiające osiągnięcie zakładanych wydajności wydobycia wód termalnych, ani ich zatłoczenie otworem chłonnym do górotworu.

Głównym czynnikiem ograniczającym wydobycie kopaliny była konieczność usuwania skutków zjawiska korozji i kolmatacji występujących w strefie złożowej w otworach zatłaczających³⁶. Raz lub dwa razy w roku specjalistyczne firmy zewnętrzne czyściły otwory chłonne³⁷.

Istotnym czynnikiem wpływającym na wielkość wydobycia kopaliny było zmienne zapotrzebowanie na ciepło.

(akta kontroli str. 30, 62-63)

1.9. Moc geotermalnych wymienników ciepła wynosiła 12,6 MWt w latach 2015-2019 oraz 44,6 MWt w latach 2020-2021. Roczna produkcja ciepła geotermalnego w poszczególnych latach 2015-2020 osiągnęła wielkość odpowiednio: 213 610 GJ, 187 059 GJ, 186 457 GJ, 233 645 GJ, 226 281 GJ i 208 243 GJ, natomiast wydobycie wody termalnej: 1 448 369 m³, 1 285 356 m³, 1 246 836 m³, 1 678 400 m³, 1 546 060 m³ i 1 392 613 m³. Roczne zużycie energii elektrycznej w tym samym

³³Po zmieszaniu ze ściekami komunalnymi z oczyszczalni ścieków.

³⁴ Zbiornik o pojemności 3 500 m³ wykonano w słabo przepuszczalnym podłożu gliniastym uszczelnionym geomembraną.

³⁵ W poszczególnych latach: 4,80 tys. m³, 5,34 tys. m³, 7,36 tys. m³, 5,71 tys. m³, 3,16 tys. m³ i 10,89 tys. m³.

³⁶ Poprzez pompowanie oczyszczające i kwasowanie.

³⁷ Zabiegi takie jak: pompowanie, kwasowanie, prace perforacyjne z użyciem materiałów wybuchowych, perforacja zarurowania metodą strzałową.

okresie wyniosło: 1 543 MWh, 1 528 MWh, 2 024 MWh, 2 209 MWh, 2 042 MWh i 1 458 MWh.

G-Term Energy nie zużywała paliw kopalnych, ani nie produkowała ciepła z kotłowni.

(akta kontroli str. 26)

1.10. Wyprodukowane ciepło, pomniejszone o straty i potrzeby własne, Spółka sprzedawała PEC (miejskiej ciepłowni).

Zamówiona moc cieplna odbiorców wynosiła 4,0 MW_t. Roczna sprzedaż ciepła geotermalnego w poszczególnych latach okresu 2015-2020 wyniosła odpowiednio: 213 610 GJ (33% potrzeb ciepłowniczych w Stargardzie), 187 059 GJ (27,1%), 186 457 GJ (27,0%), 233 645 GJ (34,1%), 226 281 GJ (33,9%) i 208 243 GJ (31,4%).

(akta kontroli str. 26, 27)

Prezes Zarządu PEC wyjaśnił³⁸ (...) *Stosownym sposobem regulacji ilości wysyłanego do odbiorców ciepła (...) jest regulacja ilościowo-jakościowa. W okresie poza sezonem grzewczym stosowana jest (...) regulacja ilościowa, przy której ilość doprowadzanego do odbiorców ciepła regulowana jest poprzez regulację natężenia przepływu strumienia wody w obiegu ciepłowniczym, przy stałej temperaturze wyjściowej 75 °C. W ciągu sezonu grzewczego stosowana jest regulacja jakościowa (...) do temperatury 125 °C nośnika ciepła wychodzącego ze źródła ciepła. Dla warunków atmosferycznych, kiedy temperatury zewnętrzne są niższe od temperatury, która wg tabeli regulacyjnej odpowiada parametrom nośnika ciepła 125 °C, stosuje się regulację ilościową stosownie do wielkości mocy zapotrzebowanej przez odbiorcę.*

(akta kontroli str. 50-52)

1.11. W zakresie maksymalizacji sprzedaży ciepła geotermalnego w latach 2015-2021 Spółka nie podejmowała innych działań poza wykonaniem i włączeniem do użytkowania w 2016 r. otworu chłonnego GT-3 wraz z budową rurociągu przesyłowego wody termalnej, pitnej, linii światłowodowej oraz kablowej SN i NN.

Wykorzystanie potencjału ujęcia wód termalnych (otwór GT-2) określono poniżej, porównując rzeczywistą roczną produkcję ciepła geotermalnego, w danym roku na potrzeby jego dalszego zagospodarowania w GJ ($Q_{rzeczyw.}$), do ilości ciepła geotermalnego potencjalnie możliwego do pozyskania z eksploatowanego ujęcia w ciągu roku w GJ ($Q_{potenc.}$), odpowiadającej całorocznemu wykorzystaniu wody termalnej, eksploatowanej z maksymalną dopuszczoną koncesją wydajnością (200 m³/h), przy jej schłodzeniu od temperatury wody na wypływie (84°C) do umownej temperatury wody po wykorzystaniu wynoszącej 25°C³⁹. Wykorzystanie potencjału ujęcia wód termalnych (otworem GT-2) w latach 2015-2020 wyniosło odpowiednio: 50,4%, 44,2%, 44,0%, 55,2%, 53,4% i 49,2%.

(akta kontroli str. 50-52)

1.12.-1.13. Spółka nie prowadziła budowy instalacji w czasie trwania kontroli NIK.

Dyrektor wyjaśnił: *W celu doskonalenia i optymalizacji działalności, jak również propagowania swoich doświadczeń, Spółka (...) jest m.in. członkiem Polskiego Stowarzyszenia Geotermalnego (...) Od 2013 r. G-Term jest (...) obecny na Ogólnopolskich Kongresach Geotermalnych organizowanych co dwa lat przez PSG*

³⁸ Informacje pozyskane na podstawie art. 29 ust. 1 pkt 2 lit f ustawy o NIK.

³⁹ I tak, wykorzystanie potencjału ujęć np. w 2020 r. (w %) = $100 \cdot Q_{rzeczyw.} / Q_{potenc.}$, gdzie $Q_{potenc.} = t \cdot V_{max} \cdot q_w \cdot C_w \cdot (T_p - T_z) = 35,9 \cdot 200 \text{ m}^3/\text{h} \cdot (84 - 25) \text{ }^\circ\text{C} = 423 620 \text{ GJ}$, gdzie stała o wartości 35,9 stanowi wynik przeliczenia czasu (rok = 8760 h) oraz gęstości i ciepła właściwego wody ($4,1 \cdot 10^{-3} \text{ GJ} / \text{m}^3 \text{ }^\circ\text{C}$). Wykorzystanie potencjału ujęć w 2020 r. wyniosło $100 \cdot 208 243 \text{ GJ} / 423 620 \text{ GJ} = 49,2\%$.

(...). Spółka (...) współpracuje m.in. z Geotermią Pyrzyce, która (...) napotyka podobne problemy związane z eksploatacją (głównie dotyczące zatłaczania i wysokiego zasolenia). Dzięki współpracy (...) wprowadzony został m.in. program miękkiego i super miękkiego kwasowania, a obecnie Spółka (...) planuje opracowanie pilotażowego projektu zatłaczania wraz z solanką przemysłowych ilości CO₂. (...) G-Term Energy w zakresie utrzymania zdolności chłonnych otworów geotermalnych współpracuje również z firmą (...), tj. spółką posiadającą największe doświadczenie w wykonywaniu odwiertów geotermalnych w Polsce. Dzięki tej współpracy G-Term utrzymuje bardzo dobre parametry wydajnościowe, a (...) to głównie problemy z zatłaczaniem solanki przyczyniły się do upadku poprzedniego właściciela ciepłowni w Stargardzie. Wysokie zasolenie wód termalnych (...), które zawierają duże ilości litu, potasu, bromu czy magnezu, może być (...) szansą na nowe możliwości. (...) Spółka nawiązała kontakt z Państwowym Instytutem Geologicznym w celu oceny możliwości i opracowania technologii pozyskiwania tych pierwiastków z ujmowanych wód termalnych.

(akta kontroli str. 58-59)

Stwierdzone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

NIK pozytywnie ocenia działalność G-Term Energy w kontrolowanym zakresie. Spółka eksploatowała trzy otwory geotermalne zgodnie z postanowieniami i warunkami określonymi w koncesji, natomiast cztery nowe odwierty były w okresie próbnej eksploatacji, której końcowym efektem będzie zmiana posiadanej koncesji. Wykorzystanie potencjału ujęcia dla użytkowanego otworu produkcyjnego wynosiło 49,2 %.

2. Zadania inwestycyjne związane z wykorzystaniem wód termalnych oraz źródła ich finansowania.

2.1 Prace konieczne do wykonania dla wznowienia produkcji energii cieplnej (co nastąpiło w 2012 r.) zostały w całości sfinansowane ze środków własnych Spółki. Prace te obejmowały m.in. przywrócenie możliwości zatłaczania schłodzonej wody do złoża. Wymagało to udroźnienia poprzednio wykorzystywanych odwiertów. Pierwotnie wykorzystywany jako wydobywczy odwiert GT-1 został przeznaczony do zatłaczania schłodzonej wody a odwiert chłonny GT-2 został wykorzystany do wydobywania gorącej wody ze złoża. Operacja zamiany przeznaczenia odwiertów poprzedzona została czyszczeniem (płukaniem) niedroźnego złoża w rejonie odwiertu GT-2. Wszystkie prace remontowe konieczne dla ponownego uruchomienia Geotermii, w tym także remonty urządzeń naziemnych, zostały sfinansowane przez Spółkę ze środków własnych.

(akta
kontroli str. 158)

2.2.–2.3. Spółka w badanych latach przeprowadziła inwestycje w zakresie wytwarzania ciepła. Inwestycje polegały na wykonaniu nowych odwiertów oraz modernizacji urządzeń naziemnych m.in. wymienników ciepła, filtrów, układu sterowania.

W 2016 r. został wykonany dodatkowy odwiert chłonny GT-3. Wykonanie tego odwiertu zwiększyło bezpieczeństwo eksploatacji instalacji, gdyż woda wydobywana z odwiertu GT-2 po schłodzeniu zatłaczana mogła być do dwóch otworów (a nie jak

poprzednio do jednego). Ułatwiło to także przeprowadzanie czynności przywracających chłonność złoża. Koszt wykonania odwiertu GT-3 wyniósł 18,4 mln zł. Wykonanie ww. inwestycji zostało w całości sfinansowane ze środków własnych Spółki.

(akta kontroli str. 55-56)

Od marca 2017 r. Spółka realizowała projekt inwestycyjny pn. *Wykonanie odwiertów geotermalnych w Stargardzie*. Zakres projektu obejmował wykonanie 4 odwiertów geotermalnych oraz wykonanie połączeń technologicznych. Ponadto w ramach przedmiotowego projektu przeprowadzono rozbudowę instalacji technologicznych (wymienniki ciepła i inne urządzenia ciepłowni geotermalnej). Przedsięwzięcie stanowiło rozbudowę istniejącej Geotermii o kolejne otwory GT-4, GT-5, GT-6 i GT-7. Przedsięwzięcie przewidywało wykonanie odwiertów kierunkowych wraz z zastosowaniem pomp o podwyższonych parametrach.

W ramach ww. projektu zrealizowano następujące zadania inwestycyjne:

Zadanie 1 – Przygotowanie i wiercenie otworu GT – 6 w interwale 0-2700 m,

Zadanie 2 – Przygotowanie i wiercenie otworu GT – 7 w interwale 0-2700 m,

Zadanie 3 – Przygotowanie i wiercenie otworu GT – 4 w interwale 0-2600 m,

Zadanie 4 – Przygotowanie i wiercenie otworu GT – 5 w interwale 0-2600 m,

Zadanie 5 – Modernizacja instalacji geotermalnej,

Zadanie 6 – Zakup oprogramowania.

(akta kontroli str. 313)

Koszt całkowity omawianego projektu inwestycyjnego wyniósł 95,94 mln zł (brutto). Projekt uzyskał dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Wydatki kwalifikowane oszacowano na kwotę 72,1 mln zł. Wysokość uzyskanego dofinansowania wynosiła 40,11 mln zł (tj. 55,63% wydatków kwalifikowanych). Udział własny w wysokości 31,98 mln zł Spółka sfinansowała z kredytów w wysokości 15,7 mln zł i z pożyczek właścicielskich.

(akta kontroli str. 56, 312)

2.4.-2.5. W latach 2015-2020 Spółka wnioskuje i uzyskała dofinansowanie na realizację projektu inwestycyjnego *Wykonanie odwiertów geotermalnych w Stargardzie* opisanego w pkt 2.2.-3. Umowa na dofinansowanie ww. projektu została podpisana 24 listopada 2017 r. Zgodnie z umową zakończenie robót i przekazanie do eksploatacji przewidziano na 30 listopada 2020 r. Zakres rzeczowy projektu został zrealizowany w terminie. Do czasu kontroli NIK nowe cztery odwierty (GT-4, GT-5, GT-6 i GT-7), których odbiór techniczny nastąpił w listopadzie 2020 r. poddawane były próbnym badaniom hydrologicznym celem określenia wielkości zasolenia i opracowania dokumentacji pozwalającej na wystąpienie o zmianę pozwoleń eksploatacyjnych. Zmodernizowane w ramach projektu elementy infrastruktury naziemnej (m.in. filtry, wymiennik ciepła, system sterowania) zostały włączone do eksploatacji.

(akta kontroli str. 64, 312)

2.6. Jak wynika z rocznych sprawozdań finansowych za lata 2015-2020 w okresie tym Spółka na bieżąco realizowała zobowiązania wobec kontrahentów. Spółka nie odnotowała problemów z pozyskaniem środków niezbędnych do realizacji zaplanowanych inwestycji.

(akta kontroli str.159, 221)

2.7. Prezes Zarządu przedstawił opinię m.in. na temat napotykanych barier związanych z geotermalnymi instalacjami ciepłowniczymi: (...) w przypadku nowych projektów istotne znaczenie może mieć zmniejszenie ustalonej w rozporządzeniu Ministra Środowiska obniżki opłaty za wykorzystanie informacji geologicznej z 99%

do 95%. Oznacza to bowiem pięciokrotny wzrost tych kosztów, które w efekcie mogą sięgnąć kilkuset tysięcy złotych a w przypadku mniejszych gmin jest to już potencjalnie bardzo znacząca kwota. W celu propagowania geotermii jako najczystszej (praktycznie bezemisyjnego) i bardzo efektywnego rozwiązania w ciepłownictwie warto rozważenia byłoby również obniżenie stawki VAT na ciepło z takich źródeł. Geotermia, jak każde OZE, wymaga dla rozwoju wsparcia ze strony państwa, a niższa stawka VAT jako systemowe narzędzie stanowiłaby bardzo dobry mechanizm zachęty, gdyż bezpośrednio przekłada się na zmniejszenie ceny za ciepło dla mieszkańców ułatwiając konkurencję z innymi, mniej ekologicznymi źródłami.

(akta kontroli str. 308)

2.8.-2.9. W badanych latach Spółka realizowała objęty dofinansowaniem ze środków publicznych projekt inwestycyjny opisany w pkt 2.4.-2.5. W marcu 2021 r. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej⁴⁰ przeprowadził planową kontrolę na zakończenie realizacji ww. projektu. Kontrolerzy NFOŚiGW w wyniku przedmiotowej kontroli potwierdzili, że zakres rzeczowy projektu został zrealizowany zgodnie z umową o dofinansowanie, z wyjątkiem rozbieżności między mocą cieplną osiągniętą przez wybudowaną instalację (12,3 MW) a mocą planowaną (12 MW). Kontrolerzy stwierdzili (...) rozbieżność między nominalną mocą cieplną (po stronie wody miejskiej) wybudowanej instalacji geotermalnej, która wynosi 12,30 MW (...), a zapisami we Wniosku o Dofinansowanie oraz w Umowie o dofinansowanie, gdzie wskazano, że planowana moc nominalna instalacji geotermalnej wynosi 12,00 MW. W pozostałym zakresie potwierdzono zgodność zrealizowanego zakresu rzeczowego projektu z zapisami wynikającymi z dokumentów odniesienia, tj. wniosku o dofinansowanie i umowy o dofinansowanie.

)

(..) nie odnotowano wykonania robót / dostaw niezgodnych z warunkami umowy o dofinansowanie i umowami z wykonawcami. (...). Wybudowana infrastruktura jest eksploatowana zgodnie z przeznaczeniem. Nie odnotowano symptomów, które mogłyby świadczyć o występowaniu zagrożenia dla zachowania trwałości projektu.

(akta kontroli str. 327-328)

W związku z osiągnięciem wyższej niż pierwotnie zakładano mocy cieplnej instalacji powstałej w wyniku realizacji projektu, kontrolerzy NFOŚiGW dokonali wyliczenia skorygowanej wysokości dofinansowania.

Ze względu na wyższy niż zakładano przyrost mocy (na etapie wnioskowania o pomoc zakładano 12 MW i na tej podstawie określono dopuszczalną kwotę dotacji), udzielona dotacja w wysokości 40 113 600 zł stanowi pomoc o intensywności 60,0548%, a więc przekracza dopuszczalną intensywność pomocy publicznej wynoszącą 60%.

Wyliczenie maksymalnej dopuszczalnej pomocy:

– koszty kwalifikowalne: 72 1000 000,00 zł

koszt inwestycji referencyjnej (instalacja konwencjonalna o mocy 12,3 MW):

5 304 990,00 zł

⁴⁰ Dalej: NFOŚiGW.

– różnica pomiędzy kosztem kwalifikowanym wybudowanej instalacji, a kosztem inwestycji referencyjnej: 72 1000 000,00 zł – 5 304 990,00 zł = 66 795 010,00 zł.

– maksymalna intensywność pomocy: 60%.

– maksymalna kwota pomocy: 60% x 66 795 010,00 zł = 40 077 006,00 zł.

Dofinansowanie udzielone Beneficjentowi na projekt pn. „Wykonanie odwiertów geotermalnych w Stargardzie” będzie spełniać warunki określone w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, pod warunkiem zmniejszenia kwoty dofinansowania do 40 077 006,00 zł.

(akta kontroli str. 338-339)

Postulowana korekta finansowa wynosiła 36 594 zł i stanowiła 0,091% pierwotnie przyznanej kwoty dofinansowania.

W zaleceniach pokontrolnych Spółka została zobligowana do uzgodnienia z NFOŚiGW działań, jakie należy podjąć w celu dochowania pełnej zgodności dofinansowania z przepisami rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020⁴¹, w związku z zaistniałymi zamianami w parametrach wybudowanej instalacji geotermalnej w stosunku do zapisów umowy o dofinansowanie.

(akta kontroli str. 344)

Do czasu zakończenia kontroli NIK uzgodnienia pomiędzy Spółką a NFOŚiGW w przedmiotowym zakresie nie zostały zakończone.

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

W wyniku przeprowadzonych remontów i inwestycji sfinansowanych ze środków własnych Spółka przywróciła zdolności produkcyjne zakupionego od syndyka masy upadłościowej zakładu. Wykonanie dodatkowego otworu chłonnego GT-3, sfinansowanego w całości ze środków własnych Spółki zmniejszyło ryzyko awarii systemu spowodowanej problemami z załączaniem do złoza schłodzonej wody. Projekt inwestycyjny dofinansowany ze środków publicznych obejmujący wykonanie czterech dodatkowych odwiertów oraz modernizację instalacji naziemnych został wykonany w terminie i zwiększył w istotnym stopniu możliwości produkcyjne zakładu. Spółka zapewniła środki na sfinansowanie działań inwestycyjnych.

3. Efekty funkcjonowania ciepłowni geotermalnych.

3.1. W latach 2015-2021 Spółka zrealizowała ze środków własnych inwestycję budowy nowego otworu chłonnego GT-3 oraz zrealizowała projekt inwestycyjny pn. *Wykonanie odwiertów geotermalnych w Stargardzie* opisany w pkt 2.2-2.3. Jedynym

⁴¹ Dz.U. poz.1941 ze zm.

odbiorcą ciepła wytworzonego przez Spółkę było przedsiębiorstwo komunalne PEC będące właścicielem i operatorem sieci ciepłowniczej w Stargardzie. Do czasu kontroli NIK instalacja geotermalna pokrywała ok. 30% zapotrzebowania PEC na ciepło.

Prezes Zarządu wyjaśnił: *Na podstawie wieloletniej eksploatacji instalacji Spółka była w stanie precyzyjnie określić przyszłą wydajność po realizacji projektu oraz związaną z nią sprzedaż ciepła (która uzależniona jest od zapotrzebowania sieci ciepłowniczej). Również koszty inwestycji mogły być oszacowane w dość dużym przybliżeniu. Podstawowym założeniem przyjętym przed realizacją projektu, było uzyskanie finalnej ceny ciepła nieprzekraczającej poziomu z już obowiązującej umowy z PEC a jednocześnie pozwalającej na spłatę zobowiązań zaciągniętych w związku z realizacją projektu.*

(akta kontroli str. 308)

3.2. W latach 2015 – 2020 Spółka osiągnęła:⁴²:

– przychody sprzedaży ciepła geotermalnego w wysokości: 5 016 tys. zł, 4 431 tys. zł, 4 399 tys. zł, 5 439 tys. zł, 5 632 tys. zł, 6 156 tys. zł.

– wynik finansowy netto w wysokości: -505 tys. zł, -1 378 tys. zł, -678 tys. zł, -1 068 tys. zł, -998 tys. zł, -2 146 tys. zł.

– zobowiązania Spółki wynosiły: 9 550 tys. zł, 24 261 tys. zł, 23 833 tys. zł, 22 766 tys. zł, 69 210 tys. zł, 112 506 tys. zł. W tym wymagalne (do 12 miesięcy) było: 193 tys. zł, 729 tys. zł, 1 406 tys. zł, 198 tys. zł, 328 tys. zł, 644 tys. zł.

Na podstawie danych finansowych Spółki ustalono, iż wskaźnik rentowności netto sprzedaży⁴³ w latach 2015-2020 wynosił: -6,3%, -22,7%, -29,4%, -8,5%, -8,6%, -37,0%.

Wskaźnik rentowności netto sprzedaży w latach 2015-2020 liczony bez uwzględnienia amortyzacji wynosił: 33,7%, 22,7%, 20,2%, 45,6%, 42,0%, 15,1%.

Wskaźnik płynności bieżącej⁴⁴ w latach 2015-2020 wynosił: 3,12; 0,34; 0,21; 0,25; 0,89; 1,17.

Wskaźnik płynności szybkiej⁴⁵ w latach 2015-2020 wynosił: 3,05; 0,32; 0,20; 0,24; 0,88; 1,16.

(akta kontroli str. 127-129, 149-151, 168-170, 189-191, 199, 218-221, 266-269)

Prezes Zarządu wyjaśnił: *Specyfika geotermii polega na tym, że wymaga relatywnie dużych nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji ale późniejsze koszty bieżące funkcjonowania są niskie, a podstawowym składnikiem cenotwórczym jest amortyzacja.*

(akta kontroli str. 309)

3.3. Jedynym odbiorcą ciepła produkowanego przez Spółkę było PEC. Ceny ciepła geotermalnego dostarczanego do PEC oraz wielkość sprzedaży w badanym okresie wynosiły:

⁴² Dane podawane w kolejności od 2015 do 2020 r.

⁴³ Liczony, jako stosunek wyniku finansowego netto do przychodów ze sprzedaży.

⁴⁴ Liczonej, jako stosunek aktywów obrotowych do zobowiązań krótkoterminowych.

⁴⁵ Liczonej, jako różnica aktywów obrotowych, zapasów i krótkoterminowych rozliczeń międzyokresowych w stosunku do zobowiązań krótkoterminowych.

- 2015 r.: od stycznia do sierpnia 23,84 zł/GJ – wielkość sprzedaży 138 991 GJ, od września do grudnia 23,56 zł/GJ – wielkość sprzedaży 74 619 GJ, łączna wielkość sprzedaży w roku 213 610 GJ.
- 2016 r.: od stycznia do sierpnia 23,56 zł/GJ – wielkość sprzedaży 129 153 GJ, od września do grudnia 23,97 zł/GJ – wielkość sprzedaży 57 906 GJ, łączna wielkość sprzedaży w roku 187 457 GJ.
- 2017 r.: od stycznia do sierpnia 23,87 zł/GJ – wielkość sprzedaży 106 316 GJ, od września do grudnia 23,09 zł/GJ – wielkość sprzedaży 80 141 GJ, łączna wielkość sprzedaży w roku 186 457 GJ.
- 2018 r.: od stycznia do sierpnia 23,09 zł/GJ – wielkość sprzedaży 153 830 GJ, od września do grudnia 23,64 zł/GJ – wielkość sprzedaży 79 815 GJ, łączna wielkość sprzedaży w roku 233 645 GJ.
- 2019 r.: od stycznia do sierpnia 23,64 zł/GJ – wielkość sprzedaży 156 588 GJ, od września do grudnia 27,70 zł/GJ – wielkość sprzedaży 69 693 GJ, łączna wielkość sprzedaży w roku 266 281 GJ.
- 2020 r.: od stycznia do sierpnia 27,70 zł/GJ – wielkość sprzedaży 133 573 GJ, od września do grudnia 32,89 zł/GJ – wielkość sprzedaży 74 670 GJ, łączna wielkość sprzedaży w roku 213 610 GJ.
- 2021 r.: w styczniu 32,89 zł/GJ – wielkość sprzedaży 14 563 GJ, od lutego do czerwca 29,89 zł/GJ – wielkość sprzedaży 113 167 GJ, łączna wielkość sprzedaży w półroczu 127 725 GJ.

(akta kontroli str. 345)

W sprawie konkurencyjności ciepła geotermalnego Prezes Zarządu wyjaśnił: *Analizując taryfę PEC Stargard można stwierdzić, że cena sprzedaży ciepła z Geotermii Stargard jest niższa niż cena wytworzonego w innych źródłach i podobna relacja jest zauważalna w porównaniu do cen ciepła oferowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w innych miastach.*

(akta kontroli str. 308)

3.4. W latach 2015 – 2021 (I półrocze) Spółka na płatności publicznoprawne wydatkowała 5 709,9 tys. zł, z czego: 1 133,9 tys. zł w 2015 r., 753,3 tys. zł w 2016 r., 636,3 tys. zł w 2017 r., 1 306,8 tys. zł w 2018 r., 1 085,1 tys. zł w 2019 r., 495,5 tys. zł w 2020 r. i 299 tys. zł w 2021 (I półrocze). Nie wystąpiły zaległości w płatnościach ww. zobowiązań.

(akta kontroli str. 346)

3.5. W latach objętych kontrolą Geotermia w sprawozdaniach przesyłanych do Miasta Stargard, NFOŚiGW oraz Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego, wykazywała zerową stawkę eksploatacyjną za wydobycie wody termalnej, co było zgodne ze stawkami ogłoszonymi przez ministra właściwego do spraw środowiska w obwieszczeniach⁴⁶ wydanych na podstawie art. 136 ust. 2 ustawy Prawa geologicznego i górniczego.

(akta kontroli str. 306)

3.6. W sprawie ewentualnych, dostrzegalnych barier i utrudnień związanych z uiszczaniem płatności publicznoprawnych, oraz wpływu ich wysokości na sytuację finansową Spółki Prezes Zarządu wyjaśnił, że: *Płatności publicznoprawne uiszczane*

⁴⁶ Zgodnie z obwieszczeniem Ministra Środowiska z dnia: 8 sierpnia 2014 r. (M.P. z 2014 r. poz. 705), 25 sierpnia 2015 r. (M.P. z 2015 r. poz. 817), 23 sierpnia 2016 r. (M.P. z 2016 r. poz. 888), 5 września 2017 r. (M.P. z 2017 r. poz. 868), 16 lipca 2018 r. (M.P. z 2018 r. poz. 725), 17 września 2019 r. (M.P. z 2019 r. poz. 927) oraz 28 września 2020 r. (M.P. z 2020 r. poz. 894).

przez Geotermię nie stanowią istotnych barier czy utrudnień dla funkcjonowania instalacji.

(akta kontroli str. 308)

3.7. W sprawie efektów ekologicznych wynikających z prowadzonej działalności Prezes Zarządu wyjaśnił: *Ciepło produkowane przez naszą instalację geotermalną zastępuje wprost ciepło produkowane z węgla przez PEC Stargard. Na podstawie informacji z PEC można oszacować, iż każdego roku dzięki funkcjonowaniu Geotermii uniknięto spalania blisko 9 tys. ton węgla i emisji blisko 25 tys. ton CO₂ i innych związanych z tym szkodliwych produktów spalania węgla. Rozbudowa instalacji geotermalnej pozwoli na zwiększenie tych efektów do blisko 20 tys. ton węgla i ponad 50 tys. ton CO₂ rocznie co oznacza, że od rozpoczęcia działalności G-Term Energy w 2012 r. do 2025 r. funkcjonowanie instalacji pozwoli na ograniczenie emisji CO₂ o blisko 0,5 mln ton CO₂.*

Wzrost udziału ciepła geotermalnego w systemie ciepłowniczym Stargardu długoterminowo pozwoli na ograniczenie kosztów ponoszonych na ogrzewanie przez mieszkańców. (...). Uruchomienie dodatkowych 4 otworów spowoduje wzrost udziału ciepła geotermalnego do ok. 60-70%, co w związku z powyższym wpłynie stabilizująco i ograniczająco na ceny ciepła w następnych latach.

(akta kontroli str. 309)

3.8. Spółka nie prowadziła innych, poza produkcją ciepła z instalacji geotermalnej form działalności.

(akta kontroli str. 138, 164)

3.9. Do czasu zakończenia kontroli NIK, Spółka nie składała do NFOŚiGW sprawozdań dotyczących wskaźników rezultatu realizacji projektu opisanego w pkt 2.2.-2.3.. – jest to przewidziane na koniec 2021 r. Docelowa wartość wskaźnika produktu *Dodatkowa wartość wytwarzania energii cieplnej ze źródeł odnawialnych* zgodnie

z umową na dofinansowanie wynosiła 12 MW i została osiągnięta w 102,3% (12,3 MW). Wskaźniki rezultatu produktu bezpośredniego *Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych – 23 390 ton równoważnika CO₂ i Produkcja energii cieplnej z nowo wybudowanych instalacji wykorzystujących OZE – 62 222 MWh/rok*, zgodnie z umową na dofinansowanie powinny zostać osiągnięte do grudnia 2021 r.

(: akta kontroli str. 330-331)

Ustalone
nieprawidłowości

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

OCENA CZĄSTKOWA

Sprzedaż ciepła zapewniała przychody, które pokrywały koszty jej działalności (bez uwzględnienia amortyzacji). Funkcjonowanie Geotermii zapewniało wysoką redukcję zanieczyszczeń gdyż ciepło przez nią wytwarzane jest całkowicie bezemisyjne. Zwiększenie możliwości produkcyjnych spółki zwiększy możliwość redukcji zanieczyszczeń przez PEC, któremu Spółka dostarcza ciepło.

Uwagi i wnioski

W związku z niestwierdzeniem nieprawidłowości, Najwyższa Izba Kontroli nie formułuje uwag ani wniosków.

IV. 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 Szczecinie. 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.

Szczecin, dnia sierpnia 2021 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura w Szczecinie
Dyrektor

Kontroler

z up.

Leszek Chwat
doradca techniczny