



## NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Lublinie

LLU.411.002.01.2022

**Pan**

**Tomasz Hryniewicz**

**Prezes Zarządu**

Grupy Azoty

Zakłady Azotowe „Puławy” Spółka Akcyjna

Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 13

24-110 Puławy

# WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

Kontrola nr S/22/002/LLU – Wybrane aspekty działalności inwestycyjnej Grupy Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” Spółka Akcyjna

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	Grupa Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” Spółka Akcyjna, Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 13, 24-110 Puławy (dalej: <i>Spółka</i> lub <i>GA ZAP</i> ).
Kierownik jednostki kontrolowanej	Tomasz Hryniewicz, Prezes Zarządu od 24 kwietnia 2020 r. (dalej: <i>Prezes Zarządu</i> ). W okresie objętym kontrolą funkcję Prezesa Zarządu poprzednio pełnili: <ul style="list-style-type: none"><li>– Anna Zarzycka-Rzepecka od 3 marca do 24 kwietnia 2020 r.,</li><li>– Krzysztof Bednarz od 22 września 2018 r. do 3 marca 2020 r. (w okresie od 13 sierpnia do 22 września 2018 r. członek Rady Nadzorczej oddelegowany do pełnienia funkcji Prezesa Zarządu)</li><li>– Jacek Janiszek od 12 stycznia 2017 r. do 13 sierpnia 2018 r.,</li><li>– Mariusz Bober od 10 maja 2016 r. do 12 stycznia 2017 r.,</li><li>– Marian Rybak od 18 grudnia 2012 r. do 10 maja 2016 r.</li></ul>
Zakres przedmiotowy kontroli	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Budowa nowego bloku energetycznego.</li><li>2. Budowa instalacji saletry amonowej granulowanej mechanicznie i jej efekty.</li></ol>
Okres objęty kontrolą	Lata 2015-2022 (do 15 listopada), z wykorzystaniem dowodów sporządzonych przed lub po tym okresie, jeżeli miały wpływ na zagadnienia objęte kontrolą NIK.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli <sup>1</sup> .
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Lublinie
Kontrolerzy	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Rafał Padrak, doradca prawny, upoważnienie do przeprowadzenia kontroli nr LLU/87/2022 z 23 czerwca 2022 r.</li><li>2. Agnieszka Kałdunek, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienia do przeprowadzenia kontroli nr LLU/88/2022 z 23 czerwca 2022 r. oraz nr LLU/145/2022 z 21 października 2022 r.</li><li>3. Mirosław Bortacki, główny specjalista kontroli państwowej, upoważnienia do przeprowadzenia kontroli nr LLU/96/2022 z 7 lipca 2022 r. oraz nr LLU/144/2022 z 21 października 2022 r.</li><li>4. Paulina Krysztofiuk-Jankowska, inspektor kontroli państwowej, upoważnienia do przeprowadzenia kontroli nr LLU/89/2022 z 23 czerwca 2022 r. oraz nr LLU/146/2022 z 21 października 2022 r.</li></ol>

(akta kontroli tom I str. 2-14)

## II. Ocena ogólna<sup>2</sup> kontrolowanej działalności

### OCENA OGÓLNA

Objęte kontrolą NIK dwie inwestycje były dla GA ZAP strategicznymi projektami. Budowa nowego bloku energetycznego opalanego węglem była przedsięwzięciem o najwyższym zaangażowaniu finansowym i największą inwestycją energetyczną w regionie lubelskim, mającą na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego dla Spółki poprzez dostawy ciepła w postaci pary technologicznej niezbędnej do realizacji procesów produkcyjnych w instalacjach chemicznych, przy spełnieniu najnowszych wymagań środowiskowych oraz jednoczesnym zwiększeniu udziału

<sup>1</sup> Dz. U. z 2022, poz. 623 (dalej: ustawa o NIK).

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

zakładowej elektrociepłowni<sup>3</sup> w produkcji energii elektrycznej. Projekt budowy tego bloku został dostosowany do faktycznych potrzeb produkcyjnych GA ZAP, przy zapewnieniu dostaw węgla oraz poprzedzeniu decyzji analizami skutków realizacji bloku energetycznego w różnych wariantach paliwowych i mocowych.

Przystąpienie w 2015 r. do realizacji budowy bloku gazowo-parowego było poprzedzone szeregiem analiz, w tym technicznych oraz uwzględniających rachunek ekonomiczny, jednak nie zostało poparte analizą wpływu tej inwestycji na sytuację ekonomiczną Spółki oraz cenę oferowanych przez nią produktów. Pomimo że analizy pozwalały na ustalenie kosztów, jakie ponosiłaby Spółka m.in. w związku z realizacją i eksploatacją tego bloku oraz rozbudową niezbędnej infrastruktury łączącej blok z instalacjami GA ZAP, organy Spółki nie uwzględniły tych danych przy ocenie przedsięwzięcia pod kątem interesów i potrzeb Spółki. Bodźcem do wykonania takiej analizy powinna być, zdaniem NIK, m.in. rezygnacja (w 2014 r.) Spółki z branży energetycznej z prowadzenia wspólnej inwestycji w blok gazowo-parowy ze względu na brak jej opłacalności. Nieuwzględnienie przy podejmowaniu decyzji w 2015 r. realnych kosztów GA ZAP było działaniem niegospodarnym w tamtym okresie i narażało Spółkę na szkodę majątkową w rozmiarach stanowiących zagrożenie dla jej funkcjonowania. Według szacunków NIK tylko wybrane dodatkowe koszty związane z produkcją energii elektrycznej i ciepłej w bloku gazowo-parowym od 2019 r.<sup>4</sup> – oprócz realizacji samej inwestycji za 1 125 000 tys. zł<sup>5</sup> oraz dodatkowych nakładów w kwocie 233 500 tys. zł na rozbudowę infrastruktury łączącej ww. blok z instalacjami GA ZAP – wyniosłyby dla Spółki średniorocznie<sup>6</sup> 1 054 648,8 tys. zł. Dodatkowym obciążeniem dla Spółki byłyby koszty zakładanego leasingu (dzierżawy) BGP400 oraz EC (uprzednio wniesionej aportem do spółki celowej<sup>7</sup> przez GA ZAP) od SPV oraz koszty utrzymywania w tzw. „gorącej rezerwie” dwóch z trzech zmodernizowanych kotłów m.in. na wypadek awarii BGP400. Ponadto, nie uwzględniono zagrożeń związanych z dostawami gazu wyłącznie z punktu wejścia Wysokoje na granicy polsko-białoruskiej (rurociąg Jamał), zapewniającego wymagane parametry dostaw (przepustowość), na co wskazywał operator gazociągów przesyłowych. Decyzja o rezygnacji z budowy BGP400 podjęta w 2017r. wyeliminowała opisane wyżej zagrożenia.

Powstałe przy realizacji bloku węglowego oraz wytwórni nawozów granulowanych mechanicznie opóźnienia wynikały głównie z niezależnych od Spółki okoliczności. W przypadku wytwórni nawozów opóźnienia przyczyniły się do wzrostu kosztów przedsięwzięcia z tytułu ubezpieczenia o [REDAKTOWANE], jednak nie doprowadziły do zmaterializowania się ryzyka utraty korzyści finansowych związanych z lokalizacją inwestycji na terenie Specjalnej Strefy Ekonomicznej „Starachowice” S.A.<sup>8</sup> Na 15 listopada 2022 r. produkcja nawozów na pierwszej linii była w toku, natomiast rozruch linii drugiej zakończył się i przygotowywano się do odbioru i przekazania środków trwałych na majątek Spółki przed końcem roku.

Umowy zawierane przez Spółkę zabezpieczały jej interes, jednak przy realizacji jednej z nich (związanej z budową wytwórni nawozów) nie przestrzegano jej postanowień dotyczących warunków wypłaty wynagrodzenia wykonawcy w zakresie przedłożenia dowodów zapłaty wymagalnych wynagrodzeń podwykonawcom. Pozytywnie należy ocenić działania podjęte przez GA ZAP w celu poprawy zarówno zapisów zawieranych umów, jak i procesu weryfikacji ich wykonania.

<sup>3</sup> Dalej: EC.

<sup>4</sup> Planowany termin zakończenia budowy.

<sup>5</sup> Już w 2015 r. GA ZAP na ten cel przekazała 70 000 tys. zł, podwyższając kapitał zakładowy spółki celowej.

<sup>6</sup> W cyklu 12-letnim.

<sup>7</sup> Dalej: SPV (ang. Special Purpose Vehicle).

<sup>8</sup> Dalej: SSE.

### III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe<sup>9</sup> kontrolowanej działalności

#### OBSZAR

Opis stanu faktycznego

#### 1. Budowa nowego bloku energetycznego

1.1. W GA ZAP funkcjonowała EC wybudowana w latach 60. XX w., która zapewniała Spółce niezbędną do procesów technologicznych parę przemysłową oraz dodatkowo energię elektryczną. Energetyka wewnętrzna w Grupie Kapitałowej Grupa Azoty<sup>10</sup> była jedynie jednym z obszarów wspierających działalność produkcyjną i jej celem było zapewnienie dostępności mediów zgodnych z potrzebami poszczególnych segmentów działalności.

Do poprawy bezpieczeństwa energetycznego GA ZAP w zakresie ciepła i energii elektrycznej oraz ograniczenia ryzyk związanych z wymuszoną dekarbonizacją przemysłu miał przyczynić się projekt „Elektrownia Puławy”<sup>11</sup>. Geneza tego projektu sięgała 2008 r., kiedy Vattenfall Poland Sp. z o.o. prowadziła prace koncepcyjne nad możliwością budowy elektrowni węglowej w południowo-wschodnim rejonie Polski, której podstawowym przedmiotem działalności miało być wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Energetycznego. W związku z decyzją o lokalizacji elektrowni w Puławach zadania te rozszerzyły się o zagwarantowanie wymaganych dostaw ilościowych i jakościowych mediów energetycznych (pary technologicznej) na potrzeby GA ZAP. Projekt ten nie został zrealizowany, natomiast GA ZAP wspólnie z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.<sup>12</sup> rozpoczęły prace przygotowawcze budowy „Elektrowni Puławy”, opartej na duoBlok Gazowo-Parowym klasy 900 MWe<sup>13</sup>, wykorzystującym potencjał kogeneracyjny GA ZAP w preferowanej rezultatach wcześniejszych analiz technologii bloku gazowo-parowego. Realizację projektu pn. „Elektrownia Puławy” powierzono spółce celowej Elektrownia Puławy Sp. z o.o.<sup>14</sup> [REDAKTOWANE] PGE GiEK 25 listopada 2014 r. poinformował, że według prognozowanych warunków makroekonomicznych projektowany duoBGP nie uzyskiwał dodatniej efektywności ekonomicznej, m.in. w związku z brakiem przedłużenia systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji po 2018 r. We wniosku o unieważnienie postępowania<sup>15</sup> na budowę „pod klucz” duoBGP wskazano, że przy braku wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji<sup>16</sup> istniało ryzyko upadłości producenta z uwagi na brak rentowności inwestycji oraz niedostateczną konkurencyjność przedsięwzięcia. Prace związane z realizacją inwestycji zostały wstrzymane w grudniu 2014 r. z uwagi na zbyt wysokie ryzyko dla opłacalności projektu.

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> Dalej: GK GA. GA ZAP wchodziła w skład GK GA, w której spółką dominującą była Grupa Azoty S.A. z siedzibą w Tarnowie, numer KRS 0000075450 (dalej: GA).

<sup>11</sup> Aktualizacja Strategii na lata 2013-2020 z 10 maja 2017 r., Strategia GA 2014-2020. Operacjonalizacja.

<sup>12</sup> Dalej: PGE GiEK. Spółka (numer KRS 0000032334) wchodząca w skład Grupy Kapitałowej PGE (największego przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego w Polsce). Podstawowym przedmiotem działalności PGE GiEK jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej.

<sup>13</sup> Dalej: duoBGP.

<sup>14</sup> Numer KRS 0000140192. Na podstawie uchwały nr 14/2012 Zwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Melamina Sp. z o.o. z 9 maja 2012 r. nastąpiła zmiana nazwy spółki z Melamina Sp. z o.o. na Elektrownia Puławy Sp. z o.o. (dalej: ELP). Właścicielem 100% udziałów ELP była GA ZAP od 23 grudnia 2014 r. (w związku ze zbyciem udziałów przez PGE GiEK).

<sup>15</sup> Postępowanie unieważniono uchwałą nr 70/2014 Zarządu ELP z 4 grudnia 2014 r.

<sup>16</sup> Wsparcie przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, polegające na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorcę energetycznego oraz wydawanie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia z kogeneracji, które jako prawa majątkowe mogły być przedmiotem obrotu na Towarowej Gieldzie Energii S.A.

Następnie ELP była inicjatorem działań mających na celu przygotowanie i zrealizowanie projektu (w szczególności poprzez przeprowadzenie analiz, uzyskanie decyzji administracyjnych, prowadzenie przetargów) budowy bloku gazowo-parowego do mocy 400 MWe<sup>17</sup>. Zgoda korporacyjna na budowę BGP400 została udzielona przez Radę Nadzorczą<sup>18</sup> GA ZAP 25 maja 2015 r., natomiast 27 lipca 2015 r. ELP uzyskała od Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.<sup>19</sup> warunki przyłączenia do sieci przesyłowej urządzeń i instalacji gazowych, w których określono, że oprócz zawarcia umowy o przyłączenie i przesył z GAZ-SYSTEM, konieczne będzie również zawarcie umowy sprzedaży (kupna) paliwa gazowego pomiędzy ELP a przedsiębiorstwem energetycznym, prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Jednocześnie w ww. warunkach wskazano, że przesył gazu możliwy będzie wyłącznie po wprowadzeniu przez inny podmiot gazu w punkcie wejścia Wysokoje (ten punkt zapewniał wymagane parametry dostaw – przepustowość), a świadczenie usługi przesyłu z innych punktów wejścia byłoby możliwe po rozbudowie systemu przesyłu<sup>20</sup>. W momencie podejmowania decyzji sieć przesyłowa nie była rozbudowana (miało to dopiero nastąpić w latach 2023-2024). ELP nie uzyskała żadnych wiążących zapewnień w zakresie możliwości zakupu wymaganej ilości gazu dla BGP. „Kontrakt Jamalski”, gwarantujący wprowadzenie gazu przez punkt Wysokoje, obowiązywał do końca 2022 r.

W październiku 2015 r. Rada GA ZAP wyraziła zgodę na podwyższenie kapitału zakładowego ELP o 70 000 tys. zł i objęcie nowych udziałów w całości przez GA ZAP<sup>21</sup>. W protokole z posiedzenia RN<sup>22</sup> zapisano, że jeden z członków Rady podniósł, że głosowanie powinno odbyć się po otrzymaniu pisemnej rekomendacji doradcy ekonomicznego dla realizacji projektu „Elektrownia Puławy” w przyjętych parametrach. Zaznaczył również, że przedstawione dokumenty nie uzasadniały podwyższenia kapitału o kwotę 70 000 tys. zł, a RN powinna dokonać analizy: studium wykonalności projektu, opłacalności sporządzonej przez doradcę (zaktualizowaną o analizę scenariuszy zawierającą ówczesne ścieżki cenowe), wydatków na BGP400 oraz EC wraz z wpływem na EBITDA<sup>23</sup> GA ZAP. Dodatkowo wskazał, że analiza opłacalności projektu powinna objąć inwestycje w EC.

(akta kontroli tom I str. 70-397, tom II str. 92-159, 453-457, 516, tom III str. 582-583, 623-625, tom V str. 249-687, 730-736)

Pod koniec marca 2017 r. ELP zrezygnowała z przedsięwzięcia budowy BGP400, a postępowanie na wybór Generalnego Realizatora Inwestycji<sup>24</sup> zakończyło się bez wyboru oferenta<sup>25</sup>.

---

<sup>17</sup> Dalej: BGP400.

<sup>18</sup> Dalej: Rada lub RN.

<sup>19</sup> Dalej: GAZ-SYSTEM.

<sup>20</sup> Pisma GAZ-SYSTEM do ELP: nr PG.512.10.2014/78 z 27 lipca 2015 r. z warunkami przyłączenia do sieci znak: 15/WP/020/LB oraz nr PG.512.10.2014/145 z 26 lipca 2016 r. w sprawie podtrzymania stanowiska wyrażonego w warunkach przyłączenia.

<sup>21</sup> Uchwała nr 173/VIII/2015 z 21 października 2015 r.

<sup>22</sup> Protokół nr 16/VIII/2015 z 21 października 2015 r.

<sup>23</sup> Ang. Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – zysk operacyjny przedsiębiorstwa przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych.

<sup>24</sup> Dalej: GRI.

<sup>25</sup> Uchwała nr 14/2017 RN ELP z 27 marca 2017 r. w sprawie przyjęcia przekazanych przez Zarząd materiałów w sprawie zakończenia postępowania w sprawie wyboru GRI w postępowaniu pn. „Budowa bloku gazowo-parowego klasy 400 MWe w Puławach” oraz dalsze rekomendacje w brzmieniu stanowiącym załącznik nr 1 do uchwały nr 12/2017 Zarządu ELP z 24 marca 2017 r.

Jako przyczyny tej rezygnacji Zarząd ELP wskazał m.in.<sup>26</sup>:

- dużą nadwyżkę energii elektrycznej w stosunku do potrzeb GA ZAP oraz ryzyko związanie z niedotrzymaniem umów kontraktowych na energię w razie przestoju, bądź awarii BGP400, przy czym ryzyko to miało związek ze sprzedażą 50% udziałów ELP przez PGE GiEK<sup>27</sup>;
- niedostosowanie projektu budowy BGP400 do potrzeb GA ZAP, tj. produkcję energii elektrycznej ponad trzykrotnie większą niż potrzeby GA ZAP oraz niewystarczającą produkcję ciepła przez zmodernizowaną EC w razie awarii bądź przestoju BGP400;
- dodatkowe koszty po stronie GA ZAP na modernizację istniejącej EC, która miała być wyłącznie źródłem zapasowym oraz szczytowym (wykorzystywanym w szczytowym zapotrzebowaniu na ciepło) w stosunku do BGP400 oraz koszty integracji BGP400 z instalacjami GA ZAP;
- brak pewności dostaw gazu – możliwość przesyłu gazu wyłącznie w sytuacji wprowadzenia go w punkcie Wysokoje (rurociąg Jamał), przy czym kontrakt pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A.<sup>28</sup> a Gazpromem wygasł w 2022 r.<sup>29</sup>

Jednocześnie Zarząd ELP rekomendował pilne uruchomienie przez ELP procedury opracowania specyfikacji istotnych warunków zamówienia<sup>30</sup> dla bloku energetycznego<sup>31</sup> w oparciu o węgiel kamienny, dostosowanego do potrzeb ciepłych i energetycznych GA ZAP.

(akta kontroli tom I str. 398-464)

W związku z realizacją BGP400, ELP w latach 2015-2017 wydatkowała [REDAKTOWANE] m.in. na usługi doradcze w obszarze prawnym, technicznym, doradztwa finansowego oraz za wykonanie dokumentacji projektowej, natomiast GA ZAP – [REDAKTOWANE]<sup>32</sup> na analizy techniczno-ekonomiczne oraz wykonanie dokumentacji dla budowy nowych przyłączy na potrzeby zasilania placu budowy „Elektrowni Puławy”.

(akta kontroli tom III str. 695-696)

Zgoda korporacyjna na realizację projektu polegającego na budowie BE w oparciu o węgiel kamienny, dostosowanego do potrzeb GA ZAP, w szczególności na prowadzenie prac koncepcyjno-analitycznych, a następnie opracowanie SIWZ została udzielona ELP przez Radę GA ZAP 31 marca 2017 r.<sup>33</sup> Jednocześnie Rada GA ZAP, uchylając wcześniejszą uchwałę z 25 maja 2015 r.<sup>34</sup>, postanowiła o rezygnacji z realizacji BGP400 przez ELP.

<sup>26</sup> Uchwała nr 12/2017 Zarządu ELP z 24 marca 2017 r. wraz z rekomendacją dla RN ELP w sprawie zakończenia postępowania na wybór GRI w postępowaniu pn. „Budowa bloku gazowo-parowego klasy 400 MWe w Puławach”.

<sup>27</sup> Na pokrycie braków energii PGE GiEK mogło zapewnić rezerwowe źródła, których GA ZAP nie miało.

<sup>28</sup> Dalej: PGNiG S.A.

<sup>29</sup> PGNiG S.A. 15 listopada 2019 r. przekazało do Gazpromu oświadczenie woli zakończenia z dniem 31 grudnia 2022 r. kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej zawartego 25 września 1996 r. (tzw. „Kontrakt Jamalski”) – informacja dostępna na stronie: <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/oswiadczenie-woli-zakonczenia-kontraktu-jamalskiego-z-dniem-31-grudnia-2022-roku/newsGroupId/10184>.

<sup>30</sup> Dalej: SIWZ.

<sup>31</sup> Dalej: BE.

<sup>32</sup> [REDAKTOWANE]

<sup>33</sup> Uchwała nr 320/VIII/2017.

<sup>34</sup> Uchwała nr 146/VIII/2015 dotyczyła udzielenia kierunkowej zgody na realizację budowy bloku gazowo-parowego klasy 400 MWe (dalej: BGP400) z budżetem w wysokości do [REDAKTOWANE].

W styczniu 2018 r., po uzyskaniu pozytywnej opinii Komitetu Rozwoju Grupy<sup>35</sup> z 20 grudnia 2017 r. oraz wniosku od Zarządu GA ZAP<sup>36</sup>, Rada GA ZAP udzieliła kierunkowej zgody<sup>37</sup> ELP na dokonanie czynności prawnych związanych z przygotowaniem do realizacji BW100, w szczególności na prowadzenie prac związanych z przeprowadzeniem przetargów na realizację ww. projektu oraz przygotowanie projektów inwestycyjnych związanych z modernizacją EC w zakresie niezbędnym do prawidłowego zintegrowania istniejącej EC z nowym BE.

(akta kontroli tom I str. 409-692, tom II str. 238-452)

GA ZAP prowadziła projekt inwestycyjny<sup>38</sup> nr 1126 pn. „Budowa bloku energetycznego w oparciu o paliwo węglowe”<sup>39</sup> od 2019 r., tj. po przejściu ELP w wyniku połączenia spółek na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych<sup>40</sup> z dniem 2 stycznia 2019 r. Po uzyskaniu – zgodnie z obowiązującymi w GK GA regulacjami wewnętrznymi<sup>41</sup> – pozytywnej opinii i rekomendacji KRG z 17 czerwca 2019 r.<sup>42</sup>, GA ZAP otrzymała wymagane zgody korporacyjne: zatwierdzenie budżetu dla projektu<sup>43</sup> oraz zgodę na nabycie, w celu realizacji BW100, składników aktywów trwałych<sup>44</sup>. Finansowanie inwestycji zostało zapewnione środkami własnymi Spółki (doraźnie – faktoringiem). Na realizację BW100 zawarto kontrakt nr IP/1126/4520005110 z 25 września 2019 r.<sup>45</sup>

We wniosku do KRG Spółka wskazała, że celem projektu jest zapewnienie dostaw ciepła pokrywającego potrzeby przemysłowe Spółki w zakresie pary technologicznej, a także energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji (tj. odtworzenia mocy produkcyjnych w zakresie zabezpieczenia mediów energetycznych dla potrzeb instalacji chemicznych GA ZAP) oraz konieczność spełnienia najnowszych wymagań środowiskowych i dotrzymania norm emisji zanieczyszczeń i pyłów<sup>46</sup>. W ramach inwestycji zaplanowano wymianę urządzeń i instalacji o wysokim stopniu wyeksploatowania oraz budowę nowych jednostek wytwórczych, która podyktowana została przez zaawansowany stan zużycia technicznego urządzeń i instalacji (dwóch kotłów OP215: K1 i K3) oraz potrzebę rozbudowy potencjału produkcyjnego GA ZAP.

(akta kontroli tom I str. 31-69, tom II str. 373-452, 466-467, 476-515, tom III str. 2-246, 630, tom IV str. 164-324)

<sup>35</sup> Dalej: KRG. Wewnętrzne ciało GK GA o charakterze eksperckim, opiniodawczo-doradczym w sprawach GK GA jako całości; organ powołany, zgodnie z zarządzeniem wewnętrznym GA, do definiowania kierunków rozwoju GK GA, zatwierdzania PI o budżecie powyżej [REDAKTOWANE] (w okresie od listopada 2014 r. do kwietnia 2018 r. 10 mln zł) oraz rocznych i wieloletnich Planów Działalności Inwestycyjnej (dalej: PDI) Spółek GK GA.

<sup>36</sup> Uchwała Zarządu GA ZAP nr 32/2018 z 18 stycznia 2018 r.

<sup>37</sup> Uchwała nr 67/IX/2018 z 25 stycznia 2015 r.

<sup>38</sup> Dalej: PI.

<sup>39</sup> Dalej: PI nr 1126 lub BW100.

<sup>40</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 1467, ze zm. (dalej: ksh).

<sup>41</sup> Instrukcja zgłaszania zamierzeń inwestycyjnych oraz przygotowania i realizacji projektów inwestycyjnych, stanowiąca załącznik do zarządzenia nr 4 z 27 lutego 2018 r. w sprawie zasad zgłaszania zamierzeń inwestycyjnych oraz przygotowania i realizacji projektów inwestycyjnych w GA ZAP.

<sup>42</sup> O rekomendację KRG dla BW100 GA ZAP wystąpiła z wnioskiem z 31 maja 2019 r.

<sup>43</sup> Uchwała RN GA ZAP nr 226/IX/2019 z 24-26 czerwca 2019 r. Rada pozytywnie zaopiniowała wniosek Zarządu Spółki do Walnego Zgromadzenia o wyrażenie zgody na nabycie, w celu realizacji BW100, składników aktywów trwałych o łącznej wartości do [REDAKTOWANE] bez podatku od towarów i usług (dalej: VAT).

<sup>44</sup> Uchwała nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia (dalej: NWZ) z 23 lipca 2019 r.

<sup>45</sup> Dalej: Kontrakt.

<sup>46</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, s. 17 – dalej: IED). W załączniku V do IED zostały określone limity emisji (tzw. ELV – ang. Emission Limit Values), które stanowią wymagane minimum dla istniejących oraz nowych obiektów energetycznego spalania. W wyniku stosowania konkluzji BAT (ang. Best Available Technology – najlepsze dostępne technologie), przyjmowanych w formie decyzji Komisji Europejskiej, mogą zostać ustanowione bardziej rygorystyczne normy.

Przy projektowaniu BGP400 oraz BW100 założono, że roczne emisje zanieczyszczeń dla BGP400 będą wynosiły (Mg/rok): NO<sub>x</sub> – 1220, CO – 243, CO<sub>2</sub> – 1 624 200, natomiast dla BW100: NO<sub>x</sub> – 310, CO – 94, CO<sub>2</sub> – 821 400.

(akta kontroli tom II str. 419)

Budowany BW100 ma spełniać<sup>47</sup> wymagania określone w Decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE<sup>48</sup> m.in. poprzez osiągnięcie następujących parametrów w zakresie emisji zanieczyszczeń w spalinach z emitora kotła: stężenie dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) będzie mniejsze niż 150 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub>, stężenie tlenku azotu (NO<sub>x</sub>) będzie mniejsze niż 100 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub>, stężenie pyłu będzie mniejsze niż 5 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub>. Wielkość emisji ma być dotrzymana na poziomie średniorocznym i średniodobowym.

(akta kontroli tom IV str. 274-297)

GA ZAP uzyskała wymagane przepisami prawa następujące decyzje w zakresie:

- ustalenia środowiskowych uwarunkowań dla realizowanego przedsięwzięcia<sup>49</sup>, w której stwierdzono, że z uwagi na rozwiązania techniczne planowane do zastosowania, nowy BE w oparciu o paliwo węglowe funkcjonować będzie zgodnie z zapisami konkluzji BAT. Jednocześnie wskazano, że przedsięwzięcie wymaga sporządzenia analizy porealizacyjnej w zakresie jego rzeczywistego wpływu na jakość powietrza na podstawie przeprowadzonych pomiarów określonych zanieczyszczeń w powietrzu;
- zezwoleń na wycinkę drzew (łącznie 44 drzewa);

(akta kontroli tom III str. 318-367)

- zatwierdzenia projektu budowlanego i uzyskania pozwolenia na budowę bloku energetycznego w oparciu o paliwo węglowe wraz z infrastrukturą i niezbędnymi przyłączeniami oraz wyburzeniami<sup>50</sup> – decyzja była zmieniana osiem razy na wniosek GA ZAP (ostatni raz 2 czerwca 2022 r.).

(akta kontroli tom III str. 368-371)

GA ZAP dysponowała również pozwoleniem zintegrowanym<sup>51</sup> na eksploatację instalacji w przemyśle chemicznym do wytwarzania, przy zastosowaniu procesów chemicznych lub biologicznych organicznych i nieorganicznych substancji chemicznych oraz nawozów sztucznych, instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne, zbiornika stokażowego amoniaku oraz instalacji do oczyszczania ścieków. Decyzją Marszałka Województwa Lubelskiego<sup>52</sup> nr PZ 23/2019 z 6 listopada 2019 r. zmieniono pozwolenie zintegrowane w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania. Zmiana dotyczyła odstępstwa od granicznych wielkości emisji określonych w BAT 20, BAT 21, BAT 22:

- dla kotłów K1 i K3 oraz emitora C-94 (w zakresie emisji NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> i pyłu) w okresie do [REDAKTOWANE], tj. do momentu ich trwałego wyłączenia z eksploatacji;
- dla kotłów K4 i K5 oraz emitora C-94, w zakresie emisji NO<sub>2</sub> bezterminowo, a w zakresie pyłu w okresie do [REDAKTOWANE];

<sup>47</sup> Gwarantowane Parametry Techniczne zostały określone w załączniku nr 1 do Kontraktu.

<sup>48</sup> Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str. 1.

<sup>49</sup> [REDAKTOWANE]

<sup>50</sup> [REDAKTOWANE]

<sup>51</sup> [REDAKTOWANE]

<sup>52</sup> Dalej: Marszałek WL.



- dla kotła K2 oraz emitora C-94 (w zakresie emisji pyłu) w okresie do [REDACTED]

Podstawą do wydania odstępstwa było wykazanie przez GA ZAP nieproporcjonalności kosztów dostosowania elektrociepłowni do granicznych wielkości emisji określonych w konkluzjach BAT w zestawieniu z korzyściami dla środowiska związanymi z ograniczeniem emisji. [REDACTED]

[REDACTED], tj. do momentu ich trwałego wyłączenia z eksploatacji. Za przyczynę ww. wydłużenia wskazano długofalowe skutki epidemii COVID-19, a także problemy związane z agresją Rosji na Ukrainę (które przekładały się na budowę BW100) oraz brak możliwości zachowania ciągłości dostaw mediów energetycznych bez pracy kotłów K1 i K3. W ww. decyzji wprowadzono również zmiany dotyczące funkcjonowania EC w GA ZAP w zakresie pięciu kotłów oraz BE na paliwo węglowe<sup>53</sup>. BW100 docelowo ma zastąpić dwa kotły OP215 (K1 i K3).

(akta kontroli tom III str. 372-515)

BW100 to największa inwestycja energetyczna w regionie lubelskim oraz w GK GA i – obok drugiego, objętego niniejszą kontrolą, PI<sup>54</sup> – jeden ze strategicznych, realizowanych przez Spółkę projektów (projekt o najwyższym zaangażowaniu finansowym). Celem inwestycji, jak wskazywał Zarząd Spółki w sprawozdaniach z działalności GA ZAP, ma być zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego dla Spółki poprzez dostawy ciepła w postaci pary technologicznej niezbędnej do realizacji procesów produkcyjnych w instalacjach chemicznych oraz zmniejszenie wolumenu kupowanej energii elektrycznej, z uwzględnieniem przyszłych inwestycji nawozowochemicznych.

(akta kontroli tom II str. 524)

W opracowanej 23 września 2014 r. analizie pt. *Grupa Azoty Zakłady Azotowe "Puławy" S.A. Elektrownia Puławy – Analiza Finansowa*<sup>55</sup> dla budowy w wariantach BGP400 oraz BGP250<sup>56</sup> wskazano m.in., że:

- szacowane nakłady inwestycyjne na budowę BGP400 (bez kosztów dotyczących infrastruktury dodatkowej) będą się kształtowały na poziomie 1 300 000 tys. zł nominalnie; modernizacja EC będzie wymagała nakładów w kwocie 806 000 tys. zł, powiększonych o szacunkowe nakłady inwestycyjne na dostosowanie EC do wymogów środowiskowych o dodatkowe 500 000 tys. zł; budowa BGP400 będzie umożliwiała redukcję nakładów inwestycyjnych związanych z modernizacją EC o 252 000 tys. zł;
- średnioroczny koszt dostaw mediów dla GA ZAP dla scenariusza budowy BGP400 i współpracy z EC miał wynieść 721 000 tys. zł, dla scenariusza budowy BGP250 i EC – 713 000 tys. zł, zaś dla scenariusza pracy wyłącznie EC – 607 000 tys. zł;
- w przypadku budowy BGP400 nadwyżka energii, podlegająca sprzedaży na wolnym rynku wynosiłaby 1,8 TWh (0,4 TWh z BGP250), co miało stanowić źródło dodatkowych przychodów; wskazano też, że dzięki nowej jednostce GA ZAP stanie się samowystarczalna w zakresie dostaw ciepła i energii, a nadwyżki – zamiast sprzedaży na rynku – będą mogły zostać zagospodarowane w ramach

<sup>53</sup> O maksymalnej mocy elektrycznej 99,9 MWe, mocy cieplnej dostarczonej w paliwie poniżej 300 MWt, mocy cieplnej w parze technologicznej 250 MWt.

<sup>54</sup> Nr 971 pn. „Wytwórnia nawozów granulowanych na bazie saletry amonowej” (dalej: PI nr 971 lub wytwórnia nawozów).

<sup>55</sup> Dalej: Analiza finansowa.

<sup>56</sup> Blok gazowo-parowy o mocy 250 MWe.

GA (dodatkowo źródło o mocy BGP400 mogło bilansować GA, co zmniejszyłoby całkowite koszty dostaw energii);

Powyższe założenie nie było potwierdzone żadnymi dokumentami, które wskazywałyby na możliwość odbioru energii elektrycznej przez GK GA.

- założony spadek cen gazu czy wzrost cen energii elektrycznej zmieni średnioroczne koszty dostaw ciepła i energii dla analizowanych scenariuszy, wpływając na redukcję kosztów dla scenariuszy budowy nowej EC (BGP400 i EC) oraz wzrost kosztów dla scenariusza wyłącznie modernizacji EC. W przypadku spadku cen gazu o 10% średnioroczne koszty dostaw ciepła i energii (bez dodatkowych przychodów ze sprzedaży nadwyżek energii) miały kształtować się następująco:
  - 671 000 tys. zł w przypadku BGP400 MWe i współpracy z EC,
  - 670 000 tys. zł w przypadku BGP250 MWe i współpracy z EC,
  - 607 000 tys. zł w przypadku pracy wyłącznie EC;
- techniczny koszt wytworzenia ciepła w nowej elektrociepłowni (BGP400 i EC) będzie wyższy w stosunku do kosztu wytworzenia w istniejącej EC o ok. 34%;
- w celu ostatecznego wyboru konfiguracji nowej elektrociepłowni i jej współpracy z EC zalecono wykonanie studium wykonalności (dla BGP400 oraz BGP250);
- w przypadku budowy BGP400 GA ZAP będzie musiała ponieść dodatkowe koszty niezbędne do połączenia infrastruktury Spółki z BGP400 w kwocie 233 500 tys. zł, z tego:
  - 135 000 tys. zł na konieczną rozbudowę infrastruktury elektroenergetycznej,
  - 52 500 tys. zł na nakłady inwestycyjne na infrastrukturę związaną z dostawą mediów, wynikającą z przyjętej lokalizacji poza terenem GA ZAP,
  - 24 000 tys. zł na nakłady związane z dostawą wody i odbiorem ścieków,
  - 22 000 tys. zł na koszty przygotowania dodatkowej, niezbędnej infrastruktury dla BGP400.

W opracowaniu nie wskazano wpływu wzrostu cen gazu na cenę produktów oferowanych przez GA ZAP oraz nie wskazano ceny energii elektrycznej w przypadku braku wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.

(akta kontroli tom II str. 2-52, 563-567)

W wykonanym na zlecenie GA ZAP *Studium wykonalności budowy Elektrowni Puławy w wariancie z BGP klasy 400MW*<sup>57</sup> wskazano m.in., że: jednostkowy koszt energii elektrycznej wytwarzanej w bloku gazowo-parowym będzie znacznie większy niż w jednostce węglowej, a w celu zapewnienia opłacalności inwestycji w kogenerację gazową dodatkowe wsparcie dla każdej 1 MWh powinno wynosić ok. 60% kosztów produkcji w okresie 15 lat od uruchomienia inwestycji. Przy prognozowaniu cen wytwarzanej energii elektrycznej i ciepłej przyjęto, że ceny gazu w scenariuszu bazowym początkowo miały ulegać zmniejszeniu z 348 USD/tys.m<sup>3</sup> w 2014 r. do 331 USD/tys.m<sup>3</sup> w 2020 r., a następnie zwiększeniu do kwoty 342 USD/tys.m<sup>3</sup> w 2030 r. oraz przyjęto, że nakłady inwestycyjne w ww. okresie na budowę BGP400 będą wynosiły 1 125 000 tys. zł, a na modernizację EC 502 000 tys. zł. Do analiz przyjęto założenie, że BGP400 oraz EC będą w strukturze GA ZAP.

Wskazano ponadto, że pod względem ekonomicznym najlepsze efekty uzyskane zostaną przy maksymalnym udziale BGP 400 w całkowitej produkcji ciepła oraz przy pracy w EC dwóch kotłów węglowych (z trzech posiadanych) oraz dwóch turbinach upustowo kondensacyjnych TG1 i TG2 (największy udział energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem). Autorzy SW BGP400 wyliczyli, że średni jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w rekomendowanym wariancie (wspólna praca BGP400 oraz dwóch kotłów węglowych) wyniesie ze wsparciem dla

<sup>57</sup> Opracowanie z 10 marca 2015 r. Dalej: SW BGP400.

kogeneracji 300 zł/MWh. Z SW BGP400 wynikało, że koszt ten bez wsparcia dla kogeneracji wyniósłby 491,9 zł/MWh. Średni jednostkowy koszt wytwarzania ciepła w rekomendowanym wariantcie miał wynieść – 21 zł/GJ.

Jednocześnie w SW BGP400 zawarto informację, że obowiązujący system wsparcia do 2018 r. nie sprzyja decyzjom inwestycyjnym dla nowych jednostek kogeneracyjnych i aby zapewnić inwestorowi wpływy, gwarantujące zwrot zaangażowanego kapitału i jednocześnie nie powodować nadmiernych obciążeń dla końcowego odbiorcy okres wsparcia powinien być wystarczająco długi (sugerowany okres to 15 lat). Ponadto wskazano, że *decyzje rządu dot. wsparcia dla kogeneracji będą uzależnione od efektów dyskusji nad rozwiązaniami unijnymi – istnieje ryzyko, że Unia uzna system wsparcia za niedozwoloną pomoc publiczną*. Stwierdzono, że przy braku wsparcia kogeneracji żaden scenariusz nie pozwalał na osiągnięcie dodatnich strumieni CF<sup>58</sup>, ani nawet na uzyskanie dodatniego wyniku z działalności operacyjnej. Pomimo ustalonych kwot jednostkowych kosztów wytwarzania, duża część energii elektrycznej z bloku byłaby sprzedawana do sieci znacznie poniżej poziomu wynikającego z kosztów funkcjonowania bloku parowo gazowego, co w znacznej mierze mogłoby przyczynić się do strat i nie gwarantować zwrotu poniesionych wydatków. Warianty z małą ilością energii wytwarzanej w skojarzeniu nie osiągają bowiem dodatnich przepływów nawet w przypadku wsparcia, jak wskazano w SW BGP400.

Autorzy SW BGP400 sprawdzili również wpływ zmiany formy organizacyjno-prawnej wytwórcy energii elektrycznej i ciepła poprzez wydzielenie spółki celowej do zarządzania BWP400 i EC – w tym przypadku zwiększone zostały początkowe nakłady inwestycyjne o kwotę [REDAKTOWANE] (m.in. dodatkowy budynek administracyjny, drogi) oraz zatrudnienie o 20 osób.

Ponadto, w SW BGP400 uwzględniono 12-letni cykl remontowy dla przeprowadzania renowacji urządzeń związanej z normalnym procesem zużycia i degradacji, który uwzględniał typowe wymagania producentów głównych urządzeń, tj.:

- dla turbiny gazowej i kotła odzysknicowego:
  - remonty bieżące: co rok, planowany czas remontu: sześć dni,
  - remont średni mały: co trzy lata, planowany czas remontu: 18 dni,
  - remont średni duży: co sześć lat, planowany czas remontu: 30 dni,
  - remont kapitalny: co 12 lat, planowany czas remontu: 60 dni;
- dla turbin parowych BGP:
  - przeglądy bieżące: co rok, planowany czas przeglądu: ok. sześć dni,
  - remont średni: co trzy lata, planowany czas remontu: ok. 30 dni,
  - remont duży: co sześć lat, planowany czas remontu: ok. 36 dni.

W cyklu 12-letnim planowany czas remontu BGP wyniósłby łącznie 204 dni (przyjęto, że remonty turbin parowych BGP oraz turbiny gazowej i kotła odzysknicowego wykonywane są jednocześnie), co daje średniorocznie 17 dni postoju BGP.

Wskazano, że dla zaspokojenia pełnych potrzeb cieplnych GA ZAP, przy postoju BGP, parą produkowaną w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej konieczna będzie praca wszystkich zainstalowanych w części węglowej turbin parowych. Zapotrzebowanie na parę świeżą 9,6 MPa wynosiło w takim przypadku ok. 780 Mg/h, co odpowiadało pracy czterech kotłów węglowych OP215. Praca taka pozwalałaby również na pokrycie części potrzeb elektrycznych GA ZAP na poziomie 99,5 MW<sub>e</sub>. Autorzy opracowania, przy akceptacji GA ZAP, przyjęli do ostatecznych analiz finansowo ekonomicznych pozostawienie do dalszej pracy trzech z pięciu istniejących kotłów węglowych.

<sup>58</sup> Ang. Cash Flow – przepływy pieniężne.

W opracowaniu założono, że ze względu na zapewnienie wymaganej pewności dostarczania pary technologicznej, a także warunki dotrzymania gwarantowanych osiągnięć we wszystkich podstawowych reżimach pracy układu powinny pracować minimum dwa kotły OP215 w EC z obciążeniem powyżej ich minimum technicznego (jeden kocioł pozostawałby w zimnej rezerwie). W przypadku długotrwałego wyłączenia z pracy BGP400 (np. w czasie przeglądów okresowych, remontów) występowała możliwość zwiększenia mocy wytwórczych części węglowej EC poprzez uruchomienie pozostającego w zimnej rezerwie kotła OP215. Po wykonaniu tej operacji część węglowa byłaby w stanie pokrywać ok. 80% maksymalnych potrzeb parowych GA ZAP, co spowodowałoby wystąpienie w tych okresach ograniczeń po stronie produkcji chemicznej GA ZAP z tytułu ograniczonej produkcji ciepła.

(akta kontroli tom I str. 71-295)

W opracowaniu *Elektrownia Puławy – Analiza biznesowa oraz wstępna analiza finansowania* z 13 kwietnia 2015 r.<sup>59</sup> dokonano oceny dostępnej struktury finansowania przy założeniu:

- włączenia do SPV wyłącznie BGP400,
- włączenia do SPV zarówno BGP400, jak i EC należącej do GA ZAP.

W obu wariantach założono możliwość opracowania struktury projektu, zapewniającej aktywom wytwórczym status „autoproducenta”. Na potrzeby analiz przyjęto następującą strukturę leasingu finansowego:

- wariant BGP400: SPV zrealizuje budowę BGP400, a po jej ukończeniu będzie leasingodawcą aktywów BGP400 wobec GA ZAP,
- wariant BGP400 i EC: SPV zrealizuje budowę BGP400, GA ZAP wniesie aportem EC do SPV, a SPV będzie leasingodawcą aktywów BGP400 i EC wobec GA ZAP.

W obu analizowanych wariantach założono, iż wszystkie korzyści wynikające ze statusu „autoproducenta” będą zwiększały przychody i przepływy pieniężne SPV. Wskazano, że projekt osiąga bezpieczny do refinansowania poziom zadłużenia (dług netto/EBITDA poniżej 2,5) w roku 2024, tj. w szóstym roku po uruchomieniu BGP400. W Analizie biznesowej nie wskazano, jakie koszty leasingu będzie musiała ponosić GA ZAP oraz przy jakich cenach energii elektrycznej i ciepłej osiągnięte byłyby zakładane wskaźniki oraz jaki miałyby to wpływ na ceny produktów oferowanych przez GA ZAP.

(akta kontroli tom II str. 54-85)

W analizie pn. *Elektrownia Puławy – Wpływ zmian rynkowych* z 18 października 2015 r. wskazano, że:

- nadpodaż węgla kamiennego i problemy w polskim górnictwie doprowadziły do gwałtownych zmian w cenach węgla kamiennego; koszty paliwa przekładają się na zmniejszenie cen energii elektrycznej ze względu na niższe koszty elektrowni opalanych węglem kamiennym;
- spadek cen węgla kamiennego wpływa na koszt pozyskania ciepła z istniejącej jednostki węglowej w Puławach.

Progi rentowności projektu założono przy cenie: energii elektrycznej – 236,8 zł/MWh (przy wsparciu na poziomie 104,7 zł/MWh) oraz gazu ziemnego – 105,9 zł/GJ.

(akta kontroli tom II str. 86-90)

W opracowaniu *Kontraktacja paliwa gazowego Etap II – Analiza ofert* z 17 maja 2016 r. przedstawiono informacje z ofert złożonych przez sześciu dostawców gazu (w związku ze złożonym zapytaniem) przy założeniu, że wskazane ilości dostaw gazu będą dostarczane w punktach:

- wyjścia z niemieckiego systemu przesyłowego w punktach Mallnow lub/i Lasów,

<sup>59</sup> Dalej: Analiza biznesowa.

- nowym, dedykowanym, fizycznym punkcie wyjścia z systemu GAZ-SYSTEM dla EC w Puławach,
- wirtualnym w polskim systemie przesyłowym.

Czterech dostawców wskazało punkt dostaw Mallnow lub/i Lasów, dwóch – punkt fizyczny/wirtualny. Szacunkowe ceny kształtowały się od 89,14 do 99,34 zł/MWh.

(akta kontroli tom II str. 92-122)

*Analiza wariantów zapewnienia ciepła do GA ZAP. Analiza opłacalności ofert EPC na budowę jednostki CCGT<sup>60</sup> z 23 lutego 2017 r. wskazywała jednoznacznie, że:*

- przy poniesieniu istotnych nakładów na modernizację EC, będzie ona jedynie źródłem szczytowym i rezerwowym,
- po 2018 r. brak będzie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji,
- występuje bardzo duża wrażliwość NPV<sup>61</sup> na zmiany kluczowych założeń i parametrów.

Ponadto wskazano, że warunki przyłączeniowe wydane przez GAZ-SYSTEM gwarantują możliwość zapewnienia stabilnych dostaw paliwa gazowego dla BGP400 wyłącznie przy założeniu, iż gaz będzie wprowadzany do systemu w punkcie Wysokoje (zapewniającym wymagane parametry i stabilność dostaw). W Analizie wariantów podkreślono jednocześnie, że z punktu widzenia GA ZAP nie jest możliwe zaakceptowanie ryzyka braku stabilności dostaw gazu, gdyż mogłoby się to wiązać z zatrzymaniem procesu produkcyjnego w Spółce. Wskazano też, że konsekwencją zapisów umowy przyłączeniowej i konieczności zapewnienia stabilności dostaw jest zakup gazu wyłącznie z kierunku wschodniego od PGNIG S.A., z czym wiąże się ryzyko:

- przerw w dostawach z przyczyn technicznych, handlowych lub politycznych,
- zakończenia dostaw wraz z wygaśnięciem „Kontraktu Jamalskiego” w 2022 r.,
- mniej atrakcyjnych warunków i cen gazu niż w sytuacji zapewnienia możliwości konkurowania dostawców.

W Analizie wariantów wskazano, że wartość NPV kalkulowana dla wariantu BGP400 i ograniczonej modernizacji EC<sup>62</sup> wynosi (-)854 000 tys. zł.

(akta kontroli tom II str.124-153)

W opracowaniu z 13 marca 2017 r. pt. *Oszacowanie finansowych skutków awarii jednostki CCGT* wskazano, że awaria BGP400 skutkować będzie koniecznością przejęcia całości produkcji ciepła oraz częściowo energii elektrycznej przez EC, a deficyt produkowanej energii elektrycznej musi być zakupiony na rynku bilansującym, co skutkować będzie wyższym kosztem wypełnienia zobowiązań wobec odbiorców i zaspokojenia zapotrzebowania własnego na energię elektryczną. Ponadto Spółka będzie musiała ponieść koszty opłat za przekroczenie zamówionej mocy.

(akta kontroli tom II str. 160-163)

W opracowaniu *Realizacja projektu w spółce celowej oraz zasady finansowania Elektrownia Puławy Sp. z o.o.* z sierpnia 2017 r. wskazano, że 19 banków wyraziło zainteresowanie finansowaniem kogeneracyjnej jednostki energetycznej opalanej węglem kamiennym.

(akta kontroli tom II str.164-194)

Autorzy opracowania *Analiza dostępnych opcji wytwarzania pary dla GA ZAP* z 24 września 2019 r. rekomendowali – w oparciu o kryteria techniczne, strategiczne i ekonomiczne – budowę nowej jednostki węglowej o mocy rzędu 100 MWe,

<sup>60</sup> Ang: Combined Cycle Gas Turbine. Dalej: Analiza wariantów.

<sup>61</sup> Ang. Net Present Value – wartość bieżąca netto. Przy NPV<0 projekt inwestycyjny będzie generował straty.

<sup>62</sup> Na bazie założeń SW BGP400.

wskazując, że będzie ona bardziej opłacalna niż modernizacja istniejącej EC i utrzymanie pięciu istniejących kotłów. Głównym powodem przemawiającym za takim wariantem było niższe ryzyko związane z niedotrzymaniem norm BAT oraz wyższe wyniki ekonomiczne, a brak realizacji inwestycji zagrażał ciągłości funkcjonowania GA ZAP na skutek niedoboru pary technologicznej, ponieważ w wyniku jej braku wartość utraconej produkcji wynosi około 12 500 tys. zł na dobę. Wskazano również, że wysokie zapotrzebowanie GA ZAP na paliwo oraz planowane zmiany dostawców gazu do Polski sprawiają, że zapewnienie ciągłości dostaw paliwa możliwe będzie jedynie dla jednostki węglowej.

(akta kontroli tom III str. 584-608)

Dla BW100 opracowano szereg analiz techniczno-ekonomicznych m.in. takich jak:

- *Analiza techniczno-ekonomiczna rozbudowy elektrociepłowni GA ZAP w oparciu o paliwo węglowe i alternatywnie gaz systemowy z września 2016 r.,*
- *Koncepcja ostateczna bloku węglowego w Puławach z września 2017 r.,*
- *Przeliczenie opłacalności dla projektu bloku 100 MWe przy zmienionych założeniach cenowych z października 2020 r.,*
- *Wykonanie przeliczenia opłacalności bloku 100 MWe przy zmienionych założeniach cenowych. Część A – EC ze stycznia 2022 r.,*
- *Wykonanie przeliczenia opłacalności bloku 100 MWe przy zmienionych założeniach cenowych część B: Blok z lutego 2022 r.*

W ww. opracowaniach dokonano analizy porównawczej trzech wariantów BE (BGP250, BGP150 oraz BW100) współpracujących ze zmodernizowaną EC (trzy kotły węglowe). Założono, że modernizacja EC będzie obejmować między innymi: modernizację turbin TG1, TG2, TG3, rewitalizację kotłów węglowych K-2, K-4, K-5, instalacji oczyszczania spalin, rozbudowę instalacji demineralizacji i dekarbonizacji wody. Rekomendowanym wariantem była budowa bloku węglowego z modernizacją EC. Planowane nakłady inwestycyjne w EC w latach 2016–2040 szacowano łącznie na kwotę 662 300 tys. zł. Analizy dokonano przy założeniu, że całkowite szczytowe zapotrzebowanie na parę technologiczną wynosi ok. 500 Mg/h pary<sup>63</sup>. Przy pracujących trzech istniejących kotłach OP215 ilość dostępnej pary świeżej z kotłów wynosi 645 Mg/h nominalnie i 660 Mg/h maksymalnie oraz przy minimalizacji pracy trzech istniejących turbin parowych EC będzie w stanie pokryć szczytowe zapotrzebowania na ciepło. Na potrzeby wymiarowania mocy cieplnej nowego bloku przyjęto, że zapotrzebowanie na ciepło będzie możliwe do pokrycia przy pracujących trzech kotłach OP215 oraz nowym bloku, pracujących w kogeneracji. Wskazano, że zużycie węgla będzie niższe o 8% po oddaniu do eksploatacji BW100 (niż przy pięciu kotłach) i będzie wynosiło łącznie 949,4 tys. Mg, z tego 434,2 tys. Mg w BW100 oraz 515,3 tys. Mg w EC (trzy kotły). Dostawy paliwa węglowego gwarantowane były zawartymi przez Spółkę kontraktami.

Ponadto przyjęto, że BW100 będzie: zaprojektowany do pracy w trybie z maksymalnym możliwym wskaźnikiem skojarzenia (minimalizacja przepływu pary do skraplacza); umożliwił pracę w kondensacji zwymiarowanej na min. 50% obciążenia bloku; wyposażony w stacje redukcyjne pary 3,2 MPa oraz 1,4 MPa, pozwalające na 100% zrzut pary świeżej z kotła z pominięciem turbiny parowej, a para 4,0 MPa będzie produkowana w całości tylko w istniejącej instalacji. Odpady powstające w wyniku eksploatacji nowego bloku węglowego, z których około 99% stanowią będą odpady paleniskowe (popioły i żużle paleniskowe, gips), poddane zostaną procesom odzysku np. do produkcji materiałów budowlanych. Autorzy

<sup>63</sup> Przy założeniu wskaźnika niejednoczesności poboru na poziomie 90%.

opracowania<sup>64</sup> wskazali, że inwestycja zapewni dostawę ciepła na potrzeby produkcji GA ZAP. Koszt wyprodukowania 1 MWh wyniesie 453 zł<sup>65</sup>.

Jako miejsce realizacji BW100 wskazano teren GA ZAP, na którym zlokalizowana jest EC, co wpłynie na zmniejszenie kosztów realizacji inwestycji. Budowa BGP400 planowana była poza terenem GA ZAP, co wiązało się z poniesieniem dodatkowych kosztów budowy infrastruktury łączącej BGP400 z instalacjami GA ZAP, w tym EC.

W trakcie kontroli poddano analizie i ocenie podejmowane przez organy Spółki decyzje w odniesieniu do BGP400 oraz BW100. Ustalono, że decyzje o: przystąpieniu do budowy BGP400 oraz podniesieniu w związku z realizacją tego przedsięwzięcia kapitału ELP o 70 000 tys. zł zostały podjęte w 2015 r. bez uwzględnienia istotnych danych i informacji, w których posiadaniu były organy GA ZAP, co narażało Spółkę na szkodę majątkową w rozmiarach, stanowiących zagrożenie dla jej funkcjonowania (opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*).

(akta kontroli tom II str. 288-372, 400-452, 565-656, tom III str. 73-213, 264-317, 542-621, tom V str. 270-687)

**1.2.** Wydatki poniesione przez GA ZAP w latach 2019-2022 na budowę BW100<sup>66</sup> wyniosły łącznie na 30 czerwca – [REDAKTOWANE] netto<sup>67</sup>, co stanowiło 80,5% budżetu projektu ([REDAKTOWANE] netto), na 30 września – [REDAKTOWANE] (80,6%), a na 31 października – [REDAKTOWANE] (81,5%). Stan rzeczowego zaawansowania inwestycji na 30 czerwca 2022 r. wyniósł 86,5%, na 30 września – 88%, a na 31 października – 90%.

(akta kontroli tom II str. 468, tom III str. 626-636, 639-692, 696)

W związku z realizacją BW100 w latach 2017-2018 ELP poniosła łącznie [REDAKTOWANE] netto m.in. na usługi doradcze w obszarze prawnym, technicznym, w zakresie wymagań ubezpieczeniowych, doradztwa finansowego, za zmianę pozwolenia zintegrowanego, przyłączenie do sieci energetycznej oraz za wykonanie projektu budowlanego i uzyskania ostatecznej decyzji pozwolenie na budowę dla BW100, co było przedmiotem umowy zawartej w maju 2018 r.<sup>68</sup>. Jak wyjaśnił Zarząd GA ZAP, uzyskanie pozwolenia na budowę umożliwiło wejście GRI na teren budowy bezpośrednio po podpisaniu Kontraktu i tym samym skróciło co najmniej o rok okres budowy BW100. Wskazał też, że taki podział pierwszej fazy projektu jest standardem dla podobnego typu projektów inwestycyjnych, w celu optymalizacji terminowej.

(akta kontroli tom III str. 695, tom IV str. 494-523, tom V str. 688-725)

Na koniec września 2022 r. z 37 ustalonych w Kontrakcie etapów realizacji zakończonych zostało 26 na łączną kwotę [REDAKTOWANE], w tym 15 z nich na łączną kwotę [REDAKTOWANE] (tj. [REDAKTOWANE] kwoty zrealizowanych etapów) z opóźnieniem od dwóch<sup>69</sup> do 272 i 290 dni<sup>70</sup> w porównaniu do terminów określonych w Harmonogramie Rzeczowo-Finansowym<sup>71</sup>. Zaawansowanie dwóch etapów realizacji: nr 18 (Zakończenie montażu instalacji SCR) i nr 21 (Zakończenie montażu

<sup>64</sup> Z lutego 2022 r.

<sup>65</sup> Średnia cena na rynku konkurencyjnym w IV kwartale 2021 r. wynosiła 325,26 zł, natomiast w I kwartale 2022 r. – 468,35 zł <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>.

<sup>66</sup> Przed 1 stycznia 2019 r. GA ZAP nie ponosiła wydatków w związku z realizacją BW100.

<sup>67</sup> [REDAKTOWANE]

<sup>68</sup> [REDAKTOWANE]

<sup>69</sup> Etap realizacji nr 9 – Dostawa pomp wody chłodzącej na teren budowy.

<sup>70</sup> Etapy realizacji, odpowiednio nr 16 – Dostawa instalacji SCR na teren budowy oraz nr 2 – Wykonanie i przekazanie zamawiającemu projektu podstawowego.

<sup>71</sup> Załącznik nr 4 do Kontraktu. Dalej: HRF.

urządzeń IOS) na łączną kwotę [REDAKTOWANE] było na poziomie, odpowiednio 99% i 86%, podczas gdy terminy ich realizacji upłynęły, odpowiednio 23 września i 23 listopada 2021 r. Do 30 września 2022 r. nie zrealizowano czterech etapów, których terminy upłynęły: 23 lutego<sup>72</sup>, 23 kwietnia<sup>73</sup>, 23 maja<sup>74</sup> oraz 23 września 2022 r.<sup>75</sup> Według stanu na 31 października 2022 r. realizacja etapu nr 23 była na poziomie 20%, natomiast cztery etapy realizacji z terminem do 23 października 2022 r.<sup>76</sup> nie zostały zrealizowane (realizacja etapu nr 26 była na poziomie 10%).

Wśród 37 etapów realizacji Kontraktu było osiem obłożonych karami umownymi kamieni milowych<sup>77</sup> (na łączną kwotę [REDAKTOWANE]), w tym siedem z terminami do rozpoczęcia niniejszej kontroli (24 czerwca 2022 r.). Sześć<sup>78</sup> z nich (na kwotę [REDAKTOWANE]) zostało wykonanych terminowo, zgodnie z HRF. Dostawa turbiny parowej na teren budowy (etap nr 15), która pomimo 13-dniowego opóźnienia w stosunku do terminu 21 miesięcy od daty wydania NTP (tj. 23 lipca 2021 r.), nastąpiła 5 sierpnia 2021 r., tj. przed upływem 22 miesięcy, co przewidywał HRF. Niezrealizowanym w terminie (23 maja 2022 r.) kamieniem milowym był ww. etap nr 24 na kwotę [REDAKTOWANE]. Termin ostatniego (ósmego) kamienia milowego (nr 29 – Podpisanie protokołu przyjęcia bloku energetycznego do eksploatacji, kwota [REDAKTOWANE]) upływał 23 października 2022 r., który był jednocześnie terminem realizacji Kontraktu.

Jak wyjaśnił Zarząd GA ZAP głównymi przyczynami niezrealizowania ww. etapów była pandemia COVID-19 oraz wojna na Ukrainie. Trwająca od marca 2020 r. pandemia i spowodowane nią zaburzenia wygenerowały opóźnienia (w projektowaniu, w kontraktacji kluczowych podwykonawców, w realizacji dostaw kluczowych elementów z Azji), których nie można było nadrobić na późniejszym etapie realizacji, co miało wpływ na realizację kolejnych etapów. Z kolei wojna na Ukrainie wpłynęła m.in. na zaburzenia łańcucha dostaw i brak dostępu do materiałów budowlanych (w szczególności produktów stalowych) oraz ograniczenia w dostępności siły roboczej (duży udział pracowników fizycznych z Ukrainy w realizacji inwestycji).

(akta kontroli tom II str. 476-542, tom III str. 637-694, tom IV str. 164-324, tom V str. 49-202, 249-687, 740-773)

**1.3.** Postępowanie na wybór GRI dla budowy BW100 zostało wszczęte przez ELP w styczniu 2018 r. ELP prowadziła procedury przetargowe na podstawie wewnętrznej *Instrukcji udzielania zamówień w ELP*, z wyłączeniem Prawa zamówień publicznych z uwagi na brak przesłanek podmiotowych i przedmiotowych do zastosowania przepisów tej ustawy. Przedmiotem przetargu była budowa BW100 „pod klucz”. Termin na składanie ofert ostatecznych został oznaczony na 27 grudnia 2018 r., następnie termin ten został przesunięty na 25 stycznia 2019 r., tj. po połączeniu spółek (ELP i GA ZAP). Zgodnie z instrukcją dla oferentów, ELP zastrzegła możliwość przejęcia przez GA ZAP realizacji PI pn. „Budowa Bloku Energetycznego w oparciu o paliwo węglowe w Puławach” na każdym jego etapie (prowadzenia postępowania, wykonywania zamówienia). Złożone wnioski oraz decyzje o zakwalifikowaniu

<sup>72</sup> Nr 23 – Zakończenie czyszczenia chemicznego obiegu wodno-parowego.

<sup>73</sup> Nr 22 – zakończenie prób funkcjonalnych urządzeń bloku energetycznego.

<sup>74</sup> Nr 24 – Synchronizacja bloku energetycznego z KSE i przygotowanie do ruchu regulacyjnego.

<sup>75</sup> Nr 25 – Zakończenie ruchu regulacyjnego.

<sup>76</sup> Nr 26 – Zakończenie szkolenia personelu zamawiającego, nr 27 – Zakończenie ruchu próbnego, nr 28 – Wartości niematerialne i prawne, nr 29 – Podpisanie protokołu przyjęcia BE do eksploatacji.

<sup>77</sup> Dalej: okarowane kamienie milowe.

<sup>78</sup> Nr 3 – Wykonanie zamiennego projektu budowlanego bloku i złożenie wniosku do właściwego organu o pierwsze zamienne pozwolenie na budowę bloku; nr 6 – Dostawa głównej konstrukcji stalowej kotła na teren budowy; nr 7 – Zakończenie robót fundamentowych głównych elementów bloku (turbozespół parowy, kocioł); nr 14 – Dostawa generatora na teren budowy, nr 15 – Dostawa turbiny parowej na teren budowy i nr 17 – Próba ciśnieniowa kotła z wynikiem pozytywnym.



podmiotów do postępowania, a także złożone oferty miały pozostać wiążące wobec GA ZAP.

Oferty ostateczne wpłynęły do GA ZAP 24-25 stycznia 2019 r. Termin związania ofertą wynosił 180 dni. Uchwałą nr 50/2019 z 22 stycznia 2019 r. Zarząd GA ZAP wyraził zgodę na wyłączenie postępowań przetargowych na wybór GRI i Inżyniera Kontraktu<sup>79</sup> spod obowiązującej w GA ZAP regulacji – *Instrukcji w sprawie składania zamówień u zewnętrznych dostawców oraz zasad regulujących gospodarkę materiałową w poszczególnych jednostkach organizacyjnych*<sup>80</sup>. Komisja Przetargowa 22 marca 2019 r. dokonała wyboru najkorzystniejszej oferty, którą była oferta Konsorcjum<sup>81</sup> z 25 stycznia 2019 r. Ocena ofert była przeprowadzona przy udziale doradcy prawnego, doradcy technicznego oraz Zespołu Kontrolingu GA ZAP. Ofertę Konsorcjum przyjęto wstępnie po negocjacjach cenowych<sup>82</sup>, a następnie Konsorcjum pismem z 24 lipca 2019 r. przedłużyło termin związania ofertą do 30 września 2019 r. Kontrakt został podpisany 25 września 2019 r. Wynagrodzenie umowne miało charakter ryczałtowy.

(akta kontroli tom II str. 476-542, 555-560, tom IV str. 2-324, 657-739)

**1.4.** Na podstawie § 12.1 Kontraktu, wykonawca został zobowiązany do uzyskania i dostarczenia zamawiającemu zabezpieczenia wykonania w wysokości 10% wynagrodzenia netto, tj. w kwocie [REDAKTOWANE] w formie gwarancji bankowej lub w środkach pieniężnych na rachunek Spółki w terminie do 30 dni roboczych od dnia otrzymania od zamawiającego polecenia rozpoczęcia prac<sup>83</sup>. Termin ten upływał 9 grudnia 2019 r.<sup>84</sup>

Pismem nr EP/DL/2019/25 z 2 grudnia 2019 r. GRI wniósł o wydłużenie ww. terminu do 40 dni roboczych, na co Spółka nie wyraziła zgody<sup>85</sup>, oświadczając jednocześnie, że nie złoży oświadczenia o odstąpieniu od Kontraktu (na podstawie § 31.1 pkt 31.1.2.) do 40. dnia roboczego od otrzymania przez wykonawcę NTP (termin ten upływał 23 grudnia 2019 r. – przyp. własny) oraz wskazując, że kwota [REDAKTOWANE] złożona w gotówce na poczet wadium w postępowaniu przetargowym zostanie (zgodnie z wnioskiem wykonawcy) prześięgowana na poczet zabezpieczenia wykonania<sup>86</sup>. Kolejnym pismem nr DF/MS/2212/2019 z 17 grudnia 2019 r. wykonawca zobowiązał się do przedłożenia zabezpieczenia wykonania Kontraktu *w pełnej wymaganej wysokości w ostatecznym terminie nie później niż do 31 stycznia 2020 r.* Spółka oświadczyła, że do 31 stycznia 2020 r. nie złoży oświadczenia o odstąpieniu od Kontraktu, pod warunkiem złożenia w gotówce kwoty [REDAKTOWANE] do 10 stycznia 2020 r., zaznaczając przy tym, że wyznaczony termin ma charakter ostateczny<sup>87</sup>.

Zabezpieczenie wykonania kontraktu w postaci dwóch gwarancji bankowych na łączną kwotę [REDAKTOWANE] zostało wniesione 31 stycznia 2020 r. (tj. 53 dni po terminie – 9 grudnia 2019 r.). Gwarancje bankowe spełniały warunki określone w § 12.4 i § 12.5 Kontraktu, tj. m.in. były bezwarunkowe, nieodwołalne, płatne na pierwsze pisemne żądanie GA ZAP, a ich ważność nie była uzależniona od jakiegokolwiek zmiany Kontraktu. Zabezpieczenia w formie ww. gwarancji ważne były

<sup>79</sup> Dalej: IK.

<sup>80</sup> Zarządzenie nr 8 z 10 sierpnia 2017 r.

<sup>81</sup> Tj. Polimex Mostostal S.A. (Lider Konsorcjum), Polimex Energetyka Sp. z o.o. (członek Konsorcjum nr 1) oraz SBB Energy Sp. z o.o. (członek Konsorcjum nr 2).

<sup>82</sup> Uchwała nr 187/2019 Zarządu GA ZAP z 16 kwietnia 2019 r.

<sup>83</sup> Ang. Notice to Proceed. Dalej: NTP.

<sup>84</sup> GRI otrzymał NTP 24 października 2019 r.

<sup>85</sup> Pismo nr I/388/2019 z 6 grudnia 2019 r.

<sup>86</sup> Przeksięgowanie nastąpiło 13 grudnia 2019 r.

<sup>87</sup> Pismo nr IPE/1763/2019 z 19 grudnia 2019 r.

do upływu 30. dnia liczonego od podpisania protokołu przyjęcia bloku do eksploatacji lub protokołu rozliczenia<sup>88</sup>, tj. do 22 listopada 2022 r.

Wartość wniesionego zabezpieczenia nie ulegała zmniejszeniu wraz z postępem prac.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom IV str. 524-557)

**1.5.** Spółka przekazała GRI posiadaną dokumentację, w tym dokumentację projektową (projekt budowlany) oraz pozwolenie na budowę<sup>89</sup>, a po złożeniu przez GRI do PINB zawiadomienia o terminie rozpoczęcia robót budowlanych i otrzymaniu zabezpieczenia wykonania<sup>90</sup> – teren budowy, co nastąpiło 3 lutego 2020 r. Było to zgodne z § 9.1 pkt 9.1.2 i 9.1.4 Kontraktu.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom IV str. 558-582)

**1.6.** W Kontrakcie nałożony został na GRI obowiązek zapłaty kar umownych za każdy dzień zwłoki w terminowym wykonaniu tzw. kluczowych kamieni milowych. Kary umowne zostały przewidziane również m. in. za odstąpienie zamawiającego od Kontaktu z przyczyn leżących po stronie wykonawcy, za każdy dzień opóźnienia w stosunku do ustalonego czasu reakcji lub wyznaczonego przez Zamawiającego terminu usunięcia wad w okresie gwarancji, za nieosiągnięcie przez blok węglowy określonych gwarantowanych parametrów technicznych. Ponadto w Kontrakcie przewidziano obowiązek przedłożenia przez GRI zabezpieczenia należytego wykonania umowy w wysokości [REDAKTED] wynagrodzenia netto, na wypadek niewykonania lub nienależytego wykonania Kontraktu przez GRI (co opisano w pkt 1.4 niniejszego wystąpienia) oraz postanowienia dotyczące możliwości odstąpienia od Kontraktu zarówno przez zamawiającego, jak i przez wykonawcę.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom IV str. 164-324)

Ustalono, że do 23 października 2022 r. (termin realizacji Kontraktu) wystąpiły dwie przesłanki do naliczenia kar umownych:

- w związku z nieterminowym dostarczeniem zabezpieczenia wykonania Kontraktu – wysokość kar wyliczona przez NIK wynosiła [REDAKTED]<sup>91</sup> zł;
- w związku z niezrealizowaniem kluczowego kamienia milowego (etap realizacji nr 24) w sytuacji niespełnienia warunku nieprzekroczenia okresu realizacji Kontraktu (23 października 2022 r.)<sup>92</sup> – wysokość kar na 24 października 2022 r. wyliczona przez NIK wyniosła [REDAKTED]<sup>93</sup>.

Zarząd wyjaśnił, że ww. kary nie zostały naliczone, ponieważ wydłużenie terminu realizacji Kontraktu jest przedmiotem negocjacji prowadzonych z GRI.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom IV str. 524, tom V str. 688-725)

**1.7.** Kontrakt przewidywał możliwość wypłaty zaliczki w wysokości [REDAKTED]<sup>94</sup> wynagrodzenia, tj. w kwocie [REDAKTED], a warunkami jej wypłaty było: doręczenie zamawiającemu przez wykonawcę zabezpieczenia zwrotu zaliczki w postaci gwarancji ubezpieczeniowej, wystawienie przez zamawiającego NTP<sup>95</sup> oraz doręczenie zamawiającemu faktury, obejmującej kwotę zaliczki, przy czym

<sup>88</sup> Zgodnie z Kontraktem miało to nastąpić 23 października 2022 r.

<sup>89</sup> 10 października 2019 r.

<sup>90</sup> Zdarzenia nastąpiły 31 stycznia 2020 r.

<sup>91</sup> [REDAKTED]

<sup>92</sup> W § 19.4 Kontraktu przewidziano możliwość niedochodzenia kar umownych dotyczących zwłoki w terminowym wykonaniu kluczowych kamieni milowych pod warunkiem nieprzekroczenia okresu realizacji Kontraktu.

<sup>93</sup> [REDAKTED]

<sup>94</sup> W brzmieniu nadanym Aneksem nr 1 do Kontraktu z 13 sierpnia 2020 r.

<sup>95</sup> Pismo z 22 października 2019 r. (termin rozpoczęcia prac wyznaczono na 23 października 2019 r.).

wykonawca mógł wystąpić o zapłatę zaliczki w całości lub w części, jednak nie później niż do 31 grudnia 2020 r. Zabezpieczenie zwrotu zaliczki zostało wniesione w formie spełniającej warunki określone w § 21.11 Kontraktu, tj. gwarancji ubezpieczeniowej z 31 sierpnia 2020 r. na kwotę [REDAKTED] z terminem ważności 31 marca 2023 r., a pismem z 4 września 2020 r. wykonawca zwrócił się z prośbą o wypłatę części zaliczki. Zaliczka w kwocie [REDAKTED] brutto (w tym [REDAKTED] netto oraz [REDAKTED] VAT) została wypłacona 16 września 2020 r. na podstawie faktury z 16 września 2020 r.

Zaliczka została rozliczona sześcioma fakturami<sup>96</sup>, które dotyczyły zakończenia etapów realizacji (nr): 6, 21.1, 5.1, 2, 7 oraz 21.2<sup>97</sup>, z których dwa (nr 6 i 7) były okarowanymi kamieniami milowymi. Rozliczenie zaliczki (w kwocie 6 020 931,85 zł) pięcioma fakturami nastąpiło zgodnie z postanowieniami § 21.12 Kontraktu, w myśl którego rozliczenie zaliczki nastąpi w drodze zaliczenia na poczet każdej kolejnej płatności zamawiającego na rzecz wykonawcy, przypadającej po dniu wypłaty przez zamawiającego zaliczki lub jej części zgodnie z § 21.10 Kontraktu, kwoty równej iloczynowi: (i) [REDAKTED] wartości danej płatności oraz (ii) sumy procentowej wartości pobranych przez wykonawcę części zaliczek określonych we wniosku z pkt 21.9.4, aż do momentu całkowitego rozliczenia kwoty zaliczki. Niespłacona – zgodnie z postanowieniami zdania poprzedniego – kwota zaliczki, zostanie rozliczona w etapie realizacji nr 29 wskazanym w HRF.

Aneks nr 2 do Kontraktu z 22 lutego 2021 r. wprowadzono zmianę w sposobie rozliczenia zaliczki polegającą na uwzględnieniu możliwości zaliczenia na poczet jednej płatności zamawiającego na rzecz wykonawcy, przypadającej po dniu złożenia przez wykonawcę stosownego wniosku w tym zakresie, pełnej kwoty zaliczki, która do dnia złożenia wniosku wykonawcy nie została rozliczona (§ 21.12.2 Kontraktu). W ostatniej (szóstej) fakturze z 24 lutego 2021 r., dotyczącej zakończenia etapu realizacji nr 21.2 (zgodnie z protokołem odbioru tego etapu nr OER/10/2021 z 8 lutego 2021 r.), rozliczono pozostałą kwotę zaliczki w wysokości [REDAKTED] brutto zgodnie z cyt. wyżej przepisem. Kwota ta stanowiła ok. [REDAKTED] wypłaconej zaliczki.

Do faktur dołączone zostały m.in. informacje o wartości zmniejszającej (redukcji) gwarancję zwrotu zaliczki, tj. zgodnie z § 21.11.7 Kontraktu.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom IV str. 583-656)

**1.8.** Zgodnie z § 9.3 w zw. z § 1.1 Kontraktu ustanowiony został personel zamawiającego (Spółki) zaangażowany w realizację PI nr 1126, w skład którego wchodziłi przedstawiciele zamawiającego, m.in. w sprawach technicznych i handlowych (pkt 4.5.1 Kontraktu) oraz IK i GP.

Nadzór na realizacją Kontraktu został powierzony podmiotowi zewnętrznemu na podstawie umowy nr IP/1126/4520005131 z 24 października 2019 r.<sup>98</sup> na pełnienie funkcji IK na etapie poprzedzającym rozpoczęcie robót budowlanych (faza 1) oraz na etapie prowadzenia tych robót (faza 2). Szczegółowy opis obowiązków IK zawierał załącznik nr 1 do ww. umowy. Należało do nich m.in. sprawdzenie kompletności projektu budowlanego, weryfikacja planu organizacji terenu budowy, stała obecność

<sup>96</sup> Nr ref. 7010166078 z 23 września 2020 r., nr ref. 7010167066 z 4 listopada 2020 r., nr ref. 7010167696 z 2 grudnia 2021 r., nr ref. 7010167947 z 10 grudnia 2020 r., nr ref. 7010168309 z 4 stycznia 2021 r. oraz nr ref. 7010169368 z 24 lutego 2021 r.

<sup>97</sup> Odpowiednio: Dostawa głównej konstrukcji stalowej kotła na teren budowy; Zakończenie montażu głównej konstrukcji stalowej (w zakresie niezbędnym do rozpoczęcia montażu części ciśnieniowej kotła); Wykonanie konstrukcji żelbetonowych stanowisk transformatorów; Wykonanie i przekazanie zamawiającemu projektu podstawowego; Zakończenie robót fundamentowych głównych elementów Bloku (turbozespół parowy, kocioł); Zakończenie montażu konstrukcji stalowej głównej (bez konstrukcji 2-go rzędowej) dla budynku maszynowni.

<sup>98</sup> Z wynagrodzeniem w kwocie [REDAKTED] netto.

na terenie budowy przez okres trwania inwestycji, sprawowanie nadzoru inwestorskiego przez uprawnionych przedstawicieli – inspektorów nadzoru, zgodnie z wymogami ustawy Prawo budowlane, kontrolowanie w sposób ciągły jakości wykonywanych robót, opiniowanie podwykonawców GRI, udział w pomiarach i odbiorach urządzeń, monitorowanie terminowości dostaw urządzeń, materiałów i aparatury, organizowanie oraz przewodniczenie cotygodniowym naradom technicznym oraz w radach technicznych GA ZAP powoływanych w celu zatwierdzenia dokumentacji projektowej GRI, a także uczestnictwo w odbiorze robót, potwierdzanie wykonania przez GRI poszczególnych etapów realizacji i poświadczenie terminu zakończenia robót.

Ponadto, nadzór w Spółce nad realizacją PI nr 1126 sprawowała powołana z dniem 2 stycznia 2019 r. komórka organizacyjna ds. realizacji budowy bloku węglowego (IPE), która wspomagana była przez IK (m.in. w zakresie nadzoru budowlanego) i GP (nadzór autorski) pod względem technicznym oraz przez kancelarię radcy prawnego pod względem prawnym. Dodatkowo, zgodnie z procedurami wewnętrznymi GA ZAP<sup>99</sup>, powołany został Kierownik Projektu (24 stycznia 2019 r.) i Zespół Realizacyjny<sup>100</sup> przez Dyrektora Pionu Inwestycji oraz – ze względu na wielkość, skomplikowanie i wielobranżowość projektu – Zespół Zadaniowy powołany przez Zarząd GA ZAP<sup>101</sup>. W skład ww. Zespołów wchodził: Kierownik Projektu oraz specjaliści poszczególnych branż m.in. energetycznej, elektroenergetycznej, instalacyjnej elektrycznej, konstrukcyjno-budowlanej, a także specjaliści ds. ppoż., BHP, ochrony środowiska, infrastruktury, finansowych i ubezpieczeń, księgowości majątkowej.

Kierownik Projektu odpowiedzialny był za realizację zadania zgodnie z planowanym zakresem rzeczowym, terminem zakończenia i budżetem projektu. Zespół Realizacyjny sporządzał okresowe (miesięczne) raporty z realizacji PI nr 1126, które zawierały informacje nt. budżetu projektu, Harmonogramu Realizacji Kontraktu, umów z wykonawcami oraz wykonanych działań w danym okresie (narastająco) ze wskazaniem zaawansowania poszczególnych etapów realizacji Kontraktu. Z kolei zadaniem Zespołu Zadaniowego było bieżące wsparcie komórki IPE w uzgodnieniach i opiniowaniu poszczególnych dokumentów, w szczególności dokumentacji technicznej.

Informacje nt. realizacji PI nr 1126 były przekazywane RN GA ZAP przez Zarząd GA ZAP co miesiąc.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom III str. 639-692, tom IV str. 164-324, tom V str. 2-202, 737-773)

**1.9.** Kontrakt był aneksowany czterokrotnie<sup>102</sup> z uwagi na zmianę formy udzielenia gwarancji zwrotu zaliczki, rozliczenia zaliczki oraz zmiany materiałowe i technologiczne<sup>103</sup>. Wynagrodzenie GRI wzrosło z kwoty [REDAKTOWANE] do kwoty [REDAKTOWANE]<sup>104</sup>. Aneksy uzyskały wymaganą akceptację Zarządu GA ZAP. Zmian Kontraktu dokonywano, jak wyjaśnił Zarząd GA ZAP, na podstawie przepisów prawa powszechnie obowiązującego.

<sup>99</sup> W okresie objętym kontrolą NIK obowiązywało polecenie służbowe Dyrektora Pionu Inwestycji nr 3/II/2019 z 24 maja 2019 r.

<sup>100</sup> Decyzja Dyrektora Pionu Inwestycji z 28 października 2019 r. ze zmianami z 12 kwietnia 2021 r.

<sup>101</sup> Uchwała nr 149/2020 z 1 kwietnia 2019 r.

<sup>102</sup> Aneks nr 1 z 13 sierpnia 2020 r. i nr 2 z 22 lutego 2021 r. nie wiązały się ze zmianą wysokości wynagrodzenia GRI. Dwa kolejne aneksy spowodowały zwiększenie wynagrodzenia GRI – o [REDAKTOWANE] (aneks nr 3 z 16 lipca 2021 r.), a następnie o [REDAKTOWANE] do [REDAKTOWANE] (aneks nr 4 z 26 października 2021 r.).

<sup>103</sup> Opiniowanie zmian w wykonaniu przedmiotu Kontraktu (w szczególności zmian w zastosowanych technologiach, materiałach, urządzeniach itp.) należało do obowiązków IK.

<sup>104</sup> Powyższa zmiana nie spowodowała przekroczenia budżetu PI nr 1126, tj. kwoty [REDAKTOWANE].

W trakcie kontroli trwały negocjacje Spółki z GRI w związku z jego wnioskami o przedłużenie terminu realizacji kontraktu oraz podwyższenie wynagrodzenia<sup>105</sup>. Propozycja aneksu nr 5 do Kontraktu została złożona przez GRI 21 września 2022 r. (akta kontroli tom II str. 476-542, tom IV str. 325-493, tom V str. 49-202, 694-725, 740-773)

**1.10.** Płatności były dokonywane zgodnie z postanowieniami Kontraktu<sup>106</sup>, tj. po wykonaniu i odbiorze prac składających się na dany etap realizacji oraz podpisaniu protokołu odbioru etapu realizacji<sup>107</sup> bez uwag albo w przypadku wystąpienia lub stwierdzenia istnienia usterek – z załączoną listą usterek oraz zobowiązaniem GRI do ich usunięcia we wskazanym terminie; na podstawie faktury, do której dołączane były m.in. oświadczenia podwykonawców o: [1] kwocie zapłaty za wykonane dostawy/usługi/roboty; [2] wysokości wymagalnego, ale niezapłaconego wynagrodzenia; [3] wysokości należności niewymagalnych wraz z kopiami faktur oraz dowodami dokonania przelewów bankowych na rzecz podwykonawców.

Wartość robót (usług/dostaw) ujęta w danej fakturze odpowiadała wartości z protokołu odbioru etapu realizacji. Na 30 czerwca 2022 r. GRI wypłacono 81,4% wynagrodzenia kontraktowego<sup>108</sup>.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom III str. 631, tom V str. 203-232, 249-687, 774-781)

**1.11.** Spółka zabezpieczyła swój interes przed roszczeniami podwykonawców poprzez wprowadzenie w Kontrakcie zapisów<sup>109</sup> dotyczących m.in.:

- obowiązku sporządzania listy podwykonawców akceptowanych przez GA ZAP oraz uzyskania pisemnej opinii IK i zgody GA ZAP na zawarcie przez podwykonawcę umowy z dalszym podwykonawcą;
- obowiązku regularnego (co najmniej raz w miesiącu kalendarzowym) przekazywania przez GRI: [1] pisemnych oświadczeń, że terminowo uiszcza wszelkie wymagalne należności na rzecz podwykonawców ze wskazaniem m.in.: nazwy i danych adresowych podwykonawców, przybliżonej wartości robót wykonanych w danym okresie, płatności uiszczonych na rzecz każdego z podwykonawców oraz całkowitej sumy płatności dokonanych na rzecz każdego podwykonawcy; [2] pisemnych oświadczeń podwykonawców, że wszystkie należności wynikające z ich umów z GRI, wymagalne w danym okresie raportowania, zostały uiszczone; [3] pisemnych oświadczeń podwykonawców i dalszych podwykonawców, z których będzie wynikać, że wszystkie należności takich podwykonawców wynikające z ich umów o charakterze podwykonawczym, wymagalne w danym okresie raportowania, zostały na ich rzecz uiszczone;
- powiadamianie IK i GA ZAP o każdym przypadku niedokonania płatności należnej jakimkolwiek podwykonawcy oraz wskazanie przyczyn zaniechania takiej płatności. Każdy stwierdzony przez IK lub GA ZAP przypadek nieuzasadnionego nieuiszczenia przez GRI jakiegokolwiek należnej płatności któremkolwiek z podwykonawców miał być traktowany jako naruszenie obowiązków umownych przez GRI;

<sup>105</sup> Z 18 listopada 2021 r., 22 kwietnia i 1 czerwca 2022 r.

<sup>106</sup> Rozdział 22. Warunki płatności. Dobór próby do analizy celowej: 10 z 26 zakończonych na 30 czerwca 2022 r. etapów realizacji (tj. 27,8%) na kwotę ██████████ (tj. ██████████ wypłaconego na 30 czerwca 2022 r. wynagrodzenia w kwocie ██████████).

<sup>107</sup> Odbiór etapu realizacji dokonywany był na podstawie wyników odbiorów dostaw/usług/robót przeprowadzanych po kontroli (inspekcji), na podstawie zgłoszeń GRI oraz protokołów odbiorów częściowych branżowych.

<sup>108</sup> ██████████ (według danych z SAP) z ██████████ (po zmianie wprowadzonej aneksem nr 4 z 26 października 2021 r.).

<sup>109</sup> Rozdział 14. Podwykonawcy.

- przedstawianie GA ZAP na każde jego żądanie dokumentów, oświadczeń i wyjaśnień dotyczących realizacji umowy o podwykonawstwo, w tym oświadczeń i dokumentów w zakresie zapłaty lub braku zapłaty wynagrodzenia, a także zobowiązaniu podwykonawców i dalszych podwykonawców do powiadomienia na piśmie GA ZAP o każdej zaległej, przysługującej mu płatności.

Ponadto, wypłata wynagrodzenia GRI była uzależniona od m.in. przedłożenia oświadczeń podwykonawców o: kwotach wymagalnych i zapłaconych przez GRI, kwotach wymagalnych i niezapłaconych przez GRI oraz o kwotach niewymagalnych (opisano w pkt 1.10 niniejszego wystąpienia).

Stwierdzono, że obowiązki w powyższym zakresie były realizowane zgodnie z Kontraktem, a Zarząd GA ZAP poinformował m.in., że Spółka dokonywała cyklicznych (raz w miesiącu) kontroli oświadczeń, a ewentualne wątpliwości były na bieżąco wyjaśniane, podwykonawcy (dalsi podwykonawcy) nie zgłaszali roszczeń w związku z brakiem zapłaty należności, w wyniku czego Spółka nie pozostawała w sporze sądowym z GRI ani żadnym podwykonawcą. Dodatkowo źródłem weryfikacji były bezpośrednie kontakty z podwykonawcami na terenie budowy.

(akta kontroli tom II str. 476-515, tom IV str. 164-324, tom V str. 204, 249-687, 774-781)

Stwierdzone  
nieprawidłowości

W działalności Spółki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

Działaniem niegospodarnym byłych organów Spółki (Zarządu<sup>110</sup> i RN<sup>111</sup>) było:

- 1) podjęcie w 2015 r. decyzji<sup>112</sup> o przystąpieniu do budowy BGP400 (o wartości 1 125 000 tys. zł) bez starannego rozeznania kosztów realizacji oraz eksploatacji BGP400, jakie ponosiłaby GA ZAP, w tym również na rozbudowę infrastruktury służącej połączeniu GA ZAP z instalacjami BGP400, a także możliwości dostaw gazu do BGP400, co w efekcie narażało Spółkę na szkodę majątkową w rozmiarach stanowiących zagrożenie dla jej funkcjonowania, tj. w kwocie 1 054 648,8 tys. zł (średniorocznie<sup>113</sup>) związanej z eksploatacją BE od 2019 r. (planowany termin zakończenia budowy) oraz w kwocie 233 500 tys. zł dotyczącej dodatkowych nakładów na rozbudowę infrastruktury. GA ZAP ponosiłaby również, trudne do oszacowania, koszty leasingu (dzierżawy) BGP400 i EC od SPV.

SW BGP400 oraz Analiza finansowa z dnia 23 września 2014 r. jednoznacznie wykazały m.in., że:

- a) Realizacja BGP400 generowałaby dużą nadwyżkę energii elektrycznej w stosunku do potrzeb GA ZAP. Nadwyżka ta stanowiłaby około 65% całkowitej energii elektrycznej wyprodukowanej w BGP400 i musiałaby być sprzedana na wolnym rynku. Ryzyko niedotrzymania umów kontraktowych związane z awariami, przeglądami lub innymi sytuacjami nieprzewidzianych postojów BGP400, przy braku źródeł rezerwowych na pokrycie ewentualnych braków energii, obciążałoby GA ZAP;
- b) W przypadku wyłączenia z pracy BGP400 (np. w czasie przeglądów okresowych, remontów) część węglowa EC byłaby w stanie pokrywać około 80% maksymalnego zapotrzebowania na ciepło technologiczne, co spowodowałoby

<sup>110</sup> W składzie osób pełniących funkcje od 18 grudnia 2012 r. do 10 maja 2016 r.

<sup>111</sup> W składzie osób pełniących funkcje od 29 listopada 2013 r. do 22 lutego 2016 r. (jeden członek), do 24 marca 2016 r. (trzech członków) i do 31 maja 2017 r. (dwóch członków).

<sup>112</sup> Uchwała nr 180/2015 Zarządu GA ZAP z 7 maja 2015 r. oraz uchwała nr 146/VIII/2015 RN GA ZAP z 25 maja 2015 r.

<sup>113</sup> Czas postoju z powodu obowiązkowych przeglądów okresowych w przyjętym w SW 12-letnim cyklu pracy BGP400 wyniósłby łącznie 204 dni, co daje średniorocznie 17 dni postoju BGP400.

wystąpienie w tych okresach ograniczeń po stronie produkcji chemicznej GA ZAP z tytułu ograniczonych dostaw ciepła;

- c) Energia elektryczna produkowana w BGP400 byłaby znacznie droższa niż energia dostępna na wolnym rynku średnio o ponad 300 zł/MWh<sup>114</sup>, a ciepło produkowane w BGP400 byłoby droższe o 25% od ciepła produkowanego w EC;
- d) Zapisy warunków przyłączenia do sieci gazowej wydane przez GAZ-SYSTEM gwarantowały możliwość zapewnienia dostaw paliwa gazowego do BGP400 w długim horyzoncie czasowym wyłącznie przy założeniu, że gaz będzie wprowadzany do systemu przesyłowego w punkcie Wysokoje na granicy polsko-białoruskiej, bez możliwości dostaw z innych kierunków (rozbudowa sieci przesyłowej miała nastąpić w latach 2023-2024). Stwarzało, to realne zagrożenie zakończenia dostaw paliwa gazowego do BGP400 w przypadku wygaśnięcia „Kontraktu Jamalskiego” w 2022 r. bez jednoczesnego zapewnienia dostaw gazu z innych kierunków i od różnych dostawców;
- e) Realizacja BGP400, przy kosztach kształtujących się na poziomie 1 125 000 tys. zł, wymagała jednoczesnego poniesienia przez GA ZAP znacznych dodatkowych nakładów inwestycyjnych na:
  - integrację nowego bloku z instalacjami GA ZAP w kwocie ok. 233 500 tys. zł;
  - modernizację trzech kotłów i dostosowanie EC do wymogów środowiskowych w kwocie 1 054 000 tys. zł, podczas gdy wykorzystywane miały być tylko jako źródło szczytowe i zapasowe;
- f) Budowa BGP400 cechowała się dużą wrażliwością, w szczególności na ceny energii elektrycznej i gazu (dla średnich cen w okresie 25 lat) – wzrost cen gazu o 7% lub wzrost cen gazu o 2% i spadek cen energii o 3% powodował, że projekt stawał się nierentowny (ujemne NPV).

Analizy ekonomiczno-techniczne skupiały się na opłacalności realizacji inwestycji przez SPV, lecz nie wskazywały, jak koszty realizacji tej inwestycji, a następnie jej eksploatacji przez GA ZAP, będą wpływały na ceny produktów oferowanych przez GA ZAP (np. nawozy sztuczne, melamina). W opracowaniach zakładano, że im wyższe będą ceny uzyskiwane za energię elektryczną przez BGP400, tym lepsze będą wyniki dla eksploatacji tego bloku, jednakże nie odnoszono się do kosztów, jakie z tego tytułu będzie musiała ponieść GA ZAP i jak to wpłynie na koszty produkcji, a finalnie – na cenę oferowanych produktów.

Dodatkowe koszty, jakie musiałaby ponieść GA ZAP eksploatująca BGP400 (w formule autoproducenta, tj. w przypadku leasingu lub dzierżawy od SPV), w związku z produkcją energii elektrycznej i ciepłej, postojem BGP400 spowodowanym m.in. przeglądami okresowymi oraz koniecznością sprzedaży energii elektrycznej wyniosłyby rocznie 1 054 648,8 tys. zł, z tego:

- 332 916,5 tys. zł – dodatkowy koszt, jaki musiałaby ponieść GA ZAP w przypadku wytworzenia 1 014 000 MWh energii w BGP400 po cenie wskazanej SW BGP400 (491,90 zł/MWh) podczas, gdy średnia cena zakupu energii przez GA ZAP wynosiła wówczas 163,58 zł/MWh<sup>115</sup>;
- 619 211,5 tys. zł – różnica pomiędzy kosztem wytworzenia 1 886 000 MWh<sup>116</sup> energii wyprodukowanej w BGP400 przy cenie 491,90 zł/MWh a ceną na rynku

<sup>114</sup> Przy braku wsparcia dla kogeneracji (np. str. 198-206 SW BGP400).

<sup>115</sup> Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2014 r. <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-ryнку-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>.

<sup>116</sup> Nadwyżka energii elektrycznej wyprodukowana przez BGP400, podlegająca sprzedaży na rynku.

obrotu energią elektryczną w kwocie 163,58 zł/MWh, którą musiałyby pokryć GA ZAP;

- 42 387,8 tys. zł – dodatkowe koszty, jakie musiałyby ponieść GA ZAP na zakup pary technologicznej z BGP400, tj. ciepła o 25% droższego niż produkowane w EC;
- 42 500 tys. zł<sup>117</sup> – utrata przychodów spowodowana zmniejszeniem produkcji GA ZAP, wynikającej z ograniczenia produkcji pary technologicznej do 80% maksymalnego zapotrzebowania w okresie przeglądów BGP400;
- 14 318 tys. zł<sup>118</sup> – średnioroczne wydatki na zakup energii elektrycznej dla odbiorców, jakie musiałyby ponieść Spółka w związku z przestojem BGP400 spowodowanym przeglądami okresowymi (średniorocznie w cyklu 12-letnim czas przeglądu to 17 dni);
- 3315 tys. zł – opłata za przekroczenie mocy zamówionej<sup>119</sup> przez 17 dni, związana z wykonywaniem przeglądów okresowych<sup>120</sup>.

W związku z odstąpieniem w grudniu 2014 r. od realizacji inwestycji polegającej na budowie duoBGP oraz wyjściem PGE GiEK ze spółki ELP z powodu nierentowności i niekonkurencyjności planowanej inwestycji, podejmując w 2015 r. decyzję o budowie BGP400 (tj. inwestycji dwukrotnie mniejszej od duoBGP, z jednym blokiem gazowo-parowym) należało dolożyć szczególnej staranności przy analizie jej opłacalności, kosztów wytworzenia energii elektrycznej i ciepłej oraz wpływu realizowanej i eksploatowanej inwestycji na kondycję finansową GA ZAP. Konieczność poniesienia od 2019 r. opisanych wyżej dodatkowych średniorocznych<sup>121</sup> kosztów w kwocie 1 054 648,8 tys. zł byłaby znaczącym obciążeniem dla Spółki, która osiągała w latach 2019-2021 zysk na poziomie, odpowiednio: 283 878 tys. zł, 221 967 tys. zł oraz 197 226 tys. zł. W czasie podejmowania decyzji o budowie BGP400 wynik finansowy GA ZAP wynosił 263 560 tys. zł przy sumie bilansowej 3 382 465 tys. zł<sup>122</sup>. Dodatkowym obciążeniem dla Spółki byłyby koszty zakładanego leasingu (dzierżawy) BGP400 oraz EC (uprzednio wniesionej do SPV aportem przez GA ZAP) od SPV oraz koszty utrzymywania w tzw. „gorącej rezerwie” dwóch z trzech zmodernizowanych kotłów m.in. na wypadek awarii BGP400. Ograniczenie produkcji pary technologicznej, przy konieczności zapewnienia dostaw ciepła dla Miasta Puławy, negatywnie wpłynęłoby na wytwarzanie produktów oferowanych przez GA ZAP.

Ponadto, w studium wykonalności dla duoBGP z marca 2012 r. jednoznacznie wskazano, że pojedynczy blok gazowo-parowy (a takim miał być BGP400) nie jest w stanie samodzielnie pokryć szczytowych potrzeb ciepłych GA ZAP.

- 2) przedłożenie przez Zarząd GA ZAP wniosku<sup>123</sup> do RN GA ZAP o wyrażenie zgody na podwyższenie kapitału zakładowego spółki ELP o kwotę 70 000 tys. zł w celu

<sup>117</sup> Dienne zmniejszenie przychodów spowodowanych ograniczeniem produkcji o 20% spowodowane zmniejszeniem ilości wyprodukowanej pary technologicznej (12 500 000 zł dienne przychody z produkcji GA ZAP x 20% x 17 dni postoju średnioroczne z powodu przeglądów okresowych).

<sup>118</sup> Przy sprzedaży rocznie 1 886 000 MWh oraz cenie 163 zł/MWh.

<sup>119</sup> Str. 4 *Oszacowanie finansowych skutków awarii jednostki CCGT* z 13 marca 2017 r.

<sup>120</sup> Dla przeprowadzania renowacji urządzeń związanej z normalnym procesem zużycia i degradacji przewidziano 12-letni cykl remontowy, uwzględniający typowe wymagania producentów głównych urządzeń w liczbie 204 dni łącznie, co średniorocznie daje 17 dni przestoju (str. 161 SW BGP400). Opłata dzienna za przekroczenie zamówionej mocy wynosiła 195 000 zł (str. 4 opracowania pt. *Oszacowanie finansowych skutków awarii jednostki CCGT* z 13 marca 2017 r.).

<sup>121</sup> Liczone dla 12-letniego cyklu eksploatacji BGP400, z czego za lata 2020-2022 (tj. po oddaniu BGP400 w 2019 r.) wyniosłyby łącznie 3 163 946,4 tys. zł.

<sup>122</sup> Na 31 grudnia 2014 r.

<sup>123</sup> Uchwała nr 400/2015 z 14 października 2015 r.



finansowania budowy BGP400 oraz wydanie takiej zgody przez RN<sup>124</sup> bez skrupulatnej analizy danych zawartych w m.in.: SW BGP400 oraz analizie finansowej<sup>125</sup>, wskazujących na rzeczywiste koszty, jakie będzie musiała ponieść GA ZAP m.in. na integrację instalacji GA ZAP z BGP400, modernizację EC oraz wpływu kosztów wytworzenia energii elektrycznej i ciepłej w BGP400 na ceny produktów oferowanych przez GA ZAP. Jeden z członków RN zwrócił uwagę, że przedstawione Radzie dokumenty nie uzasadniały podwyższenia kapitału o kwotę 70 000 tys. zł, a RN powinna dokonać analizy: studium wykonalności projektu, analizy opłacalności, wydatków na BGP400 i EC wraz z wpływem na EBITDA GA ZAP.

Były Prezes Zarządu GA ZAP wyjaśnił, że ze względu na upływ czasu i brak dostępu do dokumentów Spółki nie jest w stanie udzielić wyjaśnień w zakresie opisanych wyżej kwestii.

Były Przewodniczący RN GA ZAP<sup>126</sup> wyjaśnił, że RN otrzymywała dokumenty z GA ZAP, które zostały do niej skierowane przez Zarząd GA ZAP. Wszelkie uchwały, jakie były przedmiotem procedowania przez RN posiadały opinię działu prawnego Spółki. Ponadto poinformował, że w związku z faktem, że od działań dotyczących budowy BGP400 *minęło już ponad siedem lat nie może udzielić wyjaśnień z uwagi na brak pamięci szczegółów dotyczących tamtych wydarzeń.*

Zarząd GA ZAP wyjaśnił m.in., że Spółka od 2011 r. posiadała wiedzę o możliwości wprowadzenia gazu wyłącznie w punkcie wejścia Wysokoje. We wniosku przekazanym przez Zarząd GA ZAP do RN o wyrażenie zgody na realizację BGP400 brak było informacji o dodatkowych kosztach, jakie będzie musiała ponieść GA ZAP na rozbudowę infrastruktury w celu odbioru energii ciepłej i elektrycznej oraz o zapewnieniu dostaw gazu.

Nakłady na budowę BGP400 oraz rozbudowę infrastruktury łączącej ww. blok z instalacjami GA ZAP wyniosłyby łącznie 1 358 500 tys. zł, natomiast dodatkowe obciążenia związane z produkcją energii elektrycznej i ciepłej wyniosłyby średniorocznie 1 054 648,8 tys. zł.

(akta kontroli tom I str. 9-22, 63-295, 300-303, 358-362, 693, tom II str. 2-85, 160-163, 453-465, 469-542, 563-661, tom III str. 582-608, 623-625, tom V str. 249-259, 730-736)

#### OCENA CZĄSTKOWA

Przystąpienie do realizacji budowy nowego BE poprzedzone było szeregiem analiz, w tym technicznych oraz uwzględniających rachunek ekonomiczny. Informacji zawartych w ww. analizach nie poddano jednak starannej weryfikacji pod kątem faktycznych możliwości dostaw gazu oraz rozeznania kosztów, jakie ponosiłaby Spółka m.in. w związku z realizacją i eksploatacją BGP400 oraz rozbudową niezbędnej infrastruktury łączącej BGP400 z instalacjami GA ZAP, co było działaniem niegospodarnym organów Spółki, podejmujących decyzje w 2015 r. Relacja oszacowanych w trakcie kontroli wybranych kosztów do wyników finansowych GA ZAP wskazała na realne zagrożenie dotyczące funkcjonowania Spółki. Dodatkowym obciążeniem dla Spółki byłby zakładany leasing (dzierżawa) BGP400 oraz EC od SPV. Projekt BW100 był dostosowany do najnowszych wymagań środowiskowych, przy jednoczesnym zwiększeniu udziału EC w produkcji energii elektrycznej oraz zapewnieniu ciągłości dostaw pary technologicznej i wody grzewczej, a emisja zanieczyszczeń do atmosfery będzie niższa niż przy eksploatacji BGP400. Po oddaniu BW100 oraz wyłączeniu z eksploatacji dwóch kotłów, EC – zgodnie z założeniami – będzie zużywała o 8% mniej paliwa niż EC przed

<sup>124</sup> Uchwała nr 173/VIII/2015 z 21 października 2015 r.

<sup>125</sup> Z 23 września 2014 r.

<sup>126</sup> W okresie od 29 listopada 2013 r. do 24 marca 2016 r.

modernizacją. Inwestycja BW100 była prowadzona zgodnie z harmonogramem, a opóźnienia, które wystąpiły w 2022 r. spowodowane były niezależnymi od Spółki okolicznościami (m.in. pandemia COVID-19, wojna na Ukrainie).

OBSZAR

## 2. Budowa instalacji saletry amonowej granulowanej mechanicznie i jej efekty.

Opis stanu faktycznego

**2.1.** Prawidłowość działań na rzecz oddania do użytkowania budowanej instalacji saletry była przedmiotem kontroli NIK przeprowadzonej w 2020 r.<sup>127</sup>, w związku z czym sprawdzeniu w toku niniejszej kontroli poddane zostały działania Spółki po zakończeniu ww. kontroli. Odnosząc się do ustaleń ww. kontroli NIK w zakresie utraty gwarancji przez niektóre urzędnicy, Zarząd GA ZAP wyjaśnił, że nie dysponuje danymi, które awarie (uwzględniając aspekty techniczne, jak i termin powstania awarii) potencjalnie mogłyby podlegać procedurze reklamacyjnej, ponieważ w Spółce nie jest prowadzona osobna ewidencja awarii urzędów potencjalnie podlegających gwarancjom producenta. Ponadto opisane w wystąpieniu pokontrolnym ryzyko utraty korzyści finansowych związanych z lokalizacją inwestycji na terenie SSE nie zmaterializowało się. Termin zakończenia inwestycji został przedłużony do 31 grudnia 2021 r.<sup>128</sup>, a następnie do 31 grudnia 2022 r.<sup>129</sup> Kontrole SSE w zakresie spełniania przez GA ZAP warunków zatrudnienia pracowników określonych w zezwoleniu nr 169/2017 z 17 lutego 2017 r. (ze zmianami) były przeprowadzane dwukrotnie – 27 sierpnia 2020 r. oraz 21 kwietnia 2022 r. i w ich wyniku ustalono, że Spółka wywiązała się z obowiązków nałożonych ww. zezwoleniem.

(akta kontroli tom I str. 31-35, tom VI str. 2-40, tom VII str. 221-222, 523-533)

Zaawansowanie wykonania rzeczowego PI nr 971 wyniosło na 30 września 2022 r. 98,5%, a na 31 października – 98,6%, natomiast zaawansowanie finansowe, odpowiednio 97,9% ( [REDACTED] poniesionych nakładów w ramach planu wydatków na PI nr 971 w kwocie [REDACTED] ) i 98% ( [REDACTED] ). Projekt był finansowany ze środków własnych (doraźnie – faktoringiem). Zaciągnięte zobowiązania wyniosły na koniec września 2022 r. [REDACTED], a na koniec października 2022 r. – [REDACTED].

W związku z realizacją PI nr 971 Spółka zawarła 461 umów (na 30 czerwca 2022 r.), w tym 11 umów na usługi projektowe<sup>130</sup> (w trakcie realizacji pozostawały dwie umowy<sup>131</sup>), 176 umów na dostawy<sup>132</sup> (w trakcie realizacji było 41 umów<sup>133</sup>) oraz 274 umowy na usługi oraz roboty budowlane<sup>134</sup> (w trakcie realizacji było 31 umów<sup>135</sup>).

(akta kontroli tom II str. 468, 476-542, tom III str. 626-629, tom VI str. 275-381)

**2.2.** Za realizację PI nr 971 zgodnie z planowanym zakresem rzeczowym, terminem zakończenia i budżetem odpowiedzialny był Kierownik Projektu<sup>136</sup>, wspomagany przez Zespół Realizacyjny<sup>137</sup>, w skład którego wchodził inspektorzy branż mechanicznej/montażowej, budowlanej, elektrycznej, automatyki przemysłowej,

<sup>127</sup> Nr I/20/002 – Wybrane aspekty działalności Grupy Azoty S.A. oraz spółek zależnych (wystąpienie pokontrolne nr KGP.411.002.02.2020 z 27 sierpnia 2020 r.).

<sup>128</sup> Decyzja Ministra Rozwoju nr 255/DRI/20 z 3 września 2020 r.

<sup>129</sup> Decyzja Ministra Rozwoju i Technologii nr 383/DRI/21 z 9 listopada 2021 r.

<sup>130</sup> Na kwotę [REDACTED] netto. Dalej w pkt 2.1 podano kwoty netto.

<sup>131</sup> Na kwotę [REDACTED].

<sup>132</sup> W tym 106 umów na kwotę [REDACTED] (w tym jedna dodatkowo na kwotę [REDACTED]) oraz 70 umów na kwotę [REDACTED].

<sup>133</sup> W tym 21 na kwotę [REDACTED] oraz 20 na kwotę [REDACTED].

<sup>134</sup> W tym 273 umowy na kwotę [REDACTED] oraz jedna umowa na kwotę [REDACTED].

<sup>135</sup> Na kwotę [REDACTED].

<sup>136</sup> Zmiana Kierownika Projektu powołanego w maju 2014 r. nastąpiła na podstawie decyzji Dyrektora Pionu Inwestycji z 30 maja 2022 r.

<sup>137</sup> Decyzja Dyrektora Pionu Inwestycji z 29 października 2014 r. ze zm. (ostatnia z 23 października 2017 r.).

sanitarnej i drogowej. Kierownik Projektu odpowiadał m.in. za zaplanowanie realizacji projektu, w tym ustalenie metody realizacji i harmonogramu, zapewnienie uzyskania wymaganych decyzji administracyjnych, koordynację wykonawstwa robót wszystkich branż, zapewnienie nadzoru prowadzonych prac (w tym m.in. odbioru branżowego robót), przygotowanie raportów miesięcznych z realizacji projektu. Z kolei osoby pełniące funkcje inspektorów nadzoru odpowiadały m.in. za określanie warunków technicznych zlecenia wykonania robót, kontrolę zgodności wykonawstwa z projektem budowlanym i pozwoleniem na budowę, potwierdzanie faktycznie wykonanych robót, zapewnienie kompletności dokumentacji wszystkich urządzeń, a w szczególności podlegających dozorowi technicznemu oraz przygotowanie dokumentów niezbędných do odbioru nadzorowanych branż – odbiór branżowy.

(akta kontroli tom V str. 737-739, tom VI str. 318-494)

**2.3.** W odniesieniu do PI nr 971 kontrolą objęto trzy umowy, dwa zamówienia realizowane w ramach zawartych umów ramowych oraz jedno zamówienie zakupowe na łączną kwotę [REDAKTOWANO]<sup>138</sup>:

- umowa nr BOI/4/971/2020/4520005322 z 17 czerwca 2020 r. na roboty branży mechanicznej, izolacyjnej, budowlanej na kwotę [REDAKTOWANO];
- umowa nr BI/2/2021/20/4520005722/971 z 3 listopada 2021 r. na wykonanie dwóch kompletów armatek pneumatycznych wraz z króćcami przyłączeniowymi i układem sterowania na kwotę [REDAKTOWANO];
- zamówienie nr 4520005707 z 7 lipca 2021 r. w ramach umowy serwisowej z 31 maja 2021 r. nr BR3/2021/2 na serwis sprężarek śrubowych na kwotę [REDAKTOWANO];
- zamówienie zakupowe nr 4520005709 z 8 lipca 2021 r. na dostawę schodów, pomostów, podestów, drabin na kwotę [REDAKTOWANO];
- umowa nr BOI11/2021/127/4520005813/971 z 1 grudnia 2021 r. na wykonanie robót branży mechanicznej i montażowej na kwotę [REDAKTOWANO];
- zamówienie nr 4520005687 z 15 czerwca 2021 r. w ramach umowy ramowej nr BO/06/2019 z 31 grudnia 2019 r. na wykonanie dokumentacji do zgłoszenia oraz na wykonanie projektu wykonawczego jednego z pomieszczeń na kwotę [REDAKTOWANO].

Umowy i zamówienia były zawierane na podstawie przepisów wewnętrznych GA ZAP przez upoważnione do tego osoby. W przypadku zamówień, warunki dotyczące realizacji przedmiotu umowy mieściły się dodatkowo w umowach ramowych lub w Ogólnych Warunkach Sprzedaży<sup>139</sup>. Zabezpieczenie GA ZAP w przypadku niewywiązywania się kontrahenta z postanowień umowy/zamówienia następowało m.in. poprzez zastrzeżenie:

- kar umownych za opóźnienia/zwłokę w realizacji przedmiotu umowy;
- kar umownych za odstąpienie od umowy przez zamawiającego z przyczyn leżących po stronie wykonawcy;
- kar umownych za opóźnienia w usunięciu usterek i wad.

(akta kontroli tom VI str. 275-317, 382-560, tom VII str. 2-220)

**2.4.** Na sześć objętych szczegółową kontrolą umów/zamówień, cztery<sup>140</sup> nie zostały zrealizowane w terminie ustalonym przez strony, przy czym – jak wyjaśnił Zarząd GA ZAP – w trzech przypadkach kary umowne nie zostały naliczone z uwagi na brak winy wykonawcy. Przesunięcie terminu realizacji umowy nr BOI/4/971/2020/4520005322,

<sup>138</sup> Dobór próby celowy.

<sup>139</sup> Ogólne Warunki Sprzedaży (OWS) dostępne na stronie <https://owz.grupaazoty.com/>. Na podstawie OWS, GA ZAP mogło żądać kar umownych za zwłokę w dostawie, za odstąpienie przez zamawiającego od umowy.

<sup>140</sup> Umowa nr BOI/4/971/2020/4520005322 z 17 czerwca 2020 r. oraz trzy zamówienia: nr 4520005687 z 15 czerwca 2021 r., nr 4520005707 z 7 lipca 2021 r. i nr 4520005709 z 8 lipca 2021 r.

zgodnie z wyjaśnieniami Zarządu Spółki, nastąpiło na skutek braku możliwości dokończenia prac z uwagi na pracującą instalację.

Terminy realizacji zamówień nr 4520005707 i nr 4520005709 miały być ostatecznie potwierdzone przez wykonawców przed realizacją zamówień. Terminy ustalono w korespondencji e-mail z zamawiającym poprzez przekazanie informacji o planowanej wysyłce oraz o dostawie, po uzgodnieniu terminu z producentem części. Zarząd Spółki oraz Kierownik Działu Planowania, Dokumentacji i Odbiorów w wyjaśnieniach wskazali – jako termin realizacji ww. zamówień – 16 sierpnia 2021 r. Jak wyjaśnił Zarząd, w przypadku zamówienia 4520005707 wykonawca pomimo przyjazdu do Spółki w terminie, nie mógł wykonać usługi serwisu z uwagi na odkrytą awarię urządzenia, która powinna być usunięta. Usługa została wykonana po usunięciu awarii. Z kolei w przypadku zamówienia 4520005709 wykonawca poinformował w wiadomości e-mail, że wysyłka jednej pozycji zamówienia została przesunięta przez producenta na 29 sierpnia 2021 r. – w tym przypadku zamówienie dostarczono 1 września 2021 r., a od wykonawcy nie dochodzą kary umownej z uwagi na jej znikomą wysokość ( ) w stosunku do kosztów obsługi wyegzekwowania kary.

Zamówienie nr 4520005687 zostało zrealizowane po upływie ponad sześciu miesięcy od terminu określonego w umowie. Zgodnie z wyjaśnieniami Zarządu Spółki wykonawcy nie naliczono kar umownych z uwagi na to, że do przesunięcia terminu realizacji umowy doszło na skutek konieczności dokonania zmian w lokalizacji inwestycji.

(akta kontroli tom VI str. 495-560, tom VII str. 2-220)

**2.5.** W odniesieniu do objętych kontrolą umów/zamówień wystawiono łącznie siedemnaście faktur. Płatności były dokonywane w terminie. W jednym przypadku płatność nastąpiła po ponad trzech miesiącach od otrzymania faktury, co było spowodowane – jak wyjaśnił Zarząd Spółki – wstrzymaniem płatności do czasu dostarczenia gwarancji bankowej na zabezpieczenie umowy serwisowej nr BR3/2021/2 zgodnie z postanowieniem ust. 7 pkt 9 tej umowy.

(akta kontroli tom VII str. 2-220)

**2.6.** Zabezpieczenie GA ZAP przed ewentualnymi roszczeniami podwykonawców przy realizacji PI nr 971 następowało m.in. poprzez:

- wymóg pisemnego zgłoszenia zamiaru powierzenia prac podwykonawcy i uzyskania pisemnej zgody GA ZAP w tym zakresie; ponadto każda zmiana zakresu powierzonych prac lub wartości wynagrodzenia należnego podwykonawcy określonego w zgłoszeniu wymagała odrębnego zgłoszenia;
- uzależnienie zapłaty przez GA ZAP należnego wynagrodzenia za odebrane roboty budowlane wykonawcy od przedstawienia przez niego dowodów zapłaty należnego i wymagalnego wynagrodzenia podwykonawcom biorącym udział w realizacji odebranych robót;
- zobowiązanie wykonawcy (w przypadku, gdy wynagrodzenie wykonawcy było należne po wykonaniu całości robót objętych umową) do zamieszczenia w umowie z podwykonawcą postanowień dotyczących udzielenia podwykonawcy zaliczek lub płatności częściowych;
- w przypadku opóźnienia w zapłacie wynagrodzenia podwykonawcy i nieprzedstawienia dowodów na to, że wynagrodzenie podwykonawcy nie jest należne, w terminie maksymalnie siedmiu dni od terminu płatności wynikającego ze zgłoszenia, GA ZAP miała prawo przekazać część wynagrodzenia przysługującego wykonawcy bezpośrednio podwykonawcy;
- uzależnienie zapłaty wynagrodzenia wykonawcy od załączenia do protokołów odbioru oświadczeń podwykonawców, zawierających informacje o uczestnictwie

bądź braku uczestnictwa w realizacji zakresu podlegającego odbiorowi i wartości zrealizowanych przez nich prac.

GA ZAP była uprawniona do żądania zapłaty kar umownych w wysokości [REDAKTOWANO] wynagrodzenia netto w przypadku zatrudnienia podwykonawców niezgodnie z procedurą przewidzianą w umowie.

Weryfikacja dokumentów dotyczących wybranej umowy<sup>141</sup> wykazała, że zgłoszenie podwykonawcy nastąpiło zgodnie z jej postanowieniami, jednak płatności dokonywane były niezgodnie z przyjętymi w tej umowie zasadami (opisano w sekcji *Stwierdzone nieprawidłowości*).

(akta kontroli tom VI str. 495-497, 537-560, tom VII str. 4-89)

**2.7.** W momencie pozyskiwania zgód korporacyjnych dla PI nr 971 (2014 r.) zdefiniowano jedynie terminy zakończenia całości prac dla Etapu I i Etapu II. Po rozpoczęciu projektu utworzony został harmonogram jego realizacji, a następnie był on na bieżąco aktualizowany w zależności od postępu robót. Opóźnienie w realizacji inwestycji spowodowane było brakiem zatwierdzonego raportu o bezpieczeństwie<sup>142</sup> oraz ograniczeniami możliwości przyjazdu przedstawicieli zagranicznych firm do wykonywania czynności w ramach kontraktów ze względu na pandemię COVID-19.

Łączny rozruch mechaniczny i technologiczny<sup>143</sup> pierwszej linii granulacji mechanicznej (Etap I) rozpoczęto w lipcu, a 27 sierpnia 2020 r. dokonano odbioru wstępnego obiektów budowlanych w ramach tego etapu i zgłoszono szereg uwag. Gotowość do rozruchu technologicznego (część licencyjna) zgłoszono protokołem z 22 stycznia 2021 r. Symboliczne otwarcie wytwórni nawozów granulowanych, w skład której wchodziły, oprócz linii produkcyjnych, pakownia (najnowocześniejsza w Polsce) oraz hale sezonowania, nastąpiło 11 czerwca 2021 r.<sup>144</sup>, natomiast odbioru głównego częściowego dokonano 1 października 2021 r., przekazując jednocześnie na majątek firmy środki trwale wytworzone w Etapie I. Przychody ze sprzedaży nawozów wyprodukowanych na pierwszej linii Spółka zaczęła osiągać w maju 2021 r. i do końca września 2022 r. wyniosły one łącznie [REDAKTOWANO]. Z uwagi na wysokie ceny gazu produkcja została wstrzymana w okresie od 16 sierpnia do 9 listopada 2022 r.

Zarząd GA ZAP wyjaśnił, że przyczynami, które miały wpływ na przesunięcie rozruchu Etapu I był brak zatwierdzonego „raportu bezpieczeństwa” (co zostało stwierdzone w kontroli NIK nr I/20/002) oraz pandemia COVID-19. Wskazał również, że w związku z przesunięciem terminu realizacji PI nr 971 były zgłaszane roszczenia finansowe przez wykonawców robót budowlanych oraz dostawców urządzeń, ale były one negatywnie rozpatrywane, w związku z czym Spółka nie poniosła dodatkowych kosztów z tego tytułu.

W odniesieniu do Etapu II, zawiadomienia o zakończeniu budowy obiektów Etapu II i przystąpieniu do użytkowania zostały złożone przez GA ZAP w Komendzie Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej w Puławach (18 sierpnia 2021 r.) i Powiatowym Inspektoracie Sanitarnym w Puławach (19 sierpnia 2021 r.). Zgłoszenie o zakończeniu budowy zostało przyjęte przez Powiatowego Inspektora Nadzoru Budowlanego w Puławach, który zaświadczeniem z 12 października 2021 r. nie wniósł sprzeciwu w sprawie przystąpienia do użytkowania. W styczniu 2022 r. kontynuowano zlecenie i realizację robót związanych z usuwaniem usterek i wykonywaniem zaleceń Komisji Odbiorowej oraz powołano Zespół rozruchu mechanicznego

<sup>141</sup> Umowa nr BOI/4/971/2020/4520005322 z 17 czerwca 2020 r.

<sup>142</sup> Opisano w wystąpieniu pokontrolnym NIK nr KGP.411.002.02.2020.

<sup>143</sup> Po czynnościach prowadzonych w ramach rozruchu mechanicznego i technologicznego przeprowadzony był ruch próbny instalacji, w trakcie którego wykonywane były testy wydajnościowe, po których następowal odbiór główny (moment przekazania środków trwałych na majątek użytkownika).

<sup>144</sup> <https://grupaazoty.com/aktualnosci/grupa-azoty-pulawy-otwiera-wytwornie-nawozow-granulowanych>.

i technologicznego, Kierownika Rozruchu i Komisję Rozruchu w zakresie Etapu II. Rozruch (mechaniczny i technologiczny) rozpoczęto w marcu 2022 r. Licencjodawca, tj. GA Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.<sup>145</sup> w dniach 30-31 maja 2022 r. dokonał końcowej inspekcji potwierdzającej gotowość do rozruchu mechanicznego (bez uwag), natomiast w dniach 8-9 sierpnia 2022 r. stwierdził gotowość instalacji do uruchomienia zgodnie z wymaganiami procesu i projektu bazowego (z uwagami dotyczącymi m.in. sprawdzenia sterowania kłapą gotowego produktu po sitach produktu, ustawienia suszarki i bębna granulacyjnego, wyregulowania działania hamulców bębnowych). Rozruch Etapu II zakończył się 29 października 2022 r. Zgodnie z informacją Zarządu Spółki, sprawdzenie wszystkich parametrów gwarantowanych kontraktem pomiędzy GA ZAK i GA ZAP wymaga przeprowadzenia analiz gotowych produktów z instalacji granulacji mechanicznej (II Etap), z których większość zostało wykonanych w laboratoriach GA ZAP, natomiast testy odporności na detonację, zawartość miedzi oraz zawartość składników palnych dla Pulan Macro<sup>146</sup> wykonywane są przez laboratoria zewnętrzne. Zakończenie wszystkich testów planowane jest na koniec listopada 2022 r., a odbiór i przekazanie środków trwałych na majątek Spółki – przed końcem 2022 r.<sup>147</sup>

Zarząd Spółki poinformował, że na skutek przesunięcia terminu realizacji PI nr 971 o dwa lata, GA ZAP nie poniosła kosztów związanych z utratą marży, gdyż w tym czasie saletra granulowana mechanicznie została zastąpiona innym produktem. Żaden z odbiorców produktów nie zgłosił roszczeń finansowych związanych z przesunięciem terminu uruchomienia instalacji. Natomiast Spółka poniosła koszty związane z ubezpieczeniami wszystkich ryzyk budowlano-montażowych (CAR/EAR)<sup>148</sup> w związku z wydłużeniem realizacji inwestycji (I etap inwestycji miał być ukończony do 31 marca 2018 r., a II etap inwestycji do 31 marca 2020 r.). Na 28 października 2022 r. koszty ww. ubezpieczenia wzrosły o 816 736,52 zł.

(akta kontroli tom II str. 561, tom VI str. 327-381, 499-536, tom VII str. 325-492)

Stwierdzone  
nieprawidłowości

W działalności w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość:

Przy realizacji umowy nr BOI/4/971/2020/4520005322 z 17 czerwca 2020 r. stwierdzono nieprawidłowości polegające na:

- wypłacie przez GA ZAP wykonawcy wynagrodzenia w kwocie [REDAKTOWANE] netto<sup>149</sup>, pomimo nieprzedstawienia przez niego dowodów zapłaty należnego i wymagalnego wynagrodzenia podwykonawcom biorącym udział w realizacji odebranych robót, tj. z naruszeniem zasad określonych w § 9 ww. umowy;
- niezapewnieniu Spółce prawa do wglądu w umowy łączące wykonawcę z podwykonawcami pomimo, że w § 9 ust. 8 ww. umowy zobowiązano wykonawcę (w przypadku, gdy wynagrodzenie wykonawcy było należne po wykonaniu całości robót objętych umową) do zamieszczenia w umowie z podwykonawcą postanowień dotyczących udzielenia podwykonawcy zaliczek lub płatności częściowych, a zatrudnienie podwykonawców niezgodnie z procedurą przewidzianą § 9 wiązało się żądaniem zapłaty kar umownych w wysokości [REDAKTOWANE] wynagrodzenia netto (§ 14 ust. 1 lit. c);
- braku spójności w określeniu sposobu powierzenia realizacji części przedmiotu umowy przez wykonawcę podwykonawcom; w § 9 ust. 2 ww. umowy przyjęto, że powierzenie realizacji części przedmiotu umowy podwykonawcy jest dopuszczalne i wiążące dla zamawiającego pod warunkiem uzyskania pisemnej

<sup>145</sup> Dalej: GA ZAK.

<sup>146</sup> Nawóz makroskładnikowy o wysokiej zawartości azotu (32%) na bazie azotanu amonu.

<sup>147</sup> Powołanie komisji odbioru głównego zaplanowano na listopad 2022 r.

<sup>148</sup> Umowa nr PO/00672151/2015.

<sup>149</sup> Brutto [REDAKTOWANE].

zgody GA ZAP na powierzenie prac podwykonawcy, natomiast w § 9 ust. 4 ww. umowy postanowiono, że powierzenie realizacji części przedmiotu umowy podwykonawcy jest możliwe w przypadku braku sprzeciwu wobec zgłoszenia podwykonawcy w terminie 30 dni od jego przedstawienia GA ZAP.

Zarząd GA ZAP wyjaśnił, że od 10 sierpnia 2022 r. obowiązuje w Spółce zaktualizowany wzorzec umowy na roboty, w ramach którego większość ww. niezgodności została skorygowana. Jednocześnie poinformował, że podjęto działania w celu pełnego wyeliminowania pozostałych nieprawidłowości w zapisach umownych i dochowania należytej staranności przy wypełnianiu i egzekwowaniu obowiązków wynikających z postanowień umownych. Wskazał też, że w ramach realizacji ww. umowy nie było żadnych roszczeń podwykonawców wobec GA ZAP o zapłatę nieuregulowanych przez wykonawcę należności względem podwykonawców za wykonane przez nich roboty.

Jednocześnie Zarząd Spółki poinformował, że od sierpnia 2022 r w GK GA (w tym GA ZAP) prowadzony jest *Audyt egzekwowania od usługodawców postanowień gwarancyjnych lub uprawnień z tytułu rękojmi po przeprowadzonych naprawach i remontach, z uwzględnieniem wybranych elementów procesu zlecenia i realizacji usług remontowych*. Celem zadania audytowego jest udzielenie racjonalnego zapewnienia, że realizacja wybranych usług remontowych i napraw, w tym realizowanych w ramach napraw gwarancyjnych i udzielonej przez usługodawców rękojmi jest efektywna oraz m.in. zapewnia terminową realizację zadań oraz jakość świadczonych usług, zlecenie usług i zadań do realizacji przebiega transparentnie oraz opiera się na konkurencyjności ofert, umowy zawierane ze zleceniobiorcami zabezpieczają interesy GK GA.

(akta kontroli tom II str. 515-542, tom VI str. 523-560, tom VII str. 4-89, 495-498)

#### OCENA CZĄSTKOWA

Opóźnienie w realizacji inwestycji, spowodowane głównie brakiem zatwierdzenia raportu bezpieczeństwa, a następnie pandemią COVID-19, przyczyniło się do wzrostu kosztów przedsięwzięcia z tytułu ubezpieczenia, jednak nie doprowadziło do zmaterializowania się ryzyka utraty korzyści finansowych związanych z lokalizacją inwestycji na terenie SSE. Produkcja nawozów na pierwszej linii rozpoczęła się w 2021 r., natomiast rozruch linii drugiej zakończył się w październiku 2022 r., a odbiór i przekazanie środków trwałych na majątek Spółki planowane jest przed końcem 2022 r. Umowy zawierane przez Spółkę zabezpieczały jej interes, jednak przy realizacji jednej z nich nie przestrzegano jej postanowień dotyczących warunków wypłaty wynagrodzenia wykonawcy w zakresie przedłożenia dowodów zapłaty wymagalnych wynagrodzeń podwykonawcom. Pozytywnie należy ocenić działania podjęte przez GA ZAP w celu poprawy zarówno zapisów umownych, jak i procesu weryfikacji ich wykonania.

## 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:

#### Uwagi i wnioski

Mając na uwadze zmianę w 2017 r. decyzji dotyczącej technologii wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej oraz uwzględniając podjęte w trakcie kontroli działania naprawcze dotyczące umów, w tym prowadzony audyt w spółkach GK GA, NIK nie formułuje wniosków ani uwag.

## 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.

Lublin, 21 listopada 2022 r.

p.o. Dyrektor  
Delegatury Najwyższej Izby Kontroli  
w Lublinie  
Edward Szempruch

Kontrolerzy:  
Agnieszka Kałdunek  
Główny specjalista kontroli państwowej

.....  
*podpis*

.....  
*podpis*

Mirosław Bortacki  
Główny specjalista kontroli państwowej

.....  
*podpis*

Paulina Krysztofiuk-Jankowska  
Inspektor kontroli państwowej

.....  
*podpis*

Na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2022 r. poz. 1233) NIK wyłączyła jawność informacji w zakresie tajemnicy przedsiębiorstwa. Wyłączenia tego dokonano w interesie przedsiębiorcy (Grupa Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” Spółka Akcyjna).