



**NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI**  
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.006.06.2018  
P/18/018

TEKST UJEDNOLICONY

# WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

Tekst dokumentu ujednolicony po rozpatrzeniu zastrzeżeń – zgłoszonych do wystąpienia pokontrolnego – przez Komisję Rozstrzygającą Najwyższej Izby Kontroli (Uchwała Nr KPK-KPO.443.071.2019 Komisji Rozstrzygającej NIK z dnia 10 kwietnia 2019 r.)

# I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/18/018 - Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli <sup>1</sup> Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Krzysztof Madej, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/101/2018 z dnia 6 listopada 2018 r. Lidia Różycka, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/108/2018 z dnia 22 listopada 2018 r. Zdzisław Kaszuba, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/73/2018 z dnia 27 sierpnia 2018 r. <p style="text-align: right;">(dowód: akta kontroli str. 1-2, 2169)</p>
Jednostka kontrolowana	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA ul. Węglowa 5, 97-400 Bełchatów <sup>2</sup>
Kierownik jednostki kontrolowanej	Od dnia 21 grudnia 2018 r. obowiązki Prezesa Zarządu PGE GiEK SA pełnił Norbert Grudzień Wiceprezes Zarządu ds. Inwestycji i Zarządzania Majątkiem. Poprzednio funkcję p.o. Prezesa Zarządu PGE GiEK SA od 26 października 2018 r. do 20 grudnia 2018 r. pełnił Radosław Rasała. Prezesem Zarządu PGE GiEK SA w okresie od 24 grudnia 2015 r. do 24 października 2018 r. był Sławomir Zawada, natomiast w okresie od 27 czerwca 2010 r. do 23 grudnia 2015 r. funkcję tę pełnił Jacek Kaczorowski. <p style="text-align: right;">(dowód: akta kontroli str. 3-9, 1221-1223, 2170-2174)</p>
Okres objęty kontrolą	Lata 2012-2018 (I połowa), z uwzględnieniem zdarzeń wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowaną działalność.

## II. Ocena kontrolowanej działalności

### Ocena ogólna

#### Uzasadnienie oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie<sup>3</sup>, działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

Spółka inwestowała w budowę nowych jednostek wytwórczych oraz modernizowała istniejące moce wytwórcze - dostosowując je do wymogów dyrektywy IED (80/2001/WE) oraz konkluzji BAT. PGE GiEK korzystała z mechanizmów derogacyjnych w zakresie wymogów dyrektywy IED umożliwiających przesunięcie na okres późniejszy lub uniknięcie w całości części inwestycji w instalacje środowiskowe dla istniejących jednostek wytwórczych. W zakresie dostosowania do Konkluzji BAT<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Dalej także NIK.

<sup>2</sup> Dalej: Spółka, Zamawiający lub PGE GiEK

<sup>3</sup> Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

<sup>4</sup> BAT (ang. *Best available technology* – Najlepsze dostępne techniki) – zgodnie z dyrektywą IPPC standard służący określaniu wielkości emisji zanieczyszczeń dla większych zakładów przemysłowych w UE. Nie jest natomiast konieczne, aby określony był rodzaj urządzenia lub też konkretna technologia. Nadrzędny cel BAT to zaproponowanie takich limitów emisyjnych, które będą odzwierciedlać właściwe proporcje pomiędzy korzyściami i kosztami. Wielkości limitów emisyjnych muszą dotyczyć tych zanieczyszczeń, które zakład będzie wytwarzał w większych ilościach.

Spółka nie planowała korzystania z derogacji, natomiast będzie realizowała programy dostosowawcze, o łącznej wartości do [...]<sup>5</sup>w zakresie modernizacji istniejących mocy wytwórczych.

Spółka zredukowała w 2017 roku, w stosunku do roku 2011 wielkość emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu. [...]<sup>6</sup>

Decyzje inwestycyjne odnośnie modernizacji i budowy nowych jednostek wytwórczych poprzedzone były odpowiednimi analizami i oparte o rzetelne przesłanki wskazujące na zasadność podjęcia inwestycji pod względem finansowym, środowiskowym oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Spółka realizowała między innymi. budowę nowych bloków energetycznych nr 5 i nr 6 w Elektrowni Opole<sup>7</sup> o łącznej mocy 1 800 MW i budowę bloku nr 7 o mocy 490 MW w Elektrowni Turów<sup>8</sup> zgodnie z warunkami kontraktów i podpisanymi aneksami. Realizacja inwestycji była zgodna z decyzjami i strategicznymi celami określonymi przez organy spółki i Grupy Kapitałowej PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.<sup>9</sup>, w której funkcjonuje kontrolowana spółka. Nie odnotowano trudności w finansowaniu inwestycji.

Na budowie bloków nr 5 i Nr 6 w Elektrowni Opole i bloku nr 7 w Elektrowni Turów wystąpiły przesunięcia terminów realizacji inwestycji. Dla bloku nr 5 termin realizacji wydłużono o dziesięć i pół miesiąca, a dla bloku nr 6 o sześć miesięcy. Zmiany terminów spowodowane były działaniem siły wyższej (niekorzystne warunki pogodowe i awaria dźwigu) oraz powstałą w trakcie realizacji inwestycji koniecznością wprowadzenia nieprzewidzianych zmian technicznych. Dla bloku nr 7 w Elektrowni Turów opóźnienie na koniec III kwartału 2018 r. wynosiło dziewięć miesięcy. Przyczyną opóźnienia była konieczność zmiany podstawowych parametrów tego bloku tak by spełniał wymogi Konkluzji BAT, które będą obowiązywać po roku 2021. Zmiany terminów oddania do użytku budowanych bloków zostały uzgodnione pomiędzy Inwestorem a Głównym Wykonawcą w aneksach do umów. Nadzór inwestycyjny skutecznie realizował swoje zadania wynikające z zawartych z inwestorem umów.

Cena kontraktu na budowę bloku nr 7 w Elektrowni Turów wzrosła łącznie o 8,9%[...]<sup>10</sup>. Podstawową przyczyną był wzrost kosztów inwestycji o [...]<sup>11</sup> związany ze zmianą podstawowych parametrów bloku nr 7, tak by spełniał on wymogi Konkluzji BAT.

Bloki nr 5 i nr 6 Elektrowni Opole oraz blok nr 7 Elektrowni Turów otrzymały kontrakty 15-letnie w pierwszej aukcji rynku mocy na 2021 rok, w której cena za obowiązek mocy osiągnęła wartość[...]<sup>12</sup>.

---

<sup>5</sup>Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2018 r. poz. 1330, ze zm. – dalej: *uodip*) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2019 r. poz. 1010 – dalej: *uoznk*). Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>6</sup> J.w.

<sup>7</sup> Dalej ELO.

<sup>8</sup> Dalej ELT.

<sup>9</sup> Dalej Grupa Kapitałowa lub PGE

<sup>10</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>11</sup> J.w.

<sup>12</sup> J.w.

### III. Opis ustalonego stanu faktycznego

#### 1. Ustalanie celów strategicznych i ich realizacja w obszarze mocy wytwórczych energii elektrycznej

##### 1.1 Moce wytwórcze w PGE GiEK SA

Opis stanu faktycznego

Podstawowym przedmiotem działania Spółki było wytwarzanie, obrót i dystrybucja energii elektrycznej, wytwarzanie i dystrybucja ciepła, wydobywanie węgla brunatnego oraz świadczenie innych usług związanych z realizacją wymienionych wyżej zadań. Spółka w 2017 r. zaspokajała ponad 30% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Moc zainstalowana w jednostkach wytwórczych<sup>13</sup> PGE GiEK w roku 2017 była niższa, niż w 2011 r. o 5,7% i wynosiła, odpowiednio 10 766,3 MW<sub>e</sub> i 11 419,0 MW<sub>e</sub>. W analizowanych latach nastąpiło zmniejszenie mocy w elektrowniach na węglu brunatnym (o 5,5%) i węglu kamiennym (o 12%), natomiast wzrost mocy zainstalowanej elektrycznej odnotowano w elektrowniach gazowych (o 42,4%) oraz biomasowych/biogazowych (o 20,7%). Podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytworzenia energii elektrycznej był węgiel brunatny<sup>14</sup> i węgiel kamienny<sup>15</sup>. W pozostałym zakresie wykorzystywano gaz (w 2011 r. 4%, w 2017 r. 5%) oraz biomasę/biogaz (około 1%).

W 2017 r. w stosunku do roku 2011 wystąpił spadek produkcji ogółem energii elektrycznej brutto<sup>16</sup> o 4,6% i energii elektrycznej netto<sup>17</sup> o 4,9%. Nieznacznie zwiększył się poziom produkcji energii elektrycznej netto z węgla brunatnego (o około 1%), wynosił odpowiednio 38 701 737 MWh i 39 043 320 MWh. O około 30% w 2017 r. w stosunku do 2011 r. uległa zmniejszeniu wielkość produkcji energii elektrycznej netto z elektrowni na węglu kamiennym. Natomiast nastąpił wzrost produkcji z elektrowni na paliwo biomasowe/biogazowe o 47% oraz na paliwo gazowe o około 14,5%. Spółka posiadała w 2011 r. 33, a w 2017 r. 29<sup>18</sup> jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej podlegających centralnemu dysponowaniu (JWCD) przez Operatora Systemu Przesyłowego (dalej OSP).

Moc zainstalowana elektryczna w JWCD na koniec 2011 i 2017 r. wynosiła odpowiednio: 10 460,8 MW<sub>e</sub> i 9 650,8 MW<sub>e</sub>.

Na koniec 2017 r. w Elektrowni Bełchatów (ELB) funkcjonowało 13 bloków<sup>19</sup> o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 5 298 MW<sub>e</sub> (węgiel brunatny); w Elektrowni Turów (ELT) pracowało sześć bloków<sup>20</sup> o łącznej mocy 1 498,8 MW<sub>e</sub> (węgiel brunatny); w Elektrowni Opole (ELO) cztery bloki<sup>21</sup> o łącznej mocy 1 492 MW<sub>e</sub> (węgiel kamienny); w Elektrowni Dolna Odra (ELD) pracowało sześć bloków<sup>22</sup> o łącznej mocy 1 362 MW<sub>e</sub> (węgiel kamienny).

(dowód: akta kontroli str. 2218-2234, 2243-2245, 2283)

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

<sup>14</sup> Udział w paliwach wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w roku 2011 i 2017 wynosił 63%.

<sup>15</sup> Udział w paliwach wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej wynosił w 2011 r. 32% a w 2017 r. 30%.

<sup>16</sup> Produkcja energii elektrycznej brutto w 2017 r. wynosiła 58 140 646 MWh, a w 2011 r. 60 812 122 MWh.

<sup>17</sup> Produkcja energii elektrycznej netto w 2017 r. wynosiła 53 020 746 MWh, a w 2011 r. 55 610 481 MWh.

<sup>18</sup> W 2012 r. wycofano 2 jednostki: Dolna Odra blok 4 oraz Turów blok 9; w 2013 r. jedną – Turów blok 10; w 2014 r. jedną – Dolna Odra blok 3.

<sup>19</sup> Średnia wieku dwunastu JWCD to ok. 32 lata, natomiast blok nr 14 funkcjonuje od sześciu lat.

<sup>20</sup> Średnia wieku JWCD to ok. 53 lata, po gruntownej modernizacji funkcjonują średnio od ok. 16 lat.

<sup>21</sup> Średnia wieku JWCD to ok. 22 lata

<sup>22</sup> Średnia wieku JWCD to ok. 42 lata.

Wskaźniki niezawodności JWCD, przedstawiały się następująco:

- AF<sup>23</sup> – wskaźnik dyspozycyjności, który w latach 2011-2017 dla jednostek wytwórczych w ELB zawierał się w przedziale od 78% do 90,7%, dla ELT od 79,8% do 90,5%, dla ELO od 79,2% do 90,7% oraz dla ELD od 78,6% do 90,7%.
- FOR<sup>24</sup> – wskaźnik awaryjności, który w latach 2011-2017 dla jednostek wytwórczych w ELB zawierał się w przedziale od 1,0% do 2,7%, dla ELT od 1,2% do 6,3%, dla ELO od 0,8% do 3,3% oraz dla ELD od 1,2% do 3,4%.  
Wysoki wskaźnik FOR w latach 2011-2013 dla ELT wynikał z dużej awaryjności wyeksploatowanych bloków 9 i 10. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Zarządzania Wytwarzaniem Spółki<sup>25</sup> *technologia fluidalna bloków 1-6 charakteryzuje się większym czasem przygotowania tych jednostek wytwórczych do remontu, stąd generalnie dłuższe czasy postojów bloków w przypadku awarii. Nie mniej jednak awaryjność tych jednostek w kolejnych latach 2014-2017 statystycznie kształtuje się poniżej średniej krajowej.*
- SOF<sup>26</sup> – wskaźnik remontów planowanych, który w latach 2011-2017 dla jednostek wytwórczych w ELB zawierał się w przedziale od 5,7% do 18,3%, dla ELT od 2,2% do 15,4%, dla ELO od 5,9% do 13,5% oraz dla ELD od 7,1% do 18,4%.
- GCF<sup>27</sup> – wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej, który w latach 2011-2017 dla jednostek wytwórczych w ELB zawierał się w przedziale od 70,3% do 79,9%, dla ELT od 57,2% do 70,1%, dla ELO od 51,2% do 59,6% oraz dla ELD od 37,0% do 44,7%.
- GOF<sup>28</sup> – wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej, który w latach 2011-2017 dla jednostek wytwórczych w ELB zawierał się w przedziale od 87,0% do 92,5%, dla ELT od 72,2% do 82,4%, dla ELO od 66,8% do 77,4% oraz dla ELD od 58,6% do 72,9%.

Wskaźnik GOF w latach 2011-2017 systematycznie spadał: w ELO odpowiednio z 77,4% do 67,9%, w ELT z 84,2% do 73,1% natomiast w ELD z 69,3% do 59,7%. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Zarządzania Wytwarzaniem PGE GiEK wyjaśnił<sup>29</sup> spadek *wskaźnika jest w zasadzie niezależny od wytwórcy, a zależy w głównej mierze od tego, w jaki sposób OSP, obciąża jednostki wytwórcze bilansując system.* Dodał, iż główną przyczyną jest rosnący udział energii elektrycznej pochodzącej z OZE<sup>30</sup> oraz z elektrowni gazowych i przemysłowych<sup>31</sup>. Ponadto zwrócił uwagę na rosnące saldo wymiany zagranicznej<sup>32</sup>, które zwiększa się kosztem elektrowni zawodowych na węgiel kamienny i brunatny<sup>33</sup>.

W latach 2011-2017 duża liczba godzin przestojów w rezerwie dla:

<sup>23</sup> Liczony jako:  $(\text{czas pracy} + \text{czas postoju w rezerwie}) \times 100 / \text{czas okresu}$ .

<sup>24</sup> Liczony jako:  $\text{czas postojów awaryjnych} \times 100 / (\text{czas postojów awaryjnych} + \text{czas pracy})$ .

<sup>25</sup> Pismo z dnia 7 stycznia 2019 r., znak: OP/OPC.070/13/2019.TJ/140A.

<sup>26</sup> Liczony jako:  $\text{czas postojów w remoncie} \times 100 / \text{czas okresu}$ .

<sup>27</sup> Liczony jako:  $\text{wyprodukowana energia elektryczna} \times 100 / (\text{czas okresu} \times \text{moc zainstalowana})$ .

<sup>28</sup> Liczony jako:  $\text{wyprodukowana energia elektryczna} \times 100 / (\text{czas okresu} \times \text{moc osiągalna})$ .

<sup>29</sup> Pismo z dnia 7 stycznia 2019 r., znak: OP/OPC.070/13/2019.TJ/140A.

<sup>30</sup> Udział OZE w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju wzrósł w latach 2011-2017 z 1,74% do 8,44%.

<sup>31</sup> Zwiększyły swój udział odpowiednio z 2,67% do 4,32% oraz z 5,52% do 6,06%.

<sup>32</sup> W 2011 r. na rynki zagraniczne dostarczono 5 243 GWh, natomiast rok 2017 zamknął się odbiorem wolumenu energii z zagranicy 2 287 GWh.

<sup>33</sup> Łączny udział w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju zmniejszył się z 88,5% do 79,5%.

- ELD, bloków nr 1-2<sup>34</sup> wynikała z derogacji, natomiast dla bloków 5-8<sup>35</sup> było to występowanie w węźle KSE tzw. ograniczeń systemowych związanych z importem energii z Niemiec.
- ELO, bloków od 1 do 4<sup>36</sup> wynikała z tego, że były to jednostki o wyższych kosztach zmiennych. Jednostki takie (występujące również w ELD) odstawiane są do rezerwy częściej, niż jednostki o kosztach zmiennych niższych (w ELT i ELB).
- ELB, bloku 1 była rezultatem wykorzystywania, jako źródła szczytowo-rezerwowego z ograniczeniem liczby godzin pracy do 1 500 oraz bloku 9<sup>37</sup> wynikała z decyzji OSP, uwarunkowanych bieżącymi potrzebami bilansowania KSE.

W roku 2017 w stosunku do roku 2011 nastąpił wzrost wskaźnika emisji CO<sub>2</sub> (bez produkcji z biomasy) w odniesieniu do wyprodukowanej 1 MWh energii elektrycznej brutto w elektrowniach węglowych, który wynosił odpowiednio: 1,016 i 1,006 (Mg/MWh). Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Zarządzania Wytwarzaniem PGE GiEK<sup>38</sup> wzrost wskaźnika wynikał ze:

- zmiany struktury produkcji, tj. w 2017 r. zmniejszył się udział produkcji z mniej emisyjnego węgla kamiennego, natomiast zwiększył się udział bardziej emisyjnej produkcji z węgla brunatnego (o 5%),
- znacznego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej z biomasy w roku 2017 w odniesieniu do roku 2011,
- niższego obciążenia części jednostek wytwórczych (w szczególności spalających węgiel kamienny) w roku 2017, co spowodowało spadek ich sprawności; niższa sprawność zwiększa wskaźnik emisji CO<sub>2</sub>.

Wielkości emisji SO<sub>2</sub>, NOx i pyłu zostały istotnie zredukowane w 2017 roku w stosunku do roku 2011 w jednostkach wytwórczych na węglu, tj. odpowiednio o 62,5%, 43,4% oraz 48,1%. Wskaźniki emisji SO<sub>2</sub>, NOx i pyłu liczone w stosunku do wyprodukowanej 1MWh energii elektrycznej brutto także uległy obniżeniu odpowiednio o 60,7%, 40,6% oraz 45,6%.

(dowód: akta kontroli str. 2218-2242, 2270-2285, 2288-2306, 2498-2505)

PGE GiEK realizował dwie inwestycje w nowe moce wytwórcze:

- budowa bloku 5 i 6 w Opolu z planowanym terminem oddania do eksploatacji odpowiednio na czerwiec i wrzesień 2019 r. Paliwem podstawowym będzie węgiel kamienny. Moc zainstalowana elektryczna (brutto) każdej jednostki wytwórczej to 900 MW<sub>e</sub>. W 2018 r. nakłady inwestycyjne zaplanowano w kwocie[...]<sup>39</sup>. Poniesione nakłady inwestycyjne na koniec września 2018 r. wynosiły[...]<sup>40</sup>.
- budowa bloku 11(7) w Turowie z planowanym terminem oddania do eksploatacji na kwiecień 2020 r. Paliwem podstawowym będzie węgiel brunatny. Moc zainstalowana elektryczna (brutto) jednostki wytwórczej to 496 MW<sub>e</sub>. W 2018 r. nakłady inwestycyjne zaplanowano w kwocie [...] <sup>41</sup>. Poniesione nakłady inwestycyjne na koniec września 2018 r. wynosiły[...] <sup>42</sup>.

<sup>34</sup> Dla bloku 1 – 30 962h oraz 2 - 20 947h.

<sup>35</sup> Liczba godzin przestoju w rezerwie zawierała się w zakresie od 5 397h do 9 341h.

<sup>36</sup> Liczba godzin przestoju w rezerwie zawierała się w zakresie od 6 142h do 8 397h.

<sup>37</sup> Dla bloku: 1 – 13 101h i 9 – 1 493h.

<sup>38</sup> Pismo z dnia 28 grudnia 2018 r., znak: OP/OPC.070/935/2018.TJ/7599A.

<sup>39</sup>Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK. .

<sup>40</sup> J.w.

<sup>41</sup> J.w.

<sup>42</sup> J.w.

W wymienionych wyżej inwestycjach trwają prace budowlane i montażowe, a w odniesieniu do bloków nr 5 i 6 Elektrowni Opole rozpoczęto prace rozruchowe.

Ponadto PGE GiEK modernizowała istniejące jednostki wytwórcze m.in. z uwagi na: konieczność: dostosowania bloków do wymagań dyrektywy IED (80/2001/WE) (np. zabudowa SNCR<sup>43</sup>, budowa lub dostosowanie istniejących IOS<sup>44</sup>) oraz konkluzji BAT (modernizacja SNCR<sup>45</sup>), wydłużenie żywotności bloków, poprawę sprawności, zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>. W wyniku tych działań nastąpił łączny przyrost mocy zainstalowanej elektrycznej o 191 MW<sub>e</sub><sup>46</sup>.

Konieczność dostosowania standardów emisyjnych jednostek wytwórczych do nowych wymagań emisyjnych spowodowała (w roku 2017 względem roku 2011) wzrost wartości wskaźnika zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne<sup>47</sup> dla następujących jednostek wytwórczych: w ELD - bloki 5-8 o około 30%, w ELT – bloki 1-6 od 11% do 18% oraz w ELB - bloki 1-2 wzrost odpowiednio o 152% i 43%. Jak wynika z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Zarządzania Wytwarzaniem<sup>48</sup> uruchomienie nowych instalacji i urządzeń ochrony środowiska (instalacje odpylania, odsiarczania (IOS) i odazotowania spalin (SNCR)) zwiększyło ilość energii zużywanej na potrzeby własne, ponieważ instalacje te zasilane są z rozdzielni potrzeb własnych lub potrzeb ogólnych. Wskazał ponadto, że *instalacje odsiarczania spalin (IOS) wykorzystują do swojej pracy mączkę kamienia wapiennego, która jest wytwarzana w przemiałowniach kamienia wapiennego pracujących na terenie elektrowni, stąd samo przygotowanie tego surowca przekłada się na zwiększone zużycie energii na potrzeby produkcyjne danej elektrowni*. Inwestycje w nowe moce wytwórcze oraz modernizacja istniejących jednostek wytwórczych były zgodne ze Strategią Spółki przyjętą na lata 2017-2021 z perspektywą do roku 2030.

(dowód: akta kontroli str. 2218-2223, 2251-2259, 2261-2265)

W latach 2012-2032 Spółka wycofała lub planuje wycofać z eksploatacji łącznie jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 3 114 MW<sub>e</sub>, mocy osiągalnej elektrycznej brutto 3 160 MW<sub>e</sub>. Główną przyczyną wycofania<sup>49</sup> jednostek wytwórczych z eksploatacji było zużycie techniczne. [...] <sup>50</sup> a zaprojektowana moc jednostek wytwórczych wynikała z analiz sieciowych wskazujących na możliwości wyprowadzenia mocy dla danej lokalizacji a także zasobów węgla brunatnego (ELT). Możliwość realizacji w tym samym czasie kilku projektów zależy w głównej mierze od sytuacji na rynku energii i uzyskiwanych wyników przez Grupę, ponieważ inwestycje w nowe moce są bardzo kapitałochłonne. Ponadto należy mieć na uwadze przyszłą politykę klimatyczną realizowaną poprzez budowę elektrowni jądrowej, rozwój OZE i uzupełnienie miks paliwowy jednostkami gazowymi.

(dowód: akta kontroli str. 2251, 2268-2269, 2288-2291)

W zakresie wytwarzania energii elektrycznej Spółka korzystała w zakresie wymogów dyrektywy IED z mechanizmów derogacyjnych umożliwiających przesunięcie na

<sup>43</sup> Dotyczy bloku nr 1,2,4 ELO. SNCR – instalacja służąca do odazotowania spalin.

<sup>44</sup> Dostosowanie IOS (instalacja do odsiarczania spalin) bloków nr 3-12, Budowa IOS dla bloków 5 i 6 ELD oraz bloków 4-6 ELT.

<sup>45</sup> Modernizacja SNCR dla bloku 3 ELO oraz bloków 5-8 ELD. Zabudowa instalacji SNCR na blokach 1-6 ELT.

<sup>46</sup> Przyrost mocy nastąpił dla: ELB blok nr 6 o 26 MW<sub>e</sub> oraz o 20 MW<sub>e</sub> dla każdego bloku od nr 7 do 12, ELT o 15 MW<sub>e</sub> dla każdego bloku od nr 1 do 3.

<sup>47</sup> Wskaźnik liczony jako: (produkcja energii elektrycznej brutto - produkcja energii elektrycznej netto)/produkcja energii elektrycznej brutto.

<sup>48</sup> Pismo z dnia 7 stycznia 2019 r., znak: OP/OPC.070/13/2019.TJ/140A.

<sup>49</sup> W latach 2012-2014 wycofano z eksploatacji cztery jednostki wytwórcze, tj. blok 9 i 10 w ELT (moc wycofaną z eksploatacji bloków będzie zastąpiona blokiem nr 11 o mocy 496,1 MW<sub>e</sub>) oraz blok 3 i 4 w ELD, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 410 MW<sub>e</sub>, mocy osiągalnej elektrycznej brutto 390 MW<sub>e</sub>.

<sup>50</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 uodip i art. 11 ust. 2 uoznk. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

okres późniejszy lub uniknięcie w całości części inwestycji w instalacje środowiskowe dla istniejących jednostek wytwórczych, m.in.: blok nr 1 w ELB funkcjonuje, jako „źródło szczytowo-rezerwowe” pracujące 1 500 godzin w roku<sup>51</sup>, blok nr 1-2 w ELD – derogacje 17 500 godzin<sup>52</sup>, w Elektrowni Pomorzany bloki A, B (1-2) oraz WP<sup>53</sup>-120 – derogacje 17 500 godzin; natomiast ELT (bloki nr 1-6) skorzystała z Przejściowego Planu Krajowego (dalej PPK) w zakresie emisji SO<sub>2</sub> oraz pyłu. Po zakończonym okresie derogacji Spółka planuje modernizację instalacji, bądź wyłączenie i zastąpienie nowymi.

Zgodnie wymogami Decyzji wykonawczej Komisji (UE) *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>54</sup>, właściwe organy (marszałkowie województw oraz prezydenci miast i starostowie właściwi ze względu na lokalizację danej jednostki wytwórczej) przeprowadzili analizę Pozwoleń Zintegrowanych udzielonych Spółce i wezwali PGE GiEK do wystąpienia z wnioskiem o zmianę posiadanych Pozwoleń Zintegrowanych dotyczących instalacji znajdujących się w: ELB, ELO, ELT, Zespole Elektrociepłowni Dolna Odra (ZEDO), Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz - w Elektrociepłowni Bydgoszcz II, Elektrociepłowni Gorzów, Elektrociepłowni Kielce, Elektrociepłowni Lublin, Elektrociepłowni Rzeszów.

(dowód: akta kontroli str. 2236, 2251-2260, 2307-2343, 2499-2500)

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Inwestycji PGE GiEK<sup>55</sup> w zakresie dostosowania do konkluzji BAT Spółka nie będzie korzystać z derogacji.

PGE GiEK dostosowując jednostki wytwórcze do konkluzji BAT będzie realizowała następujące programy dostosowawcze o łącznej oszacowanej wartości [...] <sup>56</sup>dla:

- Elektrowni Bełchatów – „Program dostosowania do konkluzji BAT jednostek wytwórczych Elektrowni Bełchatów” oraz „Ograniczonej Modernizacji Bloku nr 2”. – planowane nakłady do [...] <sup>57</sup>; planowany okres realizacji: od sierpnia 2018 r. do sierpnia 2021 r. W ramach Programów planowane zadania do wykonania to m.in.: budowa instalacji SNCR, rozbudowa instalacji wspólnych IOS, modernizacja: elektrofiltru bloku nr 2, oczyszczalni ścieków IOS, zabudowa instalacji: dawkowania węgla aktywnego, monitoringu Hg i NH<sub>3</sub>,
- Elektrowni Opole – „Dostosowanie bloków 1-4 w Elektrowni Opole do wymagań konkluzji BAT” – planowane nakłady do [...] <sup>58</sup>; planowany okres realizacji: od marca 2017 r. do września 2021 r. Planowane zadania do wykonania, to m.in.: modernizacja instalacji SNCR, elektrofiltrów, oczyszczalni ścieków IOS, zabudowa instalacji: dawkowania chemikaliów do układu IOS, oraz monitoringu emisji Hg i NH<sub>3</sub>,
- Elektrowni Dolna Odra – dostosowanie bloków 5-8 do konkluzji BAT, planowane nakłady do [...] <sup>59</sup>; planowany okres realizacji: od grudnia 2018 r. do września 2021 r. Planowane zadania do wykonania, to m.in.: budowa instalacji odazoto-

<sup>51</sup> W związku z potrzebą zapewnienia przez Operatora Sieci Przesyłowej bezpieczeństwa energetycznego kraju (dalej: OSP) - rolę OSP pełni spółka Polskie Sieci Energetyczne SA.

<sup>52</sup> Możliwa do przepracowania liczba godzin w latach 2016-2019.

<sup>53</sup> Kocioł wodno-parowy.

<sup>54</sup> Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str.1.

<sup>55</sup> Pismo z dnia 1 października 2018 r., znak: MI.076-210/2018.

<sup>56</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK

<sup>57</sup> J.w.

<sup>58</sup> J.w.

<sup>59</sup> J.w.



wania spalin typu SCR wraz z modernizacją obrotowych podgrzewaczy powietrza i wymianą wentylatorów spalin, modernizacja instalacji ścieków IOS, zabudowa instalacji monitoringu emisji Hg i NH<sub>3</sub>,

- Elektrowni Turów – rozpoczęto przygotowania do uruchomienia fazy przygotowania do realizacji programu inwestycyjnego dostosowującego urządzenia wytwórcze elektrowni do górnych poziomów emisji wynikających z konkluzji BAT, planowane nakłady do [...]<sup>60</sup>; planowany okres realizacji: od września 2019 r. do czerwca 2021 r. Planowane zadania do wykonania, to m.in.: rozbudowa instalacji SNCR, poprawa skuteczności odsiarczania, modernizacja elektrofiltrów, zabudowa instalacji dawkowania węgla aktywnego.

(dowód: akta kontroli str. 2222-2223, 2251-2259)

Grupa PGE w 2017 r. przejęła polskie aktywa francuskiego koncernu EDF. Transakcja nabycia została sfinalizowana 13 listopada 2017 r. za kwotę 4,27 mld zł. Transakcją objęte zostały: Elektrownia Rybnik na Śląsku, osiem elektrociepłowni w największych polskich aglomeracjach, takich jak Gdynia, Gdańsk, Kraków, Toruń, Wrocław oraz Kraków i blisko 400 km sieci ciepłowniczych (łącznie moc zainstalowana elektryczna 3,3 GW).

(dowód: akta kontroli str. 2307-2308, 2499-4742)

## **1.2 Strategia i jej realizacja w pionie wytwarzania energii elektrycznej**

Opis stanu faktycznego

W latach 2012-2018 w GK PGE S.A. obowiązywały następujące strategie dla GK PGE S.A. oraz dla PGE GiEK S.A.: zatwierdzona 9 lutego 2012 r. przez Radę Nadzorczą PGE S.A. „Strategia Grupy Kapitałowej PGE SA na lata 2012-2035”, zatwierdzona 13 maja 2014 r. przez Radę Nadzorczą PGE S.A. „Strategia Grupy Kapitałowej PGE S.A. na lata 2014-2020” oraz jej aktualizacja z 6 września 2016 r. (zatwierdzona w tym dniu przez Radę Nadzorczą).

W Strategii PGE SA z 2012 r. moc zainstalowana z 13,1 GW w roku 2012 miała wzrosnąć do ok. 15,8 GW w roku 2020 oraz do ok. 21,3 GW w roku 2035, w tym około 4,5 GW w elektrowniach atomowych. Strategia ta określała również planowane inwestycje GK PGE SA w moce wytwórcze w kolejnych latach (2015, 2020, 2025 i itd.). Założono do 2020 r. inwestycje w następujące nowe moce wytwórcze: Turów (460 MW), Bydgoszcz (240 MW), Gorzów (135 MW), Puławy (578 MW), Lublin (136 MW) oraz dwa bloki w Opolu o mocy 900 MW. Strategia przewidywała również w perspektywie do 2035 r. budowę morskich farm wiatrowych w Polsce o mocy 2 000 MW (1 000 MW do 2020 r.) oraz dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6 000 MW. Planowano budowę kopalni węgla brunatnego i elektrowni Gubin o mocy 1 800-2 700 MW. Strategia zakładała poniesienie nakładów inwestycyjnych w wysokości około 330 mld zł w okresie 2012-2035, w tym średnioroczne nakłady w okresie 2012-2020 ponad 9 mld zł a w okresie 2021-2035 ponad 16 mld zł. W 2012 r. nakłady inwestycyjne wyniosły 4,3 mld zł a w 2013 r. 4,4 mld zł.

W strategii z 13 maja 2014 r. przewidywano między innymi budowę nowych wysoko sprawnych bloków w Opolu i w Turowie o łącznej mocy ~ 2 290 MW do 2019 r. oraz realizację projektu budowy elektrowni jądrowej w modelu biznesowym zapewniającym rentowność inwestycji. Rozpoczęcie budowy pierwszego bloku zakładano na rok 2020. Dodatkowa zainstalowana moc w elektrowniach wiatrowych do 2016 r. miała wynieść 234 MW, a nowych mocy kogeneracyjnych 187 MW. Łączne nakłady

<sup>60</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

inwestycyjne w latach 2014-2020 miały wynieść 50 mld zł. Jednocześnie przyjmując Strategię Grupy PGE SA na lata 2014-2020 wskazano, że z dniem zatwierdzenia tej Strategii straciła moc strategia Grupy PGE SA na lata 2012-2035.

Aktualizacja z 2016 r. miała na celu dostosowanie działań Grupy Kapitałowej do zmieniającego się otoczenia. Aktualizacja z 2016 r. zakłada poniesienie w latach 2016 - 2020 roku nakładów inwestycyjnych na poziomie ok. 34 mld zł, w tym ponad 10 mld PLN na realizowane projekty w Elektrowni Opole i Elektrowni Turów. Aktualizacja Strategii z 2016 r. zakładała również między innymi spadek od 2016 r. wydatków na istniejące moce w Energetyce Konwencjonalnej. Po zakończeniu budowy flagowych projektów Grupa PGE miała być gotowa do znacznych inwestycji w nowych obszarach biznesu, także za granicą. Przyjęto, iż po 2020 r. Grupa PGE będzie realizować nowy program inwestycyjny, uzależniony od wybranych opcji strategicznych, potrzeb systemowych oraz nowego modelu rynku.

Zatwierdzona 12 stycznia 2018 r. przez Zarząd PGE GiEK SA Strategia Linii Biznesowej PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna na lata 2017-2021 z perspektywą do 2030 r. określała wśród 29 inicjatyw strategicznych budowę nowego bloku energetycznego w PGE GiEK SA Elektrownia Turów oraz realizację dwóch bloków energetycznych nr 5 i 6 w PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Opole. Natomiast nie wskazywała całościowej wartości mocy wytwórczych do osiągnięcia zarówno przez GK PGE SA lub/i PGE GiEK SA. W porównaniu do Strategii z 2012 r. w następnych dokumentach strategicznych GK PGE SA nie zakładano budowy bloków kogeneracyjnych gazowo-parowych w Gorzowie Wlkp., Bydgoszczy, Lublinie i Pomorzanach. Istotnym powodem odstąpienia od realizacji między innymi bloków gazowo-parowych był między innymi brak wsparcia wysokosprawnej kogeneracji dla źródeł opartych o paliwa gazowe. Strategia na lata 2014-2020 zakłada realizację jednostek kogeneracyjnych, w przypadku pojawienia się systemu wsparcia kogeneracji.

Analiza powołanych wyżej strategii wskazuje, iż Strategia GK PGE SA z 2012 r. zakładała poniesienie nakładów inwestycyjnych w latach 2014-2020 w wysokości 63 mld zł. Natomiast w Strategii z 2014 r. założono nakłady inwestycyjne w wysokości 50 mld zł, które zgodnie z aktualizacją Strategii PGE SA we wrześniu 2016 r. zostały zmniejszone do kwoty 34 mld zł. Z uzyskanej od Zarządu PGE SA informacji wynika<sup>61</sup>, że poziom wykonania nakładów w latach 2012 i 2013 był adekwatny do poziomu nakładów faktycznie przyjętych w Strategii dla tych lat, a nie w odniesieniu do przywołanego wskaźnika średniorocznego. Program inwestycyjny w początkowym okresie wdrażania Strategii w znacznym stopniu był determinowany realizacją inwestycji modernizacyjno-utrzymawczych na istniejącym majątku. Na poziom poniesionych nakładów w latach 2012-2013 wpływ miały między innymi: modernizacja bloków 3-12 w Elektrowni Bełchatów, budowa instalacji odsiarczania spalin bloków 1 i 2 w Elektrowni Bełchatów, budowa instalacji do bezpośredniego podawania biomasy do kotła nr 2 w Elektrowni Opole, budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole, budowa instalacji do ograniczenia emisji tlenków azotu na blokach 1, 2 i 3 w Elektrowni Opole, budowa instalacji odsiarczania bloków 5 i 6 w Elektrowni Dolna Odra, modernizacja instalacji spalania (kotły 6,7) w Elektrowni Dolna Odra w celu obniżenia emisji NOx, wydatki związane ze zdejmowaniem nadkładu w kopalniach węgla brunatnego.

Natomiast jako uwarunkowania zmiany zakładanych nakładów inwestycyjnych w Strategii Grupy PGE SA z maja 2014 r. i jej aktualizacji z września 2016 r. wobec Strategii Grupy PGE SA z lutego 2012 r. wskazano m.in., iż w Strategii z 2014 r.

---

<sup>61</sup> Pismo Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna SA nr SZ/57/2019/W.

obniżono planowane nakłady na inwestycje w nowe moce OZE; obniżono planowane nakłady na rozwój energetyki jądrowej; wzrosły planowane nakłady na modernizację i odtworzenie istniejących aktywów PGE GiEK SA, wzrosły planowane nakłady na nowe konwencjonalne moce wytwórcze PGE GiEK SA. Zarząd PGE SA poinformował również, iż zmiana wysokości nakładów inwestycyjnych pomiędzy Strategią z 2014 a jej aktualizacją w 2016 r. wynikała z różnej perspektywy czasowej. W latach 2014-2015 nakłady inwestycyjne PGE SA wyniosły łącznie 15,8 mld zł, a zatem wraz zaplanowanymi do realizacji w latach 2016-2020 inwestycjami wyniesie to łącznie 50 mld zł.

Zdaniem Prezesa Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna SA celem Grupy PGE SA jest utrzymanie pozycji lidera na rynku wytwarzania poprzez osiągnięcie po roku 2020 poziomu 40% udziału w rynku wytwarzania energii elektrycznej w kraju, mierzonym w TWh. Dlatego moc zainstalowana portfela wytwórczego GK PGE SA nie stanowi (oraz nie stanowiła również w Strategii GK PGE na lata 2012-2035) sama w sobie celu strategicznego. W dokumentach strategicznych służy ona zwymiarowaniu skali planowanych inwestycji i dokonaniu ich kategoryzacji pod względem wykorzystywanej technologii.

(Dowód: akta kontroli str. 82-135, 2348-2350, 2356-2357, 2361-2366, 2466-2467)

Strategia PGE PGiEK SA ze stycznia 2018 r. nie określa między innymi wśród wskazanych w pkt. 6 *Inicjatyw i działań* budowy 1000 MWe w kogeneracji, pomimo tego, że takie założenie wynikały z przyjętej w grudniu 2017 r. *Strategii Ciepłownictwa GK PGE na lata 2018-2023 z perspektywą 2030*. Strategia PGE GiEK SA nie odnosiła się do obszaru kogeneracji (elektrociepłowni), ponieważ w styczniu 2017 r. rozpoczął się proces przygotowujący do konsolidacji elektrociepłowni w ramach odrębnej linii biznesowej. Dokument *Strategia Ciepłownictwa GK* został opracowany przez zespół PGE SA samodzielnie<sup>62</sup>. Tryb ten wynikał z obowiązujących w GK PGE SA procedur.

Zgodnie z przyjętą Strategią PGE GiEK SA ze stycznia 2018 r. Spółka prowadziła monitoring realizacji strategii, np. w zakresie m.in. dyspozycyjności AF w ujęciu miesięcznym oraz emisyjności CO<sub>2</sub> również w ujęciu miesięcznym. Przed przyjęciem Strategii PGE GiEK w styczniu 2018 r. realizacja celów Spółki była monitorowana między innymi poprzez rozliczanie celów rocznych wyznaczonych na dany rok dla Zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, np. wskaźniki niedyspozycyjności planowej dot. JWCD, wskaźniki niedyspozycyjności nieplanowej dot. JWCD.

(Dowód: akta kontroli str.133-276, 2365-2366, 2464-2465, 2476-2479)

Polityka Inwestycji GK PGE<sup>63</sup> przyznaje Spółce Nadzłej znaczącą rolę w zakresie rekomendowania decyzji (Komitet Inwestycyjny GK PGE), a także udziału w procesie przygotowania projektu.

Zgodnie z powołanym wyżej dokumentem raporty z realizacji inwestycji takich jak budowa bloków 5 i 6 w Opolu oraz bloku 7 w Turowie<sup>64</sup> opracowane były przez De-

<sup>62</sup> Pismo nr OC/071/12/2018.63 z dnia 19 grudnia 2018 r.

<sup>63</sup> W 2014 r. został opracowany dokument pn. *Polityka inwestycji GK PGE*, który został zatwierdzony Uchwałą Nr 10/41/2014 z dnia 26 sierpnia 2014 r. przez Zarząd PGE Polska SA. Uchwałą Nr 863/VI/2014 r. z dnia 9 kwietnia 2014 r. *Polityka Inwestycji GK PGE* została przyjęta przez Zarząd PGE GiEK SA. Upřednio obowiązywała *Polityka Inwestycji Rzeczowych* z 2008 r. i została przyjęta przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna SA na podstawie Uchwały Nr 216/54/2008 z dnia 5 czerwca 2008 r. a następnie został zatwierdzony przez Zarząd BOT Elektrownia Bełchatów Uchwałą Nr 309/2008 z dnia 30 czerwca 2008 r.

<sup>64</sup> Status megainwestycji posiadały m.in. objęte niniejszą kontrolą budowa bloków 5 i 6 w Opolu oraz bloku 7 w Turowie i jako takie były monitorowane przez Spółkę Nadzłą t.j. GK PGE SA. Pojęcie megainwestycji zostało zdefiniowane w *Polityce inwestycji* z 2014 r. oznacza ono inwestycje strategiczne w fazie realizacji o war-

partament Inwestycji PGE SA we współpracy ze służbami inwestycji Linii Biznesowych (w tym Departamentem Inwestycji PGE GiEK SA, Zespołem Projektowym) oraz innymi komórkami organizacyjnymi PGE SA i PGE GiEK SA zgodnie z kompetencjami i prezentowane były na posiedzeniach Zarządu PGE SA przez Departament Inwestycji PGE SA. W okresie objętym kontrolą Spółka raportowała stan realizacji inwestycji takich jak między innymi bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole zgodnie ze wskazaną wyżej *Polityką Inwestycji GK PGE*.

Ponadto od 28 października 2015 r. zasady realizacji inwestycji zostały określone w dokumencie PGE GiEK SA pn. *Procedura. Przygotowanie i realizacja inwestycji strategicznych w PGE GiEK SA*. Dokument ten określa działania podejmowane przez właściwe struktury PGE SA i PGE GiEK SA w związku z realizacją poszczególnych rodzajów inwestycji, tj. m.in: określa ścieżkę decyzyjną dla inwestycji strategicznych, wprowadzanie inwestycji strategicznych do planu inwestycji, zarządzanie cyklem życia inwestycji z wyróżnieniem faz i punktów kontrolnych.

(Dowód: akta kontroli str.277-407, 2359-2360, 2363-2364, 2367)

O stanie realizacji inwestycji Rada Nadzorcza i Walne Zgromadzenia były informowane zgodnie z obowiązującymi w PGE GiEK SA procedurami.

W latach 2012-2017 planowane i realizowane nakłady inwestycyjne charakteryzowały się tendencją rosnącą i wyniosły: 2 885 mln zł (2012 r.), 2 606,7 mln zł (2013 r.), 4 386 mln zł (2014 r.), 6 059,7 mln zł (2015 r.), 6 361,6 mln zł (2016 r.), 5 767,3 mln zł (2017 r.). Wykonanie planu wydatków inwestycyjnych w latach 2012-2017 wyniosło odpowiednio: w 2012 r. 2 785,4 mln zł (96,5% planu), w 2013 r. 2 097 mln zł (80,4%), w 2014 r. 3 778,8 mln zł (86,2%), w 2015 r. 5 670 mln zł (93,6%), w 2016 r. 5 728,7 mln zł (90,1%), w 2017 r. 4 350,1 mln zł (75,4%). Przyczynami niepełnej realizacji planu wydatków inwestycyjnych przez PGE GiEK SA w 2017 r. były przesunięcia w czasie odbiorów etapów zadań inwestycyjnych związanych z budową nowych mocy (w tym, zadania budowy bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole oraz budowy bloku nr 7 w Elektrowni Turów).

(Dowód: akta kontroli str. 79-133, 2376-2380, 2472)

Ustalone  
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w obszarze działań w zakresie ustalania celów strategicznych i nadzoru nad ich realizacją w obszarze zapewnienia w grupie kapitałowej mocy wytwórczych niezbędnych do wytwarzania energii elektrycznej - nie stwierdzono nieprawidłowości

Uwagi dotyczące  
badanej działalności

1. W założeniach kolejnych strategii PGE SA obowiązujących także w PGE GiEK SA od 2012 r. do 2016 r. dokonano znaczących redukcji w zakresie planowanych mocy wytwórczych. W obowiązujących od 2014 r. strategiach PGE SA zrezygnowano z budowy bloków kogeneracyjnych gazowo-parowych w Gorzowie Wlkp., Bydgoszczy, Lublinie i Pomorzanach. Jednocześnie w porównaniu do założeń strategii z 2012 r. uległy zmniejszeniu planowane nakłady inwestycyjne do 2020 r. z 63 mld zł do 50 mld zł odpowiednio w strategii PGE SA z 2014 r. i jej aktualizacji z 2016 r.
2. Każda ze wskazanych wyżej strategii PGE SA zakładała pozycję PGE SA jako lidera na rynku wytwarzania energii poprzez między innymi budowę elektrowni jądrowej, podczas gdy jest to inwestycja uwarunkowana wciąż różnymi dużymi ryzykami<sup>65</sup>.

---

tości nakładów inwestycyjnych przekraczających określony próg lub inne zadania inwestycyjne o szczególnym znaczeniu dla GK PGE zgodnie ze wskazaniem Zarządu PGE SA.

<sup>65</sup> Na ten temat zob. m.in. A. Saroła, *Energetyka jądrowa w Polsce – uwarunkowania prawne i procesy decyzyjne*, „Kontrola Państwowa” nr 4, 2018 r., s. 101-121.

3. Zakup aktywów koncernu EDF sfinalizowany 13 listopada 2017 r. za kwotę 4,27 mld zł nie został w żaden sposób ujęty w powyższych strategiach, mimo że łączna moc zainstalowana elektryczna nabytych aktywów wyniosła 3,3 GW<sup>66</sup>.

(Dowód: akta kontroli str. 82-135)

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

## 2. Realizacja inwestycji dotyczących budowy i modernizacji mocy wytwórczych energii elektrycznej

### 2.1. Planowanie inwestycji

#### Inwestycje zaniechane

Projekty budowy bloków gazowo-parowych Pomorzany, Bydgoszcz i Elektrownia Puławy nie przeszły do fazy realizacji. Dwa z wymienionych projektów budowy bloków gazowo-parowych były zlokalizowane w powiązaniu z lokalnym rynkiem ciepła (Pomorzany - Szczecin, Bydgoszcz) i miały za zadanie zapewnić produkcję ciepła i energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o paliwa gazowe. Trzeci z nich (blok gazowo-parowy Elektrownia Puławy) miał zapewnić pokrycie potrzeb technologicznych Zakładów Azotowych Puławy S.A. na ciepło technologiczne z jednoczesnym pokryciem potrzeb części zapotrzebowania na energię elektryczną (nadwyżki produkowanej energii elektrycznej miały być przesyłane do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego).

Zgodnie z regulacjami GK PGE, stosowne wnioski wraz z analizami były przedłożone do Komitetu Inwestycyjnego GK PGE, który wydał ostateczne rekomendacje w tym zakresie.

(dowód: akta kontroli str. 408, 415-417, 437-438, 453)

#### Puławy

W dniu 18 czerwca 2012 roku podpisana została umowa nabycia udziałów spółki Elektrownia Puławy sp. z o.o., na mocy której PGE GiEK nabyła 50% udziałów w tej spółce. Cena nabycia akcji spółki Elektrownia Puławy sp. z o.o. wyniosła [...] <sup>67</sup> zł. Do końca 2012 r. zatwierdzono strukturę organizacyjną projektu oraz rozpoczęto procedurę przetargową na budowę elektrowni.

Oceny opłacalności projektu inwestycyjnego dokonano w oparciu o przeprowadzony rachunek ekonomiczny przy wykorzystaniu mierników efektywności [...] <sup>68</sup> rok. Stopa dyskonta  $r$  dla modelu PCFF wynosiła [...] <sup>69</sup> Przyjęte założenie do tych wskaźników dotyczące prognozy cen energii elektrycznej, cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, cen gazu, prognoza cen sprzedaży świadectw pochodzenia były racjonalne i wiarygodne. W 2011 r. studium zaktualizowano planując budowę bloku energetycznego o przewidywanej sumarycznej mocy mieszczącej się w przedziale od około 800 do około 900 MW. Przy przyjętej stopie dyskonta [...] <sup>70</sup>.

<sup>66</sup> Efekty tej transakcji zostały natomiast uwzględnione w *Strategii Ciepłownictwa GK PGE na lata 2018-2023 z perspektywą do roku 2030* z grudnia 2017r.

<sup>67</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>68</sup> J.w. .

<sup>69</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>70</sup> J.w.

Różnica w porównaniu z poprzednim studium wynikała głównie z przyjęcia wsparcia kogeneracji do 2041 r., a nie do 2017 r.

Przeprowadzona w grudniu 2014 r. aktualizacja rachunku efektywności inwestycji wykazała brak opłacalności inwestycji, bowiem miernik NPV wyniósł minus [...]71. Komitet Inwestycyjny GK PGE podczas posiedzenia w dniu 12 grudnia 2014 r. zarekomendował zamknięcie projektu oraz rozwiązanie umowy z Grupą Azoty Zakłady Azotowe Puławy S.A. na realizację wspólnego projektu pn. Elektrownia Puławy.

Zdaniem Spółki głównym czynnikiem, który zdecydował o braku realizacji powyższego projektu inwestycyjnego, był brak długoterminowego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej (istniejący wówczas system wspierał tę technologię tylko do 2018 r., co było okresem stanowczo za krótkim aby generować dodatnie przepływy finansowe w czasie życia przyszłego obiektu). Ponadto brak było obiektywnych przesłanek, pozwalających z odpowiednio wysokim prawdopodobieństwem stwierdzić czy system wsparcia zostanie wdrożony w przyszłości i czy będzie w stanie zapewnić efektywność ekonomiczną inwestycji. Zdaniem Spółki zarówno w 2012 r., jaki w grudniu 2014 r. pomimo różnych założeń cenowych energii elektrycznej, CO<sub>2</sub> i gazu analizy pokazywały, iż projekt potrzebuje wsparcia kogeneracji (mniejszego lub większego) dla osiągnięcia NPV > 0, z uwagi na niższą w stosunku do jednostek węglowych opłacalność operacyjną. Dlatego z punktu widzenia analizy efektywności czynnikiem krytycznym dla projektów tego typu jest brak wsparcia, a nie sama zmiana założeń makroekonomicznych. [...]72

W dniu 23 grudnia 2014 roku sprzedane zostały wszystkie posiadane udziały w spółce Elektrownia Puławy sp. z o.o. [...]7374. W wyniku sprzedaży PGE GiEK zrealizowała stratę [...]75.

Poniesione pozostałe nakłady na blok gazowo-parowy Puławy do grudnia 2014 r. wyniosły [...]76, w tym koszty dokumentacji projektowej [...]77, wartość praw do projektu budowy i eksploatacji oraz zaliczki na poczet nabycia udziałów w Elektrowni Puławy [...]78, usługi prawne [...]79, usługi gastronomiczne [...]80 oraz usługi notarialne [...]81.

(dowód: akta kontroli str. 473-476, 479-647, 1858—1885, 1889, 2061, 2066-2078)

## **Pomorzany**

Studium wykonalności dla budowy bloku gazowo-parowego o mocy 240 MW w Zespole Elektrowni Dolna Odra S.A. Elektrownia Pomorzany Energoprojekt-Katowice S.A. opracował w lutym 2012 r. W październiku 2012 r. studium zostało zaktualizowane. Rozpoczęcie robót budowlanych planowano na II kw. 2013 r. Zakładany koszt budowy to [...]82.

---

71 Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

72 J.w.

73 J.w.

74 Wartość ustalono według wyceny sporządzonej przez Doradca Sp. z o.o. w Lublinie - raport z 2 grudnia 2014 r., wartość udziałów pomniejszono o poniesione koszty działalności operacyjnej Elektrowni Puławy.

75 Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

76 J.w.

77 J.w.

78 J.w.

79 J.w.

80 J.w.

81 J.w.

82 J.w.

Oceny opłacalności projektu inwestycyjnego dokonano w oparciu o przeprowadzony rachunek ekonomiczny przy wykorzystaniu mierników efektywności [...]»<sup>83</sup>.

Przeprowadzona w czerwcu 2014 r. aktualizacja rachunku efektywności inwestycji wykazała brak opłacalności inwestycji bowiem miernik NPV wyniósł minus [...]»<sup>84</sup>. Na zmianę wyników w porównaniu ze studium wykonalności z roku 2012 wpłynęło znaczne pogorszenie prognoz relacji cen energii elektrycznej w stosunku do kosztu wytworzenia na gazie (średni spadek cen energii w okresie prognozy około 22%). Komitet Inwestycyjny PGE podczas posiedzenia w dniach 17-18 czerwca 2014 r. zarekomendował zamknięcie projektu z powodu braku opłacalności inwestycji oraz unieważnienie postępowania przetargowego<sup>85</sup>.

Zdaniem Spółki głównym czynnikiem, który zdecydował o braku realizacji powyższego projektu inwestycyjnego był brak długoterminowego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Analizy przeprowadzone w czerwcu 2014 r. na aktualnych (na tamten czas) założeniach makro GK PGE pokazywały, iż w stosunku do roku 2011 sytuacja rynku energii wyglądała bardziej korzystnie pod względem ceny gazu, oraz cen CO<sub>2</sub> i energii (szczególnie po 2027 r.) niemniej jednak czynniki te nie wpłynęły wystarczająco na uzyskanie pełnego zwrotu z kapitału i osiągnięcia NPV > 0 projektu. Dla uzyskania dodatniego wyniku projekt potrzebował wsparcia kogeneracji, co najmniej do około 2025 r. (w analizach z roku 2011 zakładano, że będzie ono trwało dłużej).

W dniu 25 czerwca 2014 r. Zarząd PGE GiEK<sup>86</sup> unieważnił postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego w trybie negocjacji z ogłoszeniem pn. *Budowa gazowo-parowego bloku kogeneracyjnego w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra – Elektrownia Pomorzany* ze względu na to, że cena najkorzystniejszej oferty przewyższała kwotę, którą zamawiający zamierzał przeznaczyć na sfinansowanie zamówienia. Poniesione nakłady na blok gazowo-parowy Pomorzany do sierpnia 2016 r. wyniosły [...]»<sup>87</sup>, w tym: dokumentacja projektowa [...]»<sup>88</sup>, koszty przyłączenia do sieci [...]»<sup>89</sup>, usługi doradztwa [...]»<sup>90</sup>, koszty finansowania zewnętrznego (odsetki) [...]»<sup>91</sup> oraz koszty pozostałe [...]»<sup>92</sup>.

(dowód: akta kontroli str. 476-478, 648-800, 1858-1865, 1886, 1888-1889, 1998-1999-2001, 2066-2078)

## Bydgoszcz

Studium wykonalności dla nowego bloku gazowo-parowego o mocy 240 MW oraz o mocy 430 MW w PGE GiEK Oddział EC Bydgoszcz Energoprojekt-Katowice S.A. sporządził w lutym 2012 r. Rozpoczęcie budowy planowano dla bloku o mocy 240 MW na I kw. 2013 r. a dla bloku o mocy 430 MW na III kw. 2013 r. Zakładany koszt

<sup>83</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>84</sup> J.w.

<sup>85</sup> Protokół Nr 8/2014 z obiegowego posiedzenia Komitetu Inwestycyjnego GK PGE w dniach 17-18 czerwca 2014 r.

<sup>86</sup> Uchwała Nr 587/VI/2014

<sup>87</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK

<sup>88</sup> J.w.

<sup>89</sup> J.w.

<sup>90</sup> J.w.

<sup>91</sup> J.w.

<sup>92</sup> J.w.

budowy bloku o mocy 240 MW wynosił [...] <sup>93</sup>a dla bloku o mocy 430 MW wynosił [...] <sup>94</sup>.

Dla bloku o mocy 240 MW w wyniku przeprowadzonych obliczeń otrzymano poniższe mierniki opłacalności projektu inwestycyjnego: NPV – wynik [...] <sup>95</sup>, IRR – wynik [...] <sup>96</sup>, NPVR – wynik [...] <sup>97</sup> i DPP – wynik [...] <sup>98</sup>. Przyjęta stopa dyskonta  $r = [\dots]$  <sup>99</sup>. Dla bloku o mocy 430 MW mierniki opłacalności projektu inwestycyjnego wynosiły: NPV – wynik [...] <sup>100</sup>, IRR – [...] <sup>101</sup>, NPVR – [...] <sup>102</sup> i DPP – [...] <sup>103</sup>. Stopa dyskonta  $r = [\dots]$  <sup>104</sup>.

Przeprowadzona w sierpniu 2016 r. aktualizacja rachunku efektywności inwestycji wykazała brak opłacalności inwestycji, bowiem przy czterech scenariuszach założeń makro miernik NPV mieścił się w przedziale od minus [...] <sup>105</sup> do minus [...]. IRR mieścił się w przedziale od [...] <sup>106</sup> do [...] <sup>107</sup>, NPR od [...] <sup>108</sup> do [...] <sup>109</sup>. DPP – ujemne NPV uniemożliwia wyznaczenie zdyskontowanego okresu zwrotu. Na zmianę wskaźników opłacalności wpłynęło znaczne pogorszenie prognoz relacji cen energii elektrycznej w stosunku do kosztu wytworzenia na gazie (średni spadek cen energii w okresie prognozy około 40%, spadek cen paliwa gazowego o około 10%, średni spadek ceny CO<sub>2</sub> o ok. 32%).

Komitet Inwestycyjny PGE podczas posiedzenia w dniu 29 sierpnia 2016 r. zarekomendował zamknięcie projektu oraz unieważnienie postępowania przetargowego <sup>110</sup>.

Zdaniem Spółki głównym czynnikiem, który zdecydował o braku realizacji powyższego projektu inwestycyjnego był brak długoterminowego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Z innych czynników wpływających na obniżenie efektywności projektu można wskazać:

- Pogorszenie prognoz makroekonomicznych na rynku energii w stosunku do roku 2012. W scenariuszu bazowym (najlepszy wynik) znaczące wypięcenie ścieżki wzrostu CO<sub>2</sub> [...] <sup>111</sup> i obniżenie znaczące średniej ceny na rynku energii (szczególnie lata 2018-2030),
- Upadek zakładów chemicznych Zachem S.A. i zmniejszenie odbioru pary technologicznej (BGP osiągał niższą sprawność ogólną kogeneracyjną przy mniejszym odbiorze ciepła i z uwagi na nieopłacalność kondensowania nadmiaru energii elektrycznej wymagalby w okresie letnim obniżenia mocy).

---

<sup>93</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>94</sup> J.w.

<sup>95</sup> J.w.

<sup>96</sup> J.w.

<sup>97</sup> J.w.

<sup>98</sup> J.w.

<sup>99</sup> J.w.

<sup>100</sup> J.w.

<sup>101</sup> J.w.

<sup>102</sup> J.w.

<sup>103</sup> J.w.

<sup>104</sup> J.w.

<sup>105</sup> J.w.

<sup>106</sup> J.w.

<sup>107</sup> J.w.

<sup>108</sup> J.w.

<sup>109</sup> J.w.

<sup>110</sup> Protokół Nr 12/2016 z posiedzenia Komitetu Inwestycyjnego GK PGE w dniu 29 sierpnia 2016 r.

<sup>111</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.



W dniu 22 listopada 2016 r. Zarząd PGE GiEK<sup>112</sup> unieważnił postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego w trybie negocjacji z ogłoszeniem pn. *Budowa nowego bloku gazowo-parowego w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz* ze względu na to, że przeprowadzona analiza efektywności wykazała nierentowność tej inwestycji. Poniesione nakłady na blok gazowo-parowy Bydgoszcz do kwietnia 2017 r. wyniosły[...]<sup>113</sup>, w tym koszty dokumentacji projektowej[...]<sup>114</sup>, usługi doradztwa[...]<sup>115</sup>, koszty finansowania zewnętrznego[...]<sup>116</sup>, pozostałe koszty[...]<sup>117</sup>.

(dowód: akta kontroli str. 472-473, 801-942, 1858-1865, 1887-1888, 2066-2078)

Decyzje dotyczące inwestycji w nowe moce wytwórcze, tj. budowa nowych bloków energetycznych 5 i 6 w Elektrowni Opole o łącznej mocy 1 800 MW i budowa bloku 7 o mocy 490 MW w Elektrowni Turów wynikały ze strategii Grupy Kapitałowej opracowanych w latach 2012-2016.

### **Bloki 5 i 6 w Elektrowni Opole**

Zasady procedowania przy podejmowaniu decyzji dla budowy bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole w GK PGE były zgodne z Polityką Inwestycji GK PGE. W odniesieniu do bloków nr 5 i 6 Elektrowni Opole proces decyzyjny był przedmiotem kontroli NIK w 2014 roku w PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.<sup>118</sup>.

Cele strategiczne Spółki wypełniane przez projekt to między innymi: budowanie wartości firmy, zwiększenie udziału w rynku wytwarzania, konieczność zastępowania wyeksploatowanych jednostek konwencjonalnych w portfelu PGE oraz całym KSE, obniżenie poziomu jednostkowej emisyjności posiadanych aktywów, możliwość uzyskania synergii z istniejącym majątkiem (budowa w istniejących lokalizacjach).

Analizę ekonomiczną budowy nowych mocy w PGE Elektrownia Opole S.A. sporządził Energoprojekt Warszawa S.A. w grudniu 2008 r. Dla wariantu budowy dwóch bloków energetycznych 5 i 6 z kotłem pyłowym na węgiel kamienny o mocy 900 MW każdy w wyniku przeprowadzonych obliczeń otrzymano poniższe mierniki opłacalności projektu inwestycyjnego: NPV [...]<sup>119</sup>, IRR[...]<sup>120</sup>, NPVR [...]<sup>121</sup> i DPP[...]<sup>122</sup>. Przyjęta stopa dyskonta  $r = \dots$ <sup>123</sup>. Nakłady inwestycyjne miały wynieść[...]<sup>124</sup>. Przewidywaną sprawność nowych bloków energetycznych dla technologii kotłów pyłowych określono na 43-47%.

Projekt budowlany opracowano we wrześniu 2011 r. Decyzja lokalizacyjna nie była wymagana gdyż istniał Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego. Decyzja administracyjna w zakresie środowiskowego uwarunkowania została wydana w grudniu 2010 r., a pozwolenie na budowę w listopadzie 2011 r.

Parametry techniczne i technologiczne: ilość spalnego paliwa według analizy technicznej z 2008 r. 4 084 500 tys. ton/rok, ilość energii elektrycznej produkowanej

---

<sup>112</sup> Uchwała Nr 339/VII/2016.

<sup>113</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>114</sup> J.w.

<sup>115</sup> J.w.

<sup>116</sup> J.w.

<sup>117</sup> J.w.

<sup>118</sup> Wystąpienie pokontrolne NIK KGP – 4101-001-05/2014 z dnia 26 września 2014 r.

<sup>119</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>120</sup> J.w.

<sup>121</sup> J.w.

<sup>122</sup> J.w.

<sup>123</sup> J.w.

<sup>124</sup> J.w.

13 500 000 MWh, ilość wytworzonej „zielonej” energii elektrycznej (MWh/rok) 0, ilość ciepła wyprodukowanego w kogeneracji (TJ/rok) 0, wydajność nominalna kotła (t/h) 2455,2, stężenie tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) w spalinach (mg/m<sup>3</sup>) ≤ 80mg /Nm<sup>3</sup>, stężenie tlenków siarki (SO<sub>2</sub>) w spalinach (mg/m<sup>3</sup>) <100 mg/Nm<sup>3</sup> bez kwasu mrówkowego, <30 mg/Nm<sup>3</sup> z kwasem mrówkowym i 4 poziomami zraszania, stężenie pyłu w spalinach (mg/m<sup>3</sup>) <10 mg/Nm<sup>3</sup>, stężenie (NH<sub>3</sub>) w spalinach za kotłem (mg/m<sup>3</sup>) <2 ppm.

Inwestycja bloki 5 i 6 Elektrowni Opole finansowana jest głównie ze środków generowanych z podstawowej działalności Grupy, środków uzyskanych z emisji papierów wartościowych i innych form finansowania zewnętrznego oraz incydentalnie ze sprzedaży aktywów finansowych. PGE GiEK w ramach centralnego modelu finansowania Grupy Kapitałowej PGE, posiada programy emisji obligacji kierowanych w całości do PGE S.A., do łącznej kwoty [...] <sup>125</sup> oraz uczestniczy w usłudze cash poolingu rzeczywistego GK PGE z możliwością zaciągnięcia zobowiązań finansowych, w kwocie nieprzekraczającej [...] <sup>126</sup>.

12 marca 2012 r. zakończono proces konsolidacji w obszarze energetyki konwencjonalnej i nastąpiło połączenie PGE Elektrownia Opole S.A. z PGE GiEK S.A. PGE GiEK S.A. wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki PGE Elektrowni Opole S.A. i pozyskała od PGE SA promesy dotyczące zapewnienia finansowania projektu budowy nowych bloków w Elektrowni Opole 5 i 6.

Uchwałą Nr 298/VIII/2011 z 6 września 2011 r. RN PGE S.A. wyraziła zgodę na udzielenie promesy, a Uchwałą z 19 maja 2011 r. nr 271/VIII/2011 wyraziła zgodę na udzielenie przez PGE S.A. poręczenia za zobowiązania PGE Elektrownia Opole S.A. wynikające z umów zawartych na ustanowienie bankowych linii gwarancyjnych i bankowych gwarancji płatności dla zabezpieczenia finansowego projektu.

(dowód: akta kontroli str. 277-478, 943-1299, 1890-1997)

### **Blok 7 w Elektrowni Turów**

Dla budowy bloku 11 <sup>127</sup> w Elektrowni Turów z uwagi na własne złoża węgla brunatnego rozpatrywane warianty były monopolniowe. Dobór mocy bloku miał zapewnić zbilansowanie zasobów złoża turoszowskiego. Warianty realizacji ograniczały się do różnych rozwiązań technicznych w ramach tych ograniczeń (kocioł pyłowy, fluidalny oraz monoblok). Zakładane nakłady inwestycyjne według założeń PGE SA dla poszczególnych wariantów wynosiły odpowiednio, i [...] <sup>128</sup>. NPV wynosił odpowiednio [...] <sup>129</sup>. IRR [...] <sup>130</sup>. NPVR [...] <sup>131</sup>. DPP dla wszystkich wariantów to rok [...] <sup>132</sup>. Do realizacji został wybrany wariant techniczny oparty na kotle pyłowym z uwagi na sprawdzoną technologię i najlepszą efektywność.

W dniu 20 października 2010 r. PGE S.A. udzieliło Spółce promesy do zapewnienia finansowania inwestycji *Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów* o szacunkowej wartości [...] <sup>133</sup>. PGE GiEK S.A. posiadała możliwość pozyskania finansowania we-

---

<sup>125</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>126</sup> J.w.

<sup>127</sup> W trakcie realizacji inwestycji blok uzyskał nr 7 w związku z likwidacją bloków 8, 9 i 10

<sup>128</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>129</sup> J.w.

<sup>130</sup> J.w.

<sup>131</sup> J.w.

<sup>132</sup> J.w.

<sup>133</sup> J.w.

wnątrgrupowego, w ramach centralnego modelu finansowania Grupy Kapitałowej PGE, które w całości zabezpieczało finansowanie inwestycji.

Studium wykonalności dla budowy bloku energetycznego na węgiel brunatny o mocy 460 MW w Elektrowni Turów opracował Energoprojekt-Katowice S.A. w grudniu 2010 r. Projekt budowlany opracowano w lutym 2014 r. Decyzja lokalizacyjna nie była wymagana gdyż istniał Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego. Decyzja administracyjna w zakresie środowiskowego uwarunkowania została wydana w październiku 2013 r., a pozwolenie na budowę w kwietniu 2014 r.

Rozpoczęcie robót budowlanych zaplanowano na II kw. 2014 r. Zakładany koszt budowy to [...] <sup>134</sup>w cenach stałych i [...] <sup>135</sup>w cenach bieżących. Wartości mierników opłacalności projektu inwestycyjnego wynosiły: NPV[...] <sup>136</sup>, IRR[...] <sup>137</sup>, NPVR [...] <sup>138</sup> i DPP [...] <sup>139</sup>rok. Stopa dyskonta  $r = \dots$  <sup>140</sup>. Przyjęte założenie do tych wskaźników były racjonalne i wiarygodne.

(dowód: akta kontroli str. 408-424, 448-451, 454-472, 648-650, 2002-2047, 2049, 2056-2060)

## 2.2. Realizacja inwestycji

### Budowa bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole

Postępowania na wybór wykonawców budowy bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole przeprowadzono zgodnie z Prawem Zamówień Publicznych w trybie negocjacji z ogłoszeniem, zawierając w dokumentach inicjujących kryteria, jakie muszą spełnić oferenci oraz wymogi umów kontraktowych. W wyniku postępowania 15 lutego 2012 r. PGE Elektrownia Opole S.A. (obecne PGE GiEK Oddział Elektrownia Opole) zawarła umowę ze spółkami Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A. oraz Mostostal Warszawa S.A., tworzącymi konsorcjum: Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A. oraz Mostostal Warszawa S.A. (zwane dalej Generalnym Wykonawcą lub GW). Wartość netto umowy wynosiła 9 397 000 tys. zł (11 558 310 tys. zł brutto). Kontrakt na realizację inwestycji został zawarty w formule EPC<sup>141</sup>, gdzie Generalny Wykonawca odpowiada za jakościowe i terminowe wykonanie wskazanego w kontrakcie zakresu „pod klucz”.

W kontrakcie zawarto mechanizmy pozwalające Zamawiającemu na monitorowanie jakości, postępu realizacji, egzekwowanie uzgodnionych obustronnie działań naprawczych i w ostateczności naliczanie kar umownych za nieterminową realizację lub nieosiągnięcie wymaganych parametrów gwarantowanych.

W Warunkach Ogólnych Umowy (WOU) zawarto również zapisy regulujące obowiązki i odpowiedzialność Stron, warunki nieprzewidziane, ryzyka, ubezpieczenia itp. Ponadto w Programie Funkcjonalno-Użytkowym (PFU) znajdowały się dodatkowe bądź uszczegółowione w stosunku do zapisów zawartych w WOU wymagania techniczne, opisujące sposób realizacji dostaw, usług i montażu oraz uszczegółowione warunki odbiorów i akceptacji poszczególnych faz realizacji.

---

<sup>134</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>135</sup> J.w.

<sup>136</sup> J.w.

<sup>137</sup> J.w.

<sup>138</sup> J.w.

<sup>139</sup> J.w.

<sup>140</sup> J.w.

<sup>141</sup> Engineering, Procurement, Construction – projektowanie, dostawa, budowa, rozruch, przekazanie do eksploatacji, serwis w okresie gwarancyjnym

W kontrakcie znalazły się zapisy regulujące kwestie związane z zatrudnianiem podwykonawców i powierzonym im zakresem robót oraz procedurę zmiany/wprowadzenia podwykonawców. Zapisy miały na celu zabezpieczenie interesów Zamawiającego w kontekście tzw. solidarnej odpowiedzialności z tytułu robót budowlanych oraz zachowanie kontroli przez Zamawiającego nad procesem angażowania kluczowych podwykonawców przy realizacji zadania. Zamawiający zabezpieczył sobie prawo wyrażenia zgody na udział danego podwykonawcy w realizacji przedmiotu kontraktu.

W dniu 4 kwietnia 2013 roku PGE GiEK działając w oparciu o przeprowadzone analizy zmian na rynku energetycznym oraz w otoczeniu makroekonomicznym i rekomendację Komitetu Inwestycyjnego Grupy Kapitałowej podjął uchwałę o zamknięciu zadania inwestycyjnego "Projekt Opole II" polegającego na budowie nowych bloków nr 5 i 6 opalanych węglem kamiennym w Oddziale Elektrownia Opole<sup>142</sup>. W związku z zamknięciem inwestycji w dniu 14 maja 2013 r. zawarto aneks (nr 2) do umowy sankcjonujący podjętą decyzję.

Po uzyskaniu informacji ze strony administracji rządowej o możliwym wsparciu Projektu, w dniu 18 czerwca 2013 roku Zarząd PGE GiEK S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na podjęcie prac analitycznych w zakresie dodatkowych rozwiązań poprawiających rentowność Projektu i umożliwiających jego ewentualną realizację.

Na podstawie wykonanych prac analitycznych dotyczących formuły realizacji i poszukiwania korzystniejszych uwarunkowań biznesowych dla realizacji projektu Zarząd PGE GiEK S.A. podjął uchwałę w sprawie wznowienia zadania inwestycyjnego „Projekt Opole II (Budowa nowych węglowych bloków pyłowych nr 5 i 6)”<sup>143</sup>. W związku z tym, w dniu 13 sierpnia 2013 r. zawarto odpowiedni aneks (nr 3) do umowy.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1327, 1801-1865, 2002-2003, 2049, 2055, 2062-2063, 2066-2078, 2087-2106, 2152-2160)

W dniu 13 sierpnia 2013 roku PGE GiEK S.A. zawarła umowę ze spółką Kompania Węglowa S.A. na dostawy węgla kamiennego w latach 2018-2038. Przedmiotem umowy jest dostawa węgla kamiennego przez Kompanię Węglową S.A. na potrzeby bloków 5 i 6 Elektrowni Opole, w przypadku realizacji Projektu Opole II. [...]<sup>144</sup>

(Dowód: akta kontroli str. 1801-1865, 2107-2151)

W dniu 31 stycznia 2014 roku Generalnemu Wykonawcy wydane zostało Polecenie Rozpoczęcia Prac<sup>145</sup>. Zgodnie z zapisami umowy z 15 lutego 2012 r. zobowiązany był do zrealizowania budowy Bloku 5 w ciągu 54 miesięcy, a Bloku 6 w ciągu 62 miesięcy (każdy o mocy 900 MW) od daty wydania Polecenia Rozpoczęcia Prac. Zakładana sprawność to 45,5%. Termin przekazania gotowych bloków do eksploatacji: blok 5 – 31 lipca 2018 r., blok 6 – 31 marca 2019 r.

Budowa bloków 5 i 6 Elektrowni Opole realizowana jest według Kamieni Milowych zgodnie z Wnioskiem Inwestycyjnym i Kartą Zadania Inwestycyjnego. W Fazie Analiz Przedinwestycyjnych (okres od 29 stycznia 2009 r. do 26 marca 2010 r.) wszystkie trzy Kamienie Milowe oraz w Fazie Przygotowania (okres od 30 marca 2010 r.

<sup>142</sup> Szczegółowo opisano w wystąpieniu pokontrolnym NIK 4101-001-05/2014 z dnia 26 września 2014 r. (P/14/018 –Zapewnienie mocy wytwórczych w energetyce konwencjonalnej) do PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

<sup>143</sup> Ibidem.

<sup>144</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK. .

<sup>145</sup> Uchwała Nr 93/VI/2014 Zarządu PGE GiEK z dnia 30.01.2014 r.

do 7 stycznia 2014 r.) wszystkie osiem Kamieni Milowych zostało zrealizowane terminowo zgodnie z planem. W Fazie Realizacji (okres od 31 stycznia 2014 r. do 30 września 2019 r.) do 30 września 2018 r. na 23 określone Kamienie Milowe 9 zostało zrealizowanych terminowo a 14 z opóźnieniem od 27 do 471 dni w stosunku do planu bazowego.

[...] <sup>146</sup>Łączne nakłady na projekt przed rokiem 2014 wyniosły 66 mln zł (+19,4 mln zł kosztów finansowych). W 2012 r. według harmonogramu nakłady inwestycyjne miały wynieść [...] <sup>147</sup>, a wyniosły [...] <sup>148</sup>(172,4% planu). W pozostałych latach odpowiednio: w 2013 r. [...] <sup>149</sup> (7,1%), w 2014 r. [...] <sup>150</sup>(96,6%), w 2015 r. [...] <sup>151</sup>(99,9%), w 2016 r. [...] <sup>152</sup>(91,8%), w 2017 r. [...] <sup>153</sup>(71,0%), w 2018 r. (za 8 miesięcy) [...] <sup>154</sup>(86,9%).

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Inwestycji Spółki w planie inwestycyjnym na rok 2013 zakładano wydanie NTP w tym roku. W rzeczywistości NTP zostało wydane 31 stycznia 2014 r., a tym samym płatności związane z realizacją umowy rozpoczęły się w 2014 r. W latach 2017-2018 głównym powodem niezrealizowania planu ponoszenia nakładów inwestycyjnych był brak zgłoszeń Etapów Realizacji przez Generalnego Wykonawcę.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1327, 2002-2003, 2049, 2055, 2062-2063, 2066-2078, 2087-2106, 2152-2160)

W 2018 r. Zespół Projektowy Zamawiającego dokonał analizy przedstawionego przez Generalnego Wykonawcę roboczego harmonogramu realizacji pod kątem poprawności metodycznej, realności przyjętych założeń, przyczyn opóźnień oraz planowanych metod dalszego zarządzania realizacją projektu. W opinii Zespołu Projektowego realizacja inwestycji w powyższym terminach jest możliwa pod warunkiem, że Generalny Wykonawca będzie działał z najwyższym zaangażowaniem, wprowadzając konieczne warunki gwarantujące terminową realizację prac.

Do 30 września 2018 r. sporządzono 8 Aneksów do umowy, które nie zmieniały wartości kontraktu. Zgodnie z Aneksem nr 9 z dnia 10 października 2018 r. do umowy cena brutto wynosi [...] <sup>155</sup>. Pomniejszono ją o [...] <sup>156</sup> jako partycypację Generalnego Wykonawcy w kosztach ubezpieczenia. Termin realizacji bloku 5 wydłużono do 64,5 miesięcy (o 10,5 miesiąca), tj. do 15 czerwca 2019 r. a bloku nr 6 do 68 miesięcy (o 6 miesięcy), tj. do 30 września 2019 r. [...] <sup>157</sup>

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Inwestycji Spółki główną przyczyną zmiany terminów przekazania bloków do eksploatacji było zgłoszenie przez Generalnego Wykonawcę 24 przypadków określanych mianem Siły Wyższej, spełnienie wymagań odnośnie zapewnienia prawidłowości kompleksowego systemu zabezpieczeń przyłączy 110 kV i 400 kV, zmiany w zakresie projektu systemu zabezpieczeń generatora i systemu przesyłowego oraz wprowadzenie zmiany dostosowującej układy bloków do wymagań cyberbezpieczeństwa. Zasadność zmian terminów została potwierdzona w wykonanych przez zewnętrzną firmę Mott MacDonald Polska

---

<sup>146</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>147</sup> J.w.

<sup>148</sup> J.w.

<sup>149</sup> J.w.

<sup>150</sup> J.w.

<sup>151</sup> J.w.

<sup>152</sup> J.w.

<sup>153</sup> J.w.

<sup>154</sup> J.w.

<sup>155</sup> J.w.

<sup>156</sup> J.w.

<sup>157</sup> J.w.

Sp. z o.o., na zlecenie PGE GiEK S.A oraz GE Power Sp. z o.o. opracowaniach *Analiza wpływu zdarzeń występujących na toku budowy Bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole, na końcowy termin przekazania do eksploatacji Bloku nr 5.*

W związku z wydłużeniem Terminu Realizacji koszty przedłużenia umowy z Menedżerem Projektu wzrosły o[...]<sup>158</sup>, koszty przedłużenia okresu ubezpieczenia inwestycji wzrosły o [...] (z czego [...] <sup>159</sup> pokrywa Generalny Wykonawca), koszty gwarancji bankowej wzrosły o[...]<sup>160</sup>.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1327, 2002-2003, 2049, 2055, 2062-2063, 2066-2078, 2087-2106, 2152-2160)

Nadzór inwestorski jest realizowany dwutorowo. Z ramienia Inwestora powołane zostały Zespoły Projektowe ds. budowy bloków, Inwestor podpisał również umowę ze spółką Elbis Sp. z o.o. o pełnienie czynności Menedżera Projektu (MP) dla przedsięwzięcia inwestycyjnego. Zgodnie z zapisami umów Inwestor zobowiązał Generalnego Wykonawcę do zaprojektowania, wytworzenia, zainstalowania i wykonania wszelkich prac, a także przeprowadzenia rozruchu i ruchu próbnego obiektu zgodnie z postanowieniami umowy z nim zawartej, prawidłowymi standardami inżynierskimi i budowlanymi oraz wymogami ustawowymi przy zastosowaniu dbałości i staranności, jakie można oczekiwać od należyście wykwalifikowanego projektanta i wykonawcy.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości podejmowane są stosowne działania do ich usunięcia takie jak:

- negatywny odbiór lub brak podpisania protokołu odbioru,
- zgłaszanie niezgodności na cyklicznych i dedykowanych spotkaniach,
- korespondencja Zamawiającego/MP(IK) kierowana do GW i odpowiedzi na korespondencję GW,
- komunikacja bezpośrednia między Inspektorami Nadzoru i Kierownictwem Wykonawcy w ramach standardowych czynności nadzoru i podczas czynności odbiorowych.

Zgodnie z wymogami Zamawiającego Wykonawca wdraża programy naprawcze. Nadzór inwestorski obejmuje także sprawdzanie i odbiór robót budowlanych ulegających zakryciu lub zanikających, próby i odbiory techniczne instalacji, itp. W tym zakresie w odniesieniu do poszczególnych rodzajów odbiorów Strony posługują się uzgodnioną procedurą. Dzięki temu w sposób ustandaryzowany prowadzone są poszczególne działania w ramach danego odbioru, poczynając od zgłoszenia do odbioru przez Wykonawcę poprzez czynności odbiorowe i podpisanie stosownych protokołów.

W okresie od 2014 r. do 30 sierpnia 2018 r. dokonano 23 897 odbiorów budowlanych na budowie bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole. Stwierdzono 5 536 usterek, z których usunięto i zamknięto protokolarnie 4 512. Nadzór inwestorski niezwłocznie sygnalizował nieprawidłowości powodujące opóźnienia a inwestor niezwłocznie podejmował działania zgodnie z zapisami umowy.

Kontrola celowa 10 protokołów odbioru znaczących robót budowlanych wykazała, że każda stwierdzona w trakcie odbiorów usterka lub niezgodność była odnotowywana w protokole odbioru prac wraz ze wskazaną datą jej usunięcia. Po usunięciu uster-

<sup>158</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>159</sup> J.w.

<sup>160</sup> J.w.

ki/niezgodności Generalny Wykonawca informował Inspektora Nadzoru o jej usunięciu i protokołarnie dokonywano potwierdzenia ich usunięcia. Obowiązki Inspektora Nadzoru wynikały i były realizowane na podstawie Umowy z ELBIS Sp. z o.o. na pełnienie funkcji Menedżera Projektu (bloki 5 i 6 w Elektrowni Opole) oraz Inżyniera Kontraktu na budowie bloku 7 w Elektrowni Turów.

W przypadkach stwierdzenia niewykonania lub nieprawidłowego wykonania zadania podejmowano działania przewidziane zapisami kontraktowymi. Bezwzględnie wymagano wprowadzenia działań naprawczych w dwóch płaszczyznach. Po pierwsze skorygowania nieprawidłowości (plan naprawczy zatwierdzany przez Zamawiającego i Menedżera Projektu), a po drugie przedstawienia harmonogramu, który ma pokazać, w jakim terminie będą nadrobione powstałe opóźnienia tj. nastąpi powrót na ścieżkę obowiązującego harmonogramu. Według stanu na 30 czerwca 2018 r. zaawansowanie prac rzeczowych (według raportów wykonawcy) wynosiło 92,2 %.

(Dowód: akta kontroli str. 943-1220)

[...] <sup>161</sup>

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1327, 2002-2003, 2049, 2055, 2062-2063, 2066-2078, 2087-2106, 2152-2160)

Raportowanie odbywa się zgodnie z istniejącymi regulacjami korporacyjnymi. Raz w miesiącu Zarząd PGE S.A. i Zarząd PGE GiEK S.A otrzymuje Sprawozdanie z realizacji budowy bloków (w ramach nadzoru nad megainwestycjami) a Rada Nadzorcza PGE GiEK S.A. otrzymuje Informację. Ponadto raz w tygodniu Zarząd PGE GiEK S.A otrzymuje Raporty Tygodniowe z kluczowych wydarzeń z realizacji inwestycji budowy bloków.

Do końca III kw. 2018 r. nie były naliczane kary umowne. Umowa przewiduje możliwość naliczania kar umownych dopiero po podpisaniu Protokołu Przejęcia Bloku w stosunku do terminu końcowego określonego w kontrakcie.

Do zawiadomienia załączane były dokumenty określone w Umowie oraz obowiązujących w przepisach prawa. W terminie 14 dni od ich otrzymania Menedżer Projektu albo wystawiał Świadectwo Zakończenia Etapu Realizacji albo zawiadamiał Generalnego Wykonawcę na piśmie o wszystkich stwierdzonych Wadach, które uniemożliwiają uznanie danego etapu realizacji za zakończony. Na dzień 30 czerwca 2018 r. Generalny Wykonawca nie zgłosił zakończenia 89 Etapów Realizacji na łączną kwotę netto[...] <sup>162</sup>. Na ten dzień zakończono realizację 398 Etapów Realizacji na łączną kwotę[...] <sup>163</sup>.

Zasady rozliczeń finansowych z wykonawcą i podwykonawcami zapewniły sprawny przebieg prac. Do końca III kw. 2018 r. nie wystąpiły sytuacje wstrzymania prac z tytułu braku zapłaty przez GW podwykonawcom. Poszczególne rodzaje kosztów mieściły się w przyjętych kosztorysach

W trakcie realizacji zdarzały się pojedyncze przypadki niuregulowania płatności na poziomie podwykonawców (na zawartych około 3,5 tys. umów podwykonawczych). Inwestor po powzięciu informacji o takich przypadkach wysyłał monit do Generalnego Wykonawcy o wyjaśnienie i w przypadkach wystąpienia z zasadnym roszczeniem o regulację zaległości płatniczych. Sytuacje te nie miały wpływu na wstrzymanie prac.

(Dowód: akta kontroli str. 2002-2003, 2049, 2055)

<sup>161</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>162</sup> J.w.

<sup>163</sup> J.w.

Zgodnie z zawartym kontraktem i aneksami z GW nakłady poniesione do końca września 2018 r. wyniosły[...]164, tj. 94,6% nakładów planowanych w tym okresie [...]165 i 87,3% planowanych nakładów całkowitych[...]166. Pozostałe nakłady, w tym zadania towarzyszące wyniosły odpowiednio[...]167, tj. 46,5% nakładów planowanych [...]168 i 39,6% planowanych nakładów całkowitych[...]169. Koszty finansowe wyniosły[...]170, tj. 85,6% nakładów planowanych [...]171 i 48,8% planowanych kosztów całkowitych[...]172. Zaliczki inwestycyjne nierozliczone na koniec września 2018 r. wynosiły[...]173.

Sprawność netto nowych bloków nr 5 i 6 w porównaniu do bloków 1-4 ma być wyższa i wynieść 45,5% netto (bloki 1-4 36,6 %). Emisja CO<sub>2</sub> ma zmniejszyć się o około 20 %. Nowe bloki będą spełniać wszystkie normy związane z emisjami do środowiska przewidziane przepisami prawa dla takich instalacji. Zdaniem Dyrektora Departamentu Inwestycji Spółki oznacza to obniżenie kosztu zmiennego (paliwo + CO<sub>2</sub>) w stosunku do wytwarzania na blokach „starych” 1-4 proporcjonalnie o około 20 %. Zużycie węgla kamiennego w nowych blokach nr 5 i 6 o mocy 900 MWe każdy będzie wynosić po około 2,05 mln ton rocznie. Zużycie węgla w starych blokach 1-4 (o mocy od 370 MWe do 376 MWe) wynosi od około. 635 tys. ton do 853 tys. ton każdy. Sprzedaż energii elektrycznej odbywa się przez giełdę energii. Na końcową cenę odbiorcy wpływa szereg dodatkowych czynników w tym wypadkowa średnia cena dla całego miks energetycznego, usługi przesyłowe, opłaty OZE, podatki itp. Nowe jednostki ze względu na wyższą sprawność będą obciążane w systemie zaraz po jednostkach z pracą wymuszoną i dzięki temu ograniczą produkcję droższych starszych jednostek. W konsekwencji cena energii elektrycznej wypadkowa dla całego systemu będzie mogła być niższa.

Moc zainstalowana elektryczna wszystkich pracujących 4 bloków w Elektrowni Opole w 2011 r. i w 2017 r. wynosiła 1 492 MWe<sup>174</sup>. Przewidywana moc Elektrowni Opole po uruchomieniu dwóch nowych bloków Nr 5 i 6 o mocy 900 MWe każdy na koniec 2020 r. ma wynieść 3292 MWe.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1327, 2002-2003, 2049, 2055, 2062-2063, 2066-2078, 2087-2106, 2152-2160, 2488-2498)

### **Budowa bloku nr 7 w Elektrowni Turów**

PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów w 2013 r. rozpoczęła przygotowanie projektu inwestycyjnego polegającego na rewitalizacji mocy produkcyjnej Elektrowni Turów, poprzez budowę nowego bloku energetycznego (blok nr 11) o mocy netto w zakresie 430-450 MW w miejsce likwidowanych jednostek (bloki nr 8, 9, 10) o łącznej mocy brutto około 600 MW. Parametry techniczne nowego bloku miały spełniać wymagania związane z ochroną środowiska wynikające z przepisów krajowych i dyrektyw unijnych, przy jednoczesnym zapewnieniu spełnienia kryteriów BAT.

Dla bloku 7 w Elektrowni Turów pierwsze postępowanie na wybór Generalnego Wykonawcy w trybie publicznym, jako zamówienie sektorowe w trybie negocjacji z ogłoszeniem, zostało unieważnione w marcu 2013 roku z uwagi na otrzymanie

<sup>164</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>165</sup> J.w.

<sup>166</sup> J.w.

<sup>167</sup> J.w.

<sup>168</sup> J.w.

<sup>169</sup> J.w.

<sup>170</sup> J.w.

<sup>171</sup> J.w.

<sup>172</sup> J.w.

<sup>173</sup> J.w.

<sup>174</sup> megawat mocy elektrycznej



ofert znacznie przewyższających szacowany budżet Zamawiającego. Kolejne postępowanie było prowadzone w trybie przetargu nieograniczonego. W trybie przewidzianym w postępowaniu wpłynęło pięć odwołań do Krajowej Izby Odwoławczej (dalej KIO). Jeden z oferentów po niekorzystnym wyroku KIO złożył skargę do Okręgowego Sądu w Łodzi. Wyrok rozstrzygający został wydany 24 października 2014 roku. Fakty te miały bezpośredni wpływ na termin podpisania umowy z Generalnym Wykonawcą, która ostatecznie została zawarta w lipcu 2014 r. Zdaniem Spółki zakładając analogiczny czas na procedury odwoławcze do KIO oraz Sądu miało to wpływ na roczne opóźnienie w zawarciu umowy z Generalnym Wykonawcą. W ramach prowadzonego postępowania pn.: *Budowa nowego bloku energetycznego w Elektrowni Turów* w trybie przetargu nieograniczonego wykonawcą zostało konsorcjum firm: Mitsubishi-Hitachi Power Systems Europe, Budimex i Tecnicas Reunidas.

Zgodnie z zapisami kontraktu z 10 lipca 2014 r. termin realizacji inwestycji miał wynieść 56 miesięcy. Cena kontraktu netto za realizację kompletnego zakresu przedmiotu kontraktu wynosiła 3 250 mln zł bez kosztów finansowania[...]175. Paliwem miał być węgiel brunatny a sprawność miała wynosić 43,4%. Termin przekazania gotowego bloku do eksploatacji: III kw. 2019 r.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1245, 1328-1800, 1858-1865, 2002-2047, 2049, 2056-2060, 2064-2086, 2095-2103, 2152-2160)

W dniu 1 grudnia 2014 r. wydano Polecenie Rozpoczęcia Robót budowy nowego bloku energetycznego w Elektrowni Turów o mocy 490 MW.

Kontrakt zawierał zapisy dotyczące kar za niedotrzymanie tzw. parametrów gwarantowanych klasy B (niedotrzymanie parametrów technicznych nie będących wartościami absolutnymi) oraz zapisy o konieczności spełnienia przez instalację parametrów klasy A (parametry, które należy spełnić bezwzględnie) oraz zapisy dotyczące kar w przypadku odstąpienia od umowy przez Zamawiającego.

W kontrakcie zawarto mechanizmy pozwalające Zamawiającemu na monitorowanie jakości, postępu realizacji, egzekwowanie uzgodnionych obustronnie działań naprawczych i w ostateczności naliczanie kar umownych za nieterminową realizację lub nieosiągnięcie wymaganych parametrów gwarantowanych.

W Warunkach Ogólnych Umowy (WOU) zawarto również szereg zapisów regulujących obowiązki i odpowiedzialność Stron, warunki nieprzewidziane, ryzyka, ubezpieczenia itp. Ponadto w Programie Funkcjonalno-Użytkowym (PFU) znajdują się dodatkowe bądź uszczegółowione w stosunku do zapisów zawartych w WOU wymagania techniczne, opisujące sposób realizacji dostaw, usług i montażu oraz uszczegółowione warunki odbiorów i akceptacji poszczególnych faz realizacji.

W kontrakcie znalazły się odpowiednie zapisy regulujące kwestie związane z zatrudnianiem podwykonawców i powierzonym im zakresem robót oraz procedurę zmiany/wprowadzenia podwykonawców. Zapisy miały na celu zabezpieczenie interesów Zamawiającego w kontekście tzw. solidarnej odpowiedzialności z tytułu robót budowlanych oraz zachowanie kontroli przez Zamawiającego nad procesem angażowania kluczowych podwykonawców przy realizacji zadania. Zamawiający zabezpieczył sobie prawo wyrażenia zgody na udział danego podwykonawcy w realizacji przedmiotu kontraktu.

Raportowanie odbywa się zgodnie z istniejącymi regulacjami korporacyjnymi. Raz w miesiącu Zarząd PGE S.A. i Zarząd PGE GiEK S.A. otrzymuje Sprawozdanie z realizacji budowy bloków (w ramach nadzoru nad megainwestycjami) a Rada Nadzorcza PGE GiEK S.A. otrzymuje Informację. Ponadto raz w tygodniu Zarząd

---

<sup>175</sup> J.w.

PGE GiEK S.A otrzymuje Raporty Tygodniowe z kluczowych wydarzeń z realizacji inwestycji budowy bloków.

W ramach realizacji Kontraktu na budowę bloku 7 w Elektrowni Turów, PGE GiEK S.A. wypłaciła Generalnemu Wykonawcy zaliczkę w styczniu 2015 r. w wysokości [...] <sup>176</sup> i w lutym 2016 r. w wysokości [...] <sup>177</sup>, łącznie [...] <sup>178</sup>. Wypłacona zaliczka została w całości zabezpieczona gwarancjami zwrotu zaliczki, które zostały złożone w Spółce przez Generalnego Wykonawcę. Zaliczka oraz gwarancja zwrotu zaliczki podlegają redukcji zgodnie z zapisami Kontraktu.

Zgodnie z zapisami Kontraktu na budowę bloku 7 w Elektrowni Turów, PGE GiEK S.A. otrzymała od Generalnego Wykonawcy zabezpieczenie należytego wykonania kontraktu, które służy do pokrycia roszczeń z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania Kontraktu przez Generalnego Wykonawcę na kwotę [...] <sup>179</sup>, co stanowi 10 % ceny kontraktowej.

Budowa bloku 7 Elektrowni Turów realizowana jest według Kamieni Milowych na podstawie z Wniosku Inwestycyjnego i Karty Zadania Inwestycyjnego. W Fazie Analiz Przedinwestycyjnych (okres od 17 lipca 2006 r. do 4 czerwca 2008 r.) wszystkie trzy Kamienie Milowe oraz w Fazie Przygotowania (okres od 4 października 2010 r. do 9 lipca 2014 r.) wszystkie 7 Kamieni Milowych zostało zrealizowane terminowo zgodnie z planem. W Fazie Realizacji (okres od 1 grudnia 2014 r. do 4 marca 2020 r.) do 30 września 2018 r. na 10 określonych Kamieni Milowych 6 zostało zrealizowanych terminowo a 4 z opóźnieniem od 30 do 495 dni w stosunku do planu bazowego.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1245, 1328-1800, 1858-1865, 2002-2047, 2049, 2056-2060, 2064-2086, 2095-2103, 2152-2160)

Przesunięcie terminu dotyczyło opracowania Projektu Podstawowego (dalej PP) w branży technologiczno-budowlanej (495 dni), opracowania PP w branży elektrycznej i AKPiA (30 dni), przebudowy obiektów gospodarki olejem (90 dni) oraz przebudowy obiektów układu odpowielania i odżużłania (30 dni). Powodem przesunięć terminów były:

1. Przekazanie przez GW dokumentacji technologiczno-budowlanej niezgodnej z postanowieniem punktu 6.1.1. Artykułu VI Kontraktu według którego forma i zakres dostarczonego Projektu podstawowego powinna być nie gorsza niż Projektu Budowlanego. Ponadto dokumentacja nie spełniała minimalnych wymogów ujętych w Załączniku nr 2A do Kontraktu – Tom I, Załącznik 1.12.
2. Otrzymywanie dokumentacji branży elektrycznej i AKPiA niezgodnej z wymaganiami Kontraktu (postanowienia punktu 6.1.1. Artykułu VI Kontraktu oraz Załącznika nr 2A do Kontraktu – Tom I, Załącznik 1.12), tym samym dokumentacja nie mogła być odebrana przez Zamawiającego. W dniu 28 lutego 2018 r. Zamawiający potwierdził opracowanie Projektu podstawowego w branży elektrycznej i automatyki poprzez odbiór projektu.
3. Przesunięcie terminu przebudowy obiektów gospodarki olejem spowodowane było nieterminową realizacją estakady w ramach podprojektu nr 5 pn. *Budowa obiektów liniowych (estakady technologiczne)*.
4. Niedotrzymanie terminu końcowego wykonania posadzki żywicznej w budynku przesypowym wieży nr 0, na poziomie 0 m.

<sup>176</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>177</sup> J.w.

<sup>178</sup> J.w.

<sup>179</sup> J.w.

W 2012 r. według harmonogramu nakłady inwestycyjne miały wynieść [...] <sup>180</sup> a wyniosły [...] (94,6% planu), w pozostałych latach odpowiednio 2013 r. [...] <sup>181</sup> (91,6%), w 2014 r. [...] <sup>182</sup> (25,5%), w 2015 r. [...] <sup>183</sup> (91,3), w 2016 r. [...] <sup>184</sup> (76,0%), w 2017 r. [...] <sup>185</sup> (83,1%), w 2018 r. (za 8 miesięcy) [...] <sup>186</sup> (34,1%).

Niepełne wykonanie planów wynikało z:

1. W roku 2014 - na etapie tworzenia planu (w roku 2013) przyjęto założenie, że Kontrakt z Generalnym Wykonawcą zostanie zawarty w lipcu 2014 roku i odbiory zgodnie z projektem Harmonogramu Rzeczowo-Finansowego. Z uwagi na fakt że zawarcie kontraktu nastąpiło później i Polecenie Rozpoczęcia Prac (dalej NTP) zostało wydane dopiero 1 grudnia 2014 roku, zaplanowane nakłady inwestycyjne z tytułu realizacji Kontraktu nie zostały zrealizowane, co wpłynęło na niższe wykonanie planu.

2. W latach 2016 i 2018 - niższa kwota nakładów poniesionych w tych latach wynikała z opóźnień Wykonawcy w zakończeniu Etapów Realizacji w stosunku do terminów kontraktowych. Z powodu opóźnień uległy również przesunięciu w czasie terminy ponoszenia nakładów na realizację zadań towarzyszących, m.in. budowy obiektów układu nawęglania i estakad technologicznych. Na koniec 2018 roku prognozowane jest wykonanie planu na poziomie 87 %.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1245, 1328-1800, 1858-1865, 2002-2047, 2049, 2056-2060, 2064-2086, 2095-2103, 2152-2160)

Do 30 września 2018 r. podpisano 7 Aneksów do kontraktu, z których 3 dotyczyły wydłużenia terminu realizacji inwestycji lub zmiany wartości kontraktu. 25 listopada 2015 r. podpisano Aneks nr 2 do kontraktu w zakresie zmiany podstawowych parametrów bloku 7, tak by spełniał wymogi Konkluzji BAT, które mają zacząć obowiązywać po roku 2021. Aneks ten wydłużył termin realizacji, kontraktu o 9 miesięcy (przejęcie bloku do eksploatacji do 30 kwietnia 2020 r.) i zwiększył cenę kontraktu netto do kwoty 3 530 mln zł (wzrost o 8,6%, tj. 280 mln zł). Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Inwestycji treść Kontraktu została przygotowana na etapie formułowania treści Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia w oparciu o obowiązujące w tym czasie przepisy prawa, w tym przepisy Ustawy Prawo Ochrony Środowiska (POŚ). Dopiero ze zmianą przepisów prawa (zmiany POŚ – Ustawa z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo Ochrony Środowiska oraz niektórych innych ustaw <sup>187</sup>, która weszła w życie 5 września 2014 r.) powstał wymóg uwzględnienia Konkluzji BAT. Projekt został opublikowany przez Komisję Europejską w dniu 1 kwietnia 2015 r., czyli w trakcie realizacji Kontraktu. Wyżej wymienione zmiany prawa stanowiły formalną podstawę do dokonania zmiany Kontraktu. Zmiana Kontraktu objęła zakres Przedmiotu Kontraktu, Cenę Kontraktu, Harmonogram Realizacji Kontraktu i Gwarancje Wykonawcy.

W związku z przedłużeniem terminu realizacji kontraktu wzrósł koszt umowy z Inżynierem Kontraktu – o [...] <sup>188</sup>, zwiększyły się także koszty: ubezpieczenia inwestycji –

<sup>180</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>181</sup> J.w.

<sup>182</sup> J.w.

<sup>183</sup> J.w.

<sup>184</sup> J.w.

<sup>185</sup> J.w.

<sup>186</sup> J.w.

<sup>187</sup> Dz. U. z 2014 r. poz. 1101

<sup>188</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

o[...]189, mediów na czas budowy – o [...]190 oraz nadzoru projektowego i inwestorskiego – o[...]191.

W dniu 2 listopada 2017 r. podpisano aneks nr 6 zwiększający cenę kontraktu z 3 530 mln zł do kwoty 3 531 mln zł. Podwyższenie ceny wynikało z konieczności zmian w układzie zasilania dla napędów węglowych, wentylatora spalin i wentylatora recyrkulacji. W stosunku do ceny pierwotnej był to wzrost o 8,6%, tj. 281 mln zł.

30 kwietnia 2018 r. Aneksem nr 7 do kontraktu podwyższono cenę netto o 6 046 577, 82 zł do kwoty 3 537 mln zł (wzrost o 8,8% w stosunku do pierwotnej ceny kontraktu 3 250 mln zł). Zmiana wynikała z konieczności przeorganizowania przez Wykonawcę tzw. zaplecza Terenu Budowy, zorganizowania przez Wykonawcę dostaw energii elektrycznej, wystąpieniem na Terenie Budowy istotnych wielkogabarytowych przeszkód podziemnych nieujawnionych w Dokumentacji Zamawiającego, koniecznością usunięcia substancji niebezpiecznych z Terenu Budowy (w szczególności azbestu) oraz dokonania dodatkowych wycinek drzew na Terenie Budowy.

W dniu 15 listopada 2018 r. Aneksem nr 8 do kontraktu podwyższono cenę netto o 1 077 498 zł do kwoty 3 538 mln zł. Oznacza to wzrost ceny kontraktu o 8,9% w stosunku do pierwotnej ceny kontraktu. Podwyższenie ceny wynikało ze zmian technicznych dotyczących systemu kontroli dostępu i systemu sygnalizacji włamania i napadu oraz zastosowania obrotowego regeneracyjnego podgrzewacza powietrza.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1245, 1328-1800, 1858-1865, 2002-2047, 2049, 2056-2060, 2064-2086, 2095-2103, 2152-2160, 2163-2164)

W przypadku budowy nowego bloku energetycznego Nr 7 w Elektrowni Turów nie odnotowano przypadku, w którym zasady rozliczeń finansowych spowodowałyby wstrzymanie prac z powodu w którym to Wykonawca nie płaci podwykonawcy, jak również w którym to Zamawiający nie płaci Wykonawcy.

Na koniec listopada 2018 r. istniała jedna sporna nieuregulowana płatność w odniesieniu do firmy [...]192 będącej podwykonawcą firmy [...]193 (podwykonawca GW). Przewidziane było podpisanie porozumienia dotyczącego depozytu sądowego spornej kwoty w wysokości[...]194. Spółka poinformowała o kilku innych spornych nieuregulowanych płatnościach dla podwykonawców i dalszych podwykonawców w zakresie robót budowlanych, usług i dostaw na łączną kwotę około[...]195. Są one monitorowane przez Zamawiającego. Jak wyjaśnił Dyrektor Departamentu Inwestycji Spółki płatności te obecnie nie stwarzają zagrożenia dla inwestora i realizacji inwestycji.

Według stanu na 30 czerwca 2018 r. zaawansowanie prac rzeczowych (wg raportów wykonawcy) wynosiło 82,9%. W zakresie projektu bloku nr 7 w Elektrowni Turów stan zaawansowania prac umożliwia terminowe ukończenie, co jest deklarowane przez Wykonawcę. Zamawiający identyfikuje czynniki ryzyka, które przekładają się na opóźnienia w wykonaniu i zgłaszaniu do odbioru etapów pośrednich w ramach zadania, jednak nie muszą się one przekładać na opóźnienie realizowanego zadania. Do końca III kw. 2018 r. nie były naliczane kary umowne. Umowy przewidują możliwość naliczania kar umownych dopiero po podpisaniu Protokołu Przejęcia Bloku w stosunku do terminu końcowego określonego w kontrakcie.

---

189 Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK

190 J.w.

191 J.w.

192 J.w.

193 J.w.

194 J.w.

195 J.w.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 943-1220, 1224-1245, 1328-1800, 1858-1865, 2002-2047, 2049, 2056-2060, 2064-2086, 2095-2103, 2152-2160)

Zgodnie z zawartym kontraktem i aneksami z GW nakłady poniesione do końca września 2018 r. wyniosły[...]196, tj. 75,5% nakładów planowanych w tym okresie [...]197 i 48,3% planowanych nakładów całkowitych[...]198. Pozostałe nakłady, w tym zadania towarzyszące wyniosły odpowiednio[...]199, tj. 56,6% nakładów planowanych [...]200 i 34,8% planowanych nakładów całkowitych[...]201. Koszty finansowe wyniosły[...]202, tj. 63,9% nakładów planowanych [...]203 i 25,1% planowanych kosztów całkowitych[...]204. Zaliczki inwestycyjne nierozliczone na koniec września 2018 r. wyniosły[...]205.

Sprawność netto nowego bloku nr 7 w porównaniu do zlikwidowanych bloków 8-10 wzrasta z około 37 % do 43,1 % netto. Emisja CO<sub>2</sub> zmniejszy się o około 17 %. Dla bloku nr 7 Elektrowni Turów o mocy 496,1 MWe roczne zużycie węgla brunatnego będzie wynosiło 2,5 mln ton. Zużycie węgla w starych blokach 1-6 o mocy od 238 MWe do 261,6 MWe każdy wynosi od 1,1 mln ton do 1,4 mln ton rocznie. Nowy blok spełni wszystkie normy związane z emisjami do środowiska przewidziane przepisami prawa dla takich instalacji. Nowa jednostka ze względu na wyższą sprawność będzie obciążana w systemie zaraz po jednostkach z pracą wymuszoną i dzięki temu ograniczy produkcję droższych starszych jednostek. W konsekwencji cena energii elektrycznej wypadkowa dla całego systemu będzie mogła być niższa.

Moc zainstalowana elektryczna wszystkich pracujących 8 bloków w Elektrowni Turów w 2011 r. wynosiła 1 898,8 MWe a w 2017 r. 6 bloków 1 498,8 MWe. Przewidywana moc zainstalowana Elektrowni Turów po uruchomieniu nowego bloku Nr 7 o mocy 496,1 MWe na koniec 2020 r. wyniesie 1994,9 MW.

(Dowód: akta kontroli str. 424-450, 1224-1245, 1328-1800, 1858-1865, 2002-2047, 2049, 2056-2060, 2064-2086, 2095-2103, 2152-2160, 2488-2498)

Uwagi dotyczące badanej działalności

Wystąpiły wielomiesięczne przesunięcia terminów, w stosunku do planowanych pierwotnie, oddania do użytku bloków 5 i 6 w Elektrowni Opolo oraz bloku Nr 7 w Elektrowni Turów. Spowodowane one były przyczynami niezależnymi od Spółki i Generalnego Wykonawcy (działanie siły wyższej, zmiana prawa, powstała podczas realizacji inwestycji konieczność wprowadzenia nieprzewidzianych zmian technicznych).

W przypadku budowy bloku nr 7 w Elektrowni Turów przesunięcie terminu realizacji kontraktu było następstwem wejścia w życie obowiązku uwzględniania Konkluzji BAT w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. Koszt dostosowania bloku do wymogów Konkluzji podwyższył cenę kontraktu o 280 mln zł, tj. o 8,6% w stosunku do ceny pierwotnej. W związku z przedłużeniem terminu realizacji kontraktu wzrosły także koszty: umowy z Inżynierem Kontraktu[...]206, ubezpieczenia inwestycji[...]207, mediów na czas budowy[...]208, nadzoru projektowego i inwestorskiego[...]209.

<sup>196</sup> Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 *uodip* i art. 11 ust. 2 *uoznk*. Wyłączenia dokonano w interesie PGE GiEK.

<sup>197</sup> J.w.

<sup>198</sup> J.w.

<sup>199</sup> J.w.

<sup>200</sup> J.w.

<sup>201</sup> J.w.

<sup>202</sup> J.w.

<sup>203</sup> J.w.

<sup>204</sup> J.w.

<sup>205</sup> J.w.

<sup>206</sup> J.w.

#### Ocena cząstkowa

W przypadku budowy bloków nr 5 i nr 6 w Elektrowni Opole zmiana terminu realizacji – z powodu wystąpienia siły wyższej i konieczności wprowadzenia nieprzewidzianych zmian technicznych – pozostała bez wpływu na cenę kontraktu. Miała natomiast wpływ na wzrost kosztów inwestycji albowiem w jej następstwie konieczne było przedłużenie umowy z Menadżerem Projektu (wzrost o[...]<sup>210</sup>) oraz przedłużenie okresu ubezpieczenia inwestycji[...]<sup>211</sup>, z czego [...]<sup>212</sup> pokrywa Generalny Wykonawca); ponadto zwiększyły się koszty gwarancji bankowej (wzrost o[...]<sup>213</sup>).

Spółka realizowała strategiczne zadania w zakresie budowy i modernizacji mocy wytwórczych energii elektrycznej. W wyniku czynników niezależnych od Spółki i od Generalnego Wykonawcy nastąpiły wielomiesięczne przesunięcia terminów budowy nowych bloków, co spowodowało także wzrost kosztów tych inwestycji.

## IV. Wnioski

#### Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny wynikające z ustaleń kontroli, wobec braku stwierdzonych w jej wyniku nieprawidłowości, Najwyższa Izba Kontroli, nie formułuje wniosków pokontrolnych.

---

<sup>207</sup> J.w.

<sup>208</sup> J.w.

<sup>209</sup> J.w.

<sup>210</sup> J.w.

<sup>211</sup> J.w.

<sup>212</sup> J.w.

<sup>213</sup> J.w.

## V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia  
zastrzeżeń

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

Obowiązek poinformowania  
NIK o sposobie wykorzystania uwag  
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 54 *ustawy o NIK* kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli.

Zgodnie z art. 62 *ustawy o NIK* proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 21 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wniosków oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

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

Warszawa, dnia 7 maja 2019 r.

Najwyższa Izba Kontroli  
Departament Gospodarki,  
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

p.o. Dyrektora  
Sławomir Grzelak  
z up. Dariusz Szalkowski  
Wicedyrektor

( - )

.....  
*Podpis*