KGP.430.010.2022
Nr ewid. 5/2022/P/21/017/KGP

Informacja o wynikach kontroli

PRZYGOTOWANIE I REALIZACJA INWESTYCJI INFRASTRUKTURALNYCH DLA GAZU ZIEMNEGO

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PAŃSTWA I PRYWATYZACJI

MISJĄ
Najwyższej Izby Kontroli jest niezależna, profesjonalna kontrola zadań publicznych w interesie obywateli i państwa

Informacja o wynikach kontroli
Przygotowanie i realizacja inwestycji infrastrukturalnych dla gazu ziemnego

p.o. Dyrektora Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Maciej Maciejewski

Zatwierdzam:
Prezes Najwyższej Izby Kontroli

Marian Banaś
Warszawa, dnia 08.08. 2022 r.

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00

www.nik.gov.pl

SPIS TREŚCI

WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW, SKRÓTOWCÓW I POJĘĆ 4

1. WPROWADZENIE 5

2. OCENA OGÓLNA 7

3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI 8

4. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI 10

4.1. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej, służącej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego 10
4.1.1. Przygotowanie i realizacja projektu Baltic Pipe 10
4.1.2. Przygotowanie i realizacja Programu Rozbudowy Terminalu LNG 16
4.1.3. Budowa gazociągów transgranicznych łączących Polskę z Litwą i Słowacją 23
4.2. Nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych 33
4.3. Realizacja przez Pełnomocnika ds. SIE zadań dotyczących strategicznej infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego 39
4.3.1. Nadzór Pełnomocnika ds. SIE nad przygotowaniem i wykonaniem rozbudowy Terminalu LNG 39
4.3.2. Przedstawianie Radzie Ministrów analiz, ocen, wniosków i sprawozdań w sprawach dotyczących infrastruktury gazowej 42
4.3.3. Wsparcie Gaz-Systemu w przygotowaniu i realizacji priorytetowych gazociągów transgranicznych 45

5. ZAŁĄCZNIKI 48

5.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe 48
5.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych 51
5.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności 66
5.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli 67

Zdjęcie na okładce:
OGP Gaz-System SA

Wykaz stosowanych skrótów, skrótowców i pojęć

Baltic Pipe	nowo budowany gazociąg o długości 900 km umożliwiający przesył gazu ziemnego ze złóż w Norwegii do Danii i Polski, realizowany przez Gaz-System i Energinet;
Energinet	operator systemu przesyłowego w Danii, który odpowiada za realizację trzech projektów składowych Baltic Pipe;
Gaz-System	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA, jednoosobowa spółka Skarbu Państwa, która pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego, odpowiada także za budowę polskich projektów składowych Baltic Pipe;
GIPL	transgraniczny gazociąg Polska–Litwa, z ang. *Gas Interconnection Poland – Lithuania;*
Harmonogram Skonsolidowany	opracowany przez Gaz-System harmonogram przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie Terminalu LNG, o którym mowa w art. 2 ust. 3 pkt 1 *ustawy o terminalu LNG*;
Krajowy System Przesyłowy	sieć przesyłowa oraz przyłączone do niej urządzenia i instalacje współpracujące z tą siecią należące do Gaz-System;
LNG	skroplony gaz ziemny, z ang. *liquefied natural gas;*
Międzyresortowy Zespół ds. SIE	Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej, powołany zarządzeniem nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw projektu „Baltic Pipe" (MP z 2020 r. poz. 567). Po rozszerzeniu zakresu działania od 1 grudnia 2018 r. nosił nazwę Międzyresortowy Zespół do spraw projektów „Baltic Pipe" oraz rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Aktualną nazwę nosi od 19 maja 2020 r.;
MKiŚ	Ministerstwo Klimatu i Środowiska;
Pełnomocnik ds. SIE	Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, ustanowiony rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 562);
PEP 2040	*Polityka energetyczna Polski do 2040 r.,* przyjęta uchwałą nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.[1];
PGNiG SA	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA;
PLNG	Polskie LNG SA – do 31 marca 2021 r., tj. do dnia połączenia z Gaz-System, właściciel i operator eksploatowanego od 2016 r. Terminalu LNG w Świnoujściu;
Prawo energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.);
Terminal LNG	Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, umożliwiający odbieranie skroplonego gazu ziemnego dostarczanego drogą morską i jego regazyfikację, eksploatowany od 2016 r.;
TG	tłocznia gazu;
Ustawa o terminalu LNG	ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2021 r. poz. 1836);
WRB	wykonawca robót budowlanych.

[1] Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. poz. 264).

1. WPROWADZENIE

Pytanie definiujące cel główny kontroli

Czy działania związane z budową infrastruktury gazowej realizowane są w sposób zapewniający bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski po roku 2022?

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

1. Czy minister właściwy do spraw energii prawidłowo i rzetelnie sprawował powierzony mu nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych?
2. Czy dotychczasowe tempo realizacji budowy Baltic Pipe po stronie polskiej wskazuje na możliwość rozpoczęcia przesyłu gazu w roku 2022?
3. Czy realizacja rozbudowy mocy regazyfikacyjnej Terminalu LNG do 8,3 mld Nm^3 gazu/rok przebiegała zgodnie z przyjętym harmonogramem działań?
4. Czy terminowo realizowane są zadania związane z budową nowych gazociągów międzysystemowych łączących Polskę z krajami sąsiednimi?
5. Czy Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej rzetelnie sprawował nadzór nad przygotowaniem i wykonaniem inwestycji w zakresie rozbudowy Terminalu LNG oraz wspierał Gaz-System w działaniach dotyczących realizacji priorytetowych inwestycji służących do odbioru i przesyłu gazu ziemnego, koniecznych dla ich terminowego ukończenia?

Gaz ziemny jest surowcem i paliwem niezbędnym dla sprawnego funkcjonowania kraju. Polska zużyła w 2020 r. 213,2 TWh (ok. 20,5 mld m^3) gazu ziemnego. Głównym źródłem zaopatrzenia w ten surowiec są dostawy z zagranicy, które w latach 2018–2020 stanowiły ok. 80%. Polska stopniowo ograniczała uzależnienie od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego, na rzecz rosnącego wolumenu dostaw gazu skroplonego oraz w ramach handlu wewnątrzwspólnotowego, poprzez dostawy z Niemiec i Czech. Dostawy z zagranicy wyniosły w 2020 r. 187 TWh (ok. 18 mld m^3), w tym 102,5 TWh (ok. 9,8 mld m^3) z kierunku wschodniego. Import z tego kierunku stanowił 54,8% dostaw zagranicznych. W roku 2019 import z kierunku wschodniego stanowił 54,2% przywozu z zagranicy, a w 2018 r. 61,4%.

Obowiązujący do końca 2022 r. długoterminowy kontrakt na zakupy gazu ziemnego z Rosji nie będzie przedłużony[2]. Mają je zastąpić przede wszystkim dostawy z kierunku północnego, przez rozbudowany Terminal LNG w Świnoujściu (m.in. zwiększenie mocy regazyfikacyjnej o 50%, do 8,3 mld m^3/rok) i nowy gazociąg Baltic Pipe (przesył 10 mld m^3/rok). Baltic Pipe to strategiczny projekt mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na rynku europejskim. Umożliwi on transport gazu ze złóż w Norwegii do Danii i Polski, a także do krajów sąsiednich. Komisja Europejska uznała projekty za priorytetowe i przyznała dofinansowanie 244 mln euro na Baltic Pipe i 128 mln euro na Terminal LNG.

Według harmonogramów z 2019 r. inwestycja zwiększenia mocy regazyfikacyjnej w Terminalu LNG miała być ukończona w listopadzie 2021 r., budowa gazociągu na Litwę do końca 2021 r., a na Słowację w lutym 2022 r., natomiast rozpoczęcie eksploatacji Baltic Pipe miało nastąpić do 1 października 2022 r. Układanie podmorskiego gazociągu miało się rozpocząć w połowie 2020 r. Harmonogramy realizacji tych inwestycji były napięte, a każde zakłócenie mogło skutkować opóźnieniem terminu oddania ich do użytku. Poprzednie kontrole NIK dotyczące budowy Terminalu LNG i gazociągów przesyłowych[3] wykazały wielomiesięczne opóźnienia prac w stosunku do planowanych terminów.

Zadaniem ministra właściwego do spraw energii, tj. aktualnie Ministra Klimatu i Środowiska, jest m.in. pełnienie wiodącej i koordynującej roli w tworzeniu i realizacji polityki energetycznej kraju oraz nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* została przyjęta uchwałą nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. po ponad 11 latach od ustanowienia poprzedniego takiego dokumentu. Jednym z celów szczegółowych przyjętych w PEP 2040 jest dalsza dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu poprzez rozbudowę możliwości importowych oraz rozbudowę połączeń z państwami sąsiadu-

[2] PGNiG SA skorzystała z przysługującego jej prawa do wypowiedzenia długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego dla Polski, zawartego z rosyjską spółką Gazprom Export w dniu 25 września 1996 r. (tzw. kontraktu jamalskiego), i w dniu 15 listopada 2019 r. przekazała stronie rosyjskiej oświadczenie o intencji zakończenia kontraktu.

[3] Szerzej na ten temat w *informacjach o wynikach kontroli NIK*: *Zawieranie umów gazowych oraz realizacja inwestycji – terminal LNG w Świnoujściu* (P/11/184), *Rozwój gazowej sieci przesyłowej* (P/12/056), *Realizacja inwestycji dotyczących budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu* (P/13/058).

Jednostki kontrolowane
Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

OGP Gaz-System SA

Okres objęty kontrolą
2018–wrzesień 2021

jącymi. Minister właściwy do spraw energii opracowuje też, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Bezpośrednie działania związane z rozbudową infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego prowadzi jednoosobowa spółka Skarbu Państwa, która pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego, tj. Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA. Dla zwiększenia możliwości dywersyfikacji dostaw gazu i wymiany międzysystemowej realizuje ona zadania w obszarze zwiększania możliwości importowych, tj. rozbudowy Terminalu LNG oraz budowy polskich odcinków gazociągu Baltic Pipe, a także budowy dwukierunkowych połączeń z państwami sąsiadującymi: ze Słowacją – o zdolności przesyłu do Polski 5,7 mld m^3 i z Polski 4,7 mld m^3 rocznie oraz z Litwą – o zdolności przesyłu do Polski ok. 1,9 mld m^3 i z Polski ok. 2,4 mld m^3 rocznie. Inwestycje te skorelowane są z rozwojem krajowej sieci przesyłowej.

Działania Gaz-System w powyższym zakresie monitoruje i wspiera Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej powołany w 2015 r. przez Prezesa Rady Ministrów. Sprawuje on także nadzór właścicielski Skarbu Państwa m.in. nad spółką Gaz-System.

2. OCENA OGÓLNA

Nowa infrastruktura importowa gazu będzie dostępna w 2022 r.

Działania związane z budową nowej infrastruktury służącej do odbioru i przesyłu gazu ziemnego realizowane były w sposób zapewniający jej dostępność dla sprowadzenia gazu ziemnego do Polski po roku 2022.

Minister Klimatu i Środowiska prawidłowo realizował zadania mające na celu nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych. Minister rzetelnie i terminowo sporządzał sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Opracowane zostały dokumenty związane z bezpieczeństwem dostaw gazu w zakresie oceny ryzyka, planu działań zapobiegawczych oraz planu działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Minister monitorował potencjalne ryzyka związane z realizacją kluczowych inwestycji infrastrukturalnych w sektorze gazowym i uznał, że potencjalne ryzyka nie mają wpływu na bezpieczeństwo zaopatrzenia odbiorców w gaz ziemny, a poziom wydobycia krajowego oraz import gazu (z różnych źródeł) w pełni zaspokoi zakładane zapotrzebowanie.

Działania spółki Gaz-System dotyczące realizacji projektów budowy lub rozbudowy kluczowej transgranicznej infrastruktury przesyłu gazu ziemnego, prowadzone były w sposób umożliwiający zapewnienie dostaw gazu do Polski po roku 2022 na wymaganym poziomie. Gaz-System w latach 2018–2021 poprawnie realizował strategiczne inwestycje infrastrukturalne dla gazu ziemnego służące dywersyfikacji kierunków dostaw gazu do Polski. Tempo ich realizacji nie odbiegało w istotnym stopniu od przyjętych harmonogramów działań. Zaawansowanie inwestycji rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych w Terminalu LNG oraz budowy transgranicznych gazociągów Baltic Pipe, Polska–Litwa i Polska–Słowacja powinno umożliwić ich uruchomienie w 2022 r.

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej prawidłowo sprawował nadzór nad przygotowaniem i wykonaniem inwestycji rozbudowy Terminalu LNG oraz wspierał spółkę Gaz-System w działaniach dotyczących realizacji priorytetowych inwestycji służących do odbioru i przesyłu gazu ziemnego. Pełnomocnik ds. SIE podejmował bez zbędnej zwłoki niezbędne działania służące sprawnej i skutecznej rozbudowie priorytetowej infrastruktury gazowej, którą stanowią m.in. Terminal LNG oraz transgraniczne połączenia międzysystemowe. Rzetelnie przygotowywane były także coroczne sprawozdania z działalności Pełnomocnika ds. SIE.

3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI

Nowa infrastruktura przesyłowa będzie gotowa w 2022 r.

Realizacja zadań w zakresie budowy lub rozbudowy priorytetowych inwestycji infrastrukturalnych dla gazu ziemnego (według stanu na koniec sierpnia 2021 r.) wskazuje, że w roku 2022 realne jest uruchomienie przesyłu gazu z wykorzystaniem tych nowych gazociągów i instalacji. Stworzy to warunki techniczne dla sprowadzenia do Polski w 2023 r. gazu w ilości zapewniającej pokrycie zapotrzebowania na ten surowiec, także w przypadku wstrzymania dostaw z kierunku wschodniego. Będzie to możliwe również w sytuacji tylko częściowej dostępności lub nawet niedostępności mocy przesyłowych gazociągu Baltic Pipe. [str. 10–33, 36–37]

Satysfakcjonujące tempo budowy polskiego odcinka Baltic Pipe

W odniesieniu do polskiej części inwestycji Baltic Pipe, w ocenie NIK, nie ma obecnie podstaw do uznania, że zaistniałe przeszkody w jego budowie, skutkujące występującymi opóźnieniami lub odchyleniami w stosunku do planu bazowego powodują już nieuchronne przesunięcie terminu ukończenia budowy i uruchomienia infrastruktury przesyłu gazu poza rok 2022. Największe ryzyko nieukończenia robót budowlanych, a co za tym idzie niezapewnienia pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe do końca grudnia 2022 r. stanowi natomiast uchylenie decyzji środowiskowej dla duńskiej części gazociągu. Zdarzenie to było niezależne od Gaz-Systemu. Gaz-System monitoruje postęp prac po stronie duńskiej, w tym sytuację zaistniałą po uchyleniu ww. decyzji. Ponieważ strony umowy są równoprawnymi partnerami, bez prawa do wywierania wpływu na drugą stronę lub egzekwowania od niej określonych działań, Gaz-System nie posiada narzędzi do egzekwowania, zarówno od inwestora, jak i wykonawcy po stronie duńskiej, działań mających na celu ukończenie robót w terminie umownym[4]. W opinii NIK, wobec nowej, wcześniej nieprzewidywanej sytuacji cofnięcia decyzji środowiskowej dla budowy gazociągu w części duńskiej oraz deklaracji uruchomienia części przepustowości Baltic Pipe przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przesyłowej w Danii, możliwość kontynuacji budowy na zagrożonych odcinkach, tempo prac i terminy ich ukończenia, a także możliwości zapewnienia części mocy przesyłowej powinny podlegać bieżącemu monitorowaniu i weryfikacji. Wskazane byłoby także uregulowanie tych zagadnień ze stroną duńską w formie pisemnej. [str. 10–15]

Zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych Terminalu LNG w 2022 r.

Budowa dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej w Terminalu LNG (Projekt SCV) przebiegała w drugim półroczu 2021 r. w warunkach maksymalnie skróconych terminów realizacji poszczególnych procesów, tak aby utrzymać termin zakończenia inwestycji w grudniu 2021 r. Około 30-dniowe opóźnienia wygenerowane w fazie przygotowania i realizacji tej inwestycji spowodowały jednak, że termin końcowy ukończenia prac nie został dotrzymany. Nie rodzi to jednak istotnych skutków dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski po roku 2022.

Gaz-System rzetelnie i z należytym zaangażowaniem wywiązywał się z wykonywania zadań związanych z rozbudową instalacji regazyfikacyjnej, jak również z zadań wynikających z roli koordynatora tej inwestycji, powierzonych na mocy ustawy z dnia 9 sierpnia 2019 r. *o zmianie ustawy o inwe-*

[4] Zapisy umowne Construction Agreement (Umowy Budowlanej) stanowią, że strony umowy są równoprawnymi partnerami, których współpraca opiera się na wzajemnym przekazywaniu informacji o sytuacjach problemowych, bez prawa do wywierania wpływu na drugą Stronę lub egzekwowania od niej określonych działań.

stycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Na bieżąco monitorował postęp prac w tym projekcie, zarządzał jego przebiegiem i reagował na pojawiające się zakłócenia, w sposób niwelujący ich negatywne konsekwencje. [str. 16–23]

Brak istotnych opóźnień w budowie lądowych gazociągów transgranicznych

Interkonektory gazowe Polska–Litwa i Polska–Słowacja, mimo występujących trudności generujących spowolnienie prac, są realizowane bez znaczących opóźnień w stosunku do przyjętego harmonogramu, w tempie niezagrażającym ukończeniu gazociągu Polska–Słowacja do końca sierpnia 2022 r., zaś gazociągu Polska–Litwa do końca 2022 r. Towarzyszące tym inwestycjom odchylenia od planu bazowego były obsługiwane przez Gaz-System na bieżąco, natomiast w stosunku do zdiagnozowanych ryzyk podejmowano środki zaradcze, które niwelowały trudności mające wpływ na terminowość bieżącej realizacji. [str. 23–33]

Prawidłowy nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz

Minister właściwy do spraw energii prawidłowo realizował działania mające na celu nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych. W latach 2018–2021 minister właściwy do spraw energii rzetelnie i terminowo sporządzał sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Opracowane zostały dokumenty związane z bezpieczeństwem dostaw gazu w zakresie oceny ryzyka, planu działań zapobiegawczych oraz planu działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Minister monitorował potencjalne ryzyka związane z realizacją inwestycji kluczowych, w tym opóźnienia w budowie gazociągu Baltic Pipe lub zagrożenie jego niezrealizowania i wysoki stopień powstania ryzyka wstrzymania w najbliższych latach dostaw gazu z kierunku wschodniego. Na podstawie uzyskanych informacji od operatorów systemu gazowego oraz analiz własnych, uznał że potencjalne ryzyka nie mają wpływu na bezpieczeństwo zaopatrzenia odbiorców w gaz ziemny, a poziom wydobycia krajowego oraz import gazu (z różnych źródeł) w pełni zaspokoi zakładane zapotrzebowanie. [str. 33–39]

Prawidłowy nadzór nad rozbudową infrastruktury gazowej

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej podejmował bez zbędnej zwłoki niezbędne działania służące sprawnej i skutecznej rozbudowie priorytetowej infrastruktury gazowej, którą stanowią m.in. Terminal LNG oraz transgraniczne połączenia międzysystemowe, a także terminowo i rzetelnie przedstawiał Radzie Ministrów sprawozdania ze swojej działalności. Działania Pełnomocnika, poza analizą danych sprawozdawczych, polegały na podejmowaniu bieżących działań wobec zdarzeń mogących mieć wpływ na terminowe zakończenie inwestycji. Do działań tych należało organizowanie spotkań z przedstawicielami Gaz-Systemu i wykonawców zadań inwestycyjnych, a także organizacja spotkań w ramach wsparcia dyplomatycznego. Pełnomocnik niezwłocznie dokonywał analizy i po uwzględnieniu wniesionych korekt zatwierdzał przedstawiane przez Gaz-System harmonogramy rozbudowy Terminalu LNG oraz rzetelnie sprawował nadzór nad zgodnym z obowiązującym harmonogramem przygotowaniem i realizacją jego rozbudowy. Rzetelnie wykonywał także zadania związane z kierowaniem pracami Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej. [str. 39–47]

4. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

4.1. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej, służącej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego

W 2022 r. będzie dostępna nowa infrastruktura przesyłowa

Zaawansowanie realizacji zadań w zakresie budowy lub rozbudowy priorytetowych inwestycji infrastrukturalnych dla gazu ziemnego (według stanu na koniec sierpnia 2021 r.) wskazuje, że w 2022 roku powinno być możliwe uruchomienie przesyłu gazu z wykorzystaniem nowych gazociągów i instalacji – rozbudowanej instalacji regazyfikacyjnej w Terminalu LNG, gazociągu Baltic Pipe oraz lądowych transgranicznych połączeń ze Słowacją i Litwą. Stworzy to warunki techniczne dla sprowadzenia do Polski w 2023 r. gazu w ilości zapewniającej pokrycie zapotrzebowania na ten surowiec, także w przypadku wstrzymania dostaw z kierunku wschodniego. Będzie to możliwe również w sytuacji tylko częściowej dostępności lub nawet niedostępności mocy przesyłowych gazociągu Baltic Pipe.

4.1.1. Przygotowanie i realizacja projektu Baltic Pipe

Projekt Baltic Pipe jest realizowany we współpracy Gaz-Systemu i Energinetu – duńskiego operatora systemu przesyłowego gazu i energii. Uruchomienie przesyłu gazu planowane jest na dzień 1 października 2022 r. Polski składnik programu podzielony jest na dwie części, które stanowi gazociąg podmorski oraz inwestycje na lądzie. W skład komponentu lądowego wchodzą: gazociąg łączący gazociąg podmorski z polskim systemem przesyłowym, gazociąg Goleniów–Lwówek oraz trzy tłocznie gazu: Goleniów, Odolanów i Gustorzyn.

Infografika nr 1
Gazociąg Baltic Pipe

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Zapotrzebowanie na przesył gazu przez Baltic Pipe

Przed rozpoczęciem prac nad projektowaniem gazociągu Baltic Pipe w 2017 r. Gaz-System przeprowadził procedurę Open Season[5], która miała na celu ustalenie wielkości zapotrzebowania na nowe przepustowości sieci przesyłowej gazu ziemnego. W wyniku przeprowadzonej procedury OS, Gaz-System przydzielił przepustowość w kierunku przesyłu z Danii do Polski, jako punktu wejścia do polskiego systemu przesyłowego, w wielkości 10,6 mln kW/h na okres 15 lat licząc od 1 października 2022 r. Przepustowość ta została przydzielona jednemu podmiotowi – PGNiG SA, z którym zawarta została umowa przesyłowa (Warunkowy Przydział Przepustowości i Przydział Zdolności). Pozostała nieprzydzielona przepustowość będzie przydzielana według standardowych procedur alokacji przepustowości realizowanych przez Gaz-System, w uzgodnieniu z Energinet.

Umowy i harmonogram budowy Baltic Pipe

W czerwcu 2017 r. Gaz-System i Energinet podpisały Umowę Ramową[6] regulującą zasady współpracy oraz odpowiedzialności pomiędzy stronami w pierwszej fazie realizacji projektu. Zakończyło to etap studialny i koncepcyjny projektu Baltic Pipe oraz rozpoczęło przejście do jego fazy realizacyjnej. Wówczas powstały pierwsze harmonogramy poszczególnych projektów wchodzących w skład części Programu Baltic Pipe realizowanej przez Gaz-System. Harmonogramy te były podstawą do opracowania wspólnego harmonogramu będącego załącznikiem do Umowy Budowlanej[7], która została zawarta w dniu 20 listopada 2018 r. Ogólny Harmonogram Projektu Baltic Pipe[8] stanowi Załącznik nr 6 do UB. Załącznik nr 7 do UB to Lista Krytycznych Kamieni Milowych. Dwa powyższe załączniki zawierają najważniejsze daty dla realizacji Baltic Pipe i ukończenia go do dnia 1 października 2022 r.

Harmonogram BP podlegał dwukrotnej aktualizacji. W ramach ostatniej aktualizacji z dnia 28 lutego 2021 r. wprowadzono korekty do Harmonogramu BP wynikające z zawartych umów na prace budowlane (zarówno po stronie polskiej, jak i duńskiej) oraz naniesiono bieżące ustalenia Gaz-Systemu i Energinetu w zakresie harmonogramu wspólnego rozruchu technicznego (Overall Commissioning). Informacja w tym zakresie została przedstawiona na posiedzeniu Komitetu Sterującego w dniu 11 czerwca 2021 r. W trakcie tego spotkania Gaz-System zasygnalizował konieczność ponownej oceny harmonogramu projektu i jego ewentualnej aktualizacji ze względu na uchylenie w dniu 31 maja 2021 r. przez duńską Komisję Odwoławczą ds. Środowiska i Żywności decyzji środowiskowej wydanej 12 lipca 2019 r. przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska (Danish Environmental Protection Agency – DEPA) dla projektu Baltic Pipe – części lądowej realizowanej przez spółkę Energinet w Danii. Strony mają powrócić do rozmów w tym zakresie, w miarę dostępności nowego harmonogramu prac po stronie Energinet, po dokonaniu uzgodnień z DEPA oraz wykonawcami poszczególnych odcinków duńskich przez Energinet. Dwie dotychczasowe aktualizacje nie miały wpływu na datę ukończenia projektu

[5] Procedura ta wiąże się z przeprowadzeniem konsultacji z potencjalnymi odbiorcami o prognozowanym zapotrzebowaniu na gaz wraz ze złożeniem przez nich wiążących długoterminowych deklaracji związanych z inwestycją w Baltic Pipe.

[6] Ang. *Framework Agreement*. Dalej: UR.

[7] Ang. *Construction Agreement*. Dalej: UB.

[8] Dalej: Harmonogram BP.

Baltic Pipe określoną na dzień 1 października 2022 r. i były działaniem operacyjnym przewidzianym w UB. Według stanu na 5 lipca 2021 r. nie dokonano żadnych zmian w zakresie Krytycznych Kamieni Milowych.

W Harmonogramie BP ujęto działania niezbędne do przygotowania, wykonania i uruchomienia projektu Baltic Pipe oraz przewidziano czas na ich realizację, a następnie dokonanie testów, rozruchu i odbiorów końcowych inwestycji oraz uzyskanie pozwoleń na użytkowanie. Następnie Gaz-System wykonał działania poprzedzające i przygotowujące realizację prac budowlanych rozbudowy i modernizacji polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego, tj. gazociągów lądowych i tłoczni gazu, w tym uzyskał wymagane zgody i pozwolenia, dokonał wyboru i zawarł umowy z dostawcami materiałów i urządzeń, wykonawcami prac oraz nadzorem.

Analiza zaktualizowanego na dzień 28 lutego 2021 r. Harmonogramu BP realizacji polskiej części Programu Baltic Pipe, wykazała, że niektóre zadania zostały zrealizowane z opóźnieniem bądź wykonanie prac może się przesunąć w stosunku do terminów zawartych w planie bazowym. Opóźnienia te nie miały jednak istotnego wpływu na następne fazy projektu ani datę jego zakończenia.

Zgodny z przepisami wybór wykonawców Baltic Pipe

Wykonawcy inwestycji wyłaniani byli w drodze zamówień publicznych, które były prowadzone na podstawie ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. *Prawo zamówień publicznych*[9] oraz z wyłączeniem stosowania przepisów tej ustawy. NIK nie stwierdziła nieprawidłowości dotyczących zastosowanych wyłączeń. Wybór wykonawców robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego został dokonany na podstawie dedykowanych regulaminów udzielania zamówień w ramach Baltic Pipe, opracowanych przez Gaz-System po podjęciu decyzji o odstąpieniu od stosowania przepisów ustawy pzp z uwagi na istotny interes bezpieczeństwa państwa. Regulaminy określały zasady postępowania komisji przetargowej oraz dysponenta środków, które zostały ustalone w sposób zapewniający konkurencyjność postępowania, jego transparentność, a także przewidywały środki odwoławcze przysługujące oferentom na decyzje komisji przetargowej podejmowane w trakcie postępowania.

Budowa podmorskiego odcinka gazociągu realizowana była w oparciu o umowę na wykonanie robót budowlanych zawartą w dniu 30 kwietnia 2019 r. z firmą Saipem Limited oraz trzy umowy ramowe na nadzór inwestorski, zawarte w dniach 10 kwietnia 2020 r. i 31 lipca 2020 r. Równolegle realizowane były umowy na dostawy rur oraz nadzór nad ich produkcją i kontrolą dostarczenia rur do miejsca składowania. Umowa na dostawę rur została podpisana w dniu 9 stycznia 2020 r. Ponadto na potrzeby budowy podmorskiego odcinka gazociągu Baltic Pipe, Gaz-System zawarł umowy na inne usługi, niezbędne przy tego typu pracach, w tym dostawy kabli zasilających, system monitoringu statków, nadzór środowiskowy. Komponent lądowy realizowany jest w ramach sześciu umów na roboty budowlane, zawartych z wykonawcami w okresie od 13 lipca do 30 listopada 2020 r. Umowy z podmiotami sprawującymi nadzór zawarto w okresie od 17 lipca do 30 października 2020 r. W toku realizacji nadzoru inwestorskiego i autorskiego nie stwierdzono przypadków

[9] Dz. U. z 2019 r. poz. 1843, ze zm. Dalej: pzp.

niezgodności realizacji budowy z projektem i pozwoleniem na budowę, przepisami oraz zasadami wiedzy technicznej, czy zastosowania wyrobów budowlanych wadliwych i niedopuszczonych do stosowania w budownictwie.

Terminowa realizacja polskiej części projektu Baltic Pipe

Na dzień 2 sierpnia 2021 r. Gaz-System nie identyfikował realnych zagrożeń dla realizacji polskiej części Baltic Pipe w wymaganych terminach. Wskazane opóźnienia lub odchylenia i zmiany podejścia realizacyjnego podlegają lub podlegały (w przypadku już zakończonych zadań) stałym czynnościom zarządczym, adekwatnie do ich znaczenia i realnego wpływu na możliwości osiągania celów pośrednich (Raportowych Kamieni Milowych) oraz celu głównego, jakim jest osiągnięcie gotowości operacyjnej do eksploatacji infrastruktury Baltic Pipe w dniu 1 października 2022 r. Na wszystkich etapach realizacji projektów podejmowane były działania wynikające z zarządzania ryzykiem. Przegląd ryzyk odbywał się cyklicznie (nie rzadziej niż raz w miesiącu).

Do dnia 31 maja 2021 r. zakończyły się dostawy rur na budowę podmorskiego odcinka Baltic Pipe. Na dzień 31 lipca 2021 r. zaawansowanie finansowe realizacji kontraktu na budowę podmorskiego odcinka Baltic Pipe wynosiło 11,6%, natomiast zaawansowanie rzeczowe – 48%. W listopadzie 2021 r. układanie podmorskiego odcinka gazociągu zostało ukończone.

Na dzień 31 lipca 2021 r. zaawansowanie rzeczowe w komponencie lądowym wyniosło łącznie 53,6%. Zaawansowanie rzeczowe poszczególnych projektów (obejmujące wszystkie zadania w harmonogramie) wynosiło od 37,7% do 71,0%. Na dzień 25 sierpnia 2021 r. wszystkie dostawy dotyczące projektów lądowych zostały w całości zrealizowane.

System weryfikacji jakości dostarczonych materiałów w ramach dostaw inwestorskich oraz wykonania robót przez wykonawców, rozpoczynał się od ustanowienia odpowiednich wymagań w postępowaniach o zamówienia publiczne w odniesieniu do technicznych uwarunkowań wykonania rur, armatury i robót budowlanych oraz kwalifikacji zawodowych i doświadczenia osób zatrudnianych po stronie wykonawców i dostawców. Kontrakt na wykonanie i dostawę rur zobowiązuje dostawcę do bieżącego dokonywania kontroli jakości produkcji rur. Ponadto, nadzór nad produkcją i dostawami rur prowadzi wyspecjalizowana firma, której inspektorzy w raportach dziennych szczegółowo opisują proces dostarczania materiałów. W przypadku nadzoru jakościowego nad realizacją robót, firmy pełniące funkcję nadzoru inwestorskiego dokonują odbioru robót podpisując protokoły lub dokonując wpisów do dziennika budowy oraz podpisując stosowne raporty dzienne zweryfikowane przez inspektorów. Odbiory zadań prowadzone są na kolejnych etapach realizacji inwestycji zgodnie ze wskazanymi w umowie rodzajami odbiorów robót zanikających, odbiorów częściowych, odbiorów technicznych, końcowych i kontraktowych. Dla przykładowych robót: układania gazociągu na dnie morza, wykonania iniekcji[10] obwodowej rur mikrotunelu[11] po stronie polskiej oraz pogłębiania i wyrównania trasy przebiegu rurociągu przed układaniem, inspektorzy podpisali stosowne protokoły i raporty. Złożenie podpisu stanowiło zatwierdzenie wykonania tych elementów robót bez wad.

[10] Wtłaczanie betonu do miejsca wypełnienia pod ciśnieniem.

[11] Obiekt budowlany, wyprowadzający gazociąg na brzeg morza, bez konieczności wyprowadzania go po istniejącym nabrzeżu (po plaży).

Monitorowanie realizacji duńskiej części Baltic Pipe

Umowa Budowlana, zawarta przez Gaz-System i Energinet, reguluje zasady współpracy między tymi dwoma podmiotami przy budowie gazociągu Baltic Pipe, określając trzy rodzaje terminów dla:

1. Decyzyjnych Kamieni Milowych[12],
2. Czynności Projektowych[13],
3. Krytycznych Kamieni Milowych[14], na które składają się Decyzyjne Kamienie Milowe oraz niektóre Czynności Projektowe.

Podstawową zasadą wspólnej budowy Baltic Pipe jest, że żadna ze stron nie pełni roli nadrzędnej nad drugą. Nie ma możliwości ustanawiania zobowiązań, tak wyraźnych, jak i dorozumianych, ani występowania w imieniu drugiej strony, bez jej zgody. Strony nadzorują przebieg swojej części projektu i wymieniają się informacjami dotyczącymi jego realizacji. Każda ze stron ponosi koszty inwestycji we własnym zakresie z wyjątkiem budowy Tłoczni Everdrup[15], za której budowę odpowiedzialny jest Energinet. Jednak koszty jej budowy do limitu 140 mln EUR pokrywane są w stosunku 64% Gaz-System i 36% Energinet. Koszty budowy tłoczni wykraczające ponad kwotę 140 mln EUR, pokrywa wyłącznie Energinet.

W dniu 28 listopada 2019 r. Energinet przedłożył oświadczenie, potwierdzające uzyskanie wszelkich zgód o oddziaływaniu na środowisko dla połączenia norweskiego, rozbudowy duńskiego systemu przesyłowego i tłoczni gazu Everdrup[16] oraz pozwolenia oparte na duńskiej dyrektywie Landsplandirektiv w odniesieniu do rozbudowy duńskiego systemu przesyłowego i TG Everdrup.

Umowa Budowlana określa organy zarządzające projektem i przydziela im stosowne kompetencje. Dla przedmiotowego projektu kluczowe funkcje pełnią:

- Komitet Sterujący[17], którego zadaniem jest stały nadzór nad projektem Baltic Pipe oraz decydowanie w sprawach kluczowych dla projektu. Spotkania KS odbywają się raz na kwartał.
- Dyrektorzy Programu, którzy prowadzą bieżący nadzór nad realizacją projektu, w tym omawiają najważniejsze zagrożenia dla realizacji projektu.
- Wspólne Grupy Robocze[18]. Zajmują się określonym obszarem dotyczącym projektu Baltic Pipe. W strukturze Baltic Pipe funkcjonuje 11 JWG.
- Ryzyka Wspólne Projektu. Gaz-System i Energinet prowadzą rejestr Ryzyk Wspólnych Baltic Pipe, w którym znaczące miejsce zajmują ryzyka dla terminowej realizacji projektu. Rejestr ten jest zarządzany przez menadżerów ryzyk nominowanych przez obie strony, w ścisłej

[12] Ang. *Decision Milestones*.

[13] Ang. *Project Activities*.

[14] Ang. *Critical Milestones*.

[15] Jeden z trzech elementów UB, w której skład wchodzą budowa realizowana na terenie Danii i morza Północnego, realizowana przez Energinet, Budowa Baltic Pipe na dnie morza Bałtyckiego, realizowana przez Gaz-System, Budowa Tłoczni Everdrup realizowana przez Energinet, finansowana wspólnie przez Energinet i Gaz-System.

[16] Dalej: TG Everdrup.

[17] Komitet Sterujący, organ ustanowiony na mocy UB mający swoich przedstawicieli zarówno z Energinet, jak i z Gaz-System. Dalej również KS.

[18] Joint Working Group, dalej również JWG.

współpracy z pracownikami merytorycznie odpowiedzialnymi za dany obszar po każdej ze stron. Rejestr Ryzyk Wspólnych jest aktualizowany w ujęciu kwartalnym, a główne rezultaty każdej z aktualizacji są raportowane do KS. Jednym z Ryzyk Wspólnych jest m.in. ryzyko opóźnienia prac budowlanych związane z pandemią COVID-19.

Wysokie ryzyko opóźnienia duńskiej części Baltic Pipe

W dniu 31 maja 2021 r. Duńska Komisja Odwoławcza ds. Środowiska i Żywności uchyliła decyzję środowiskową z dnia 12 lipca 2019 r., wydaną przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska (Danish Environmental Protection Agency)[19], dla części lądowej Baltic Pipe, realizowanej przez Energinet w Danii. W dniu 18 czerwca 2021 r. Energinet uzyskał zgodę DEPA na wznowienie prac na pięciu z ośmiu elementów gazociągu. Natomiast wymóg wstrzymania prac do czasu uzyskania nowej decyzji środowiskowej dotyczył trzech odcinków gazociągu:

1. Gazociągu lądowego na wschodniej Jutlandii, od Egtved do Cieśniny Mały Bełt;
2. Gazociągu lądowego na Fionii, od części na zachód od Odense (Brylle) do Cieśniny Mały Bełt;
3. Jednego z kabli zasilających do TG Everdrup (rezerwowy).

W dniu 9 lipca 2021 r. rozpoczęto postępowanie o wydanie nowej decyzji środowiskowej na duńską część lądową Baltic Pipe. Zgodnie z wyjaśnieniami Zastępcy Dyrektora Pionu Inwestycji Strategicznych[20] postępowanie to może potrwać od 6 do 8 miesięcy i będzie miało kluczowe znaczenie w kontekście zapewnienia pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe. Zgodnie z powyższymi wyjaśnieniami, Energinet prowadzi z wykonawcami robót budowlanych negocjacje w sprawie nowych uwarunkowań realizacji kontraktów, które będą miały wpływ na opracowanie nowego harmonogramu ukończenia robót na gazociągu Baltic Pipe.

Ponieważ z zapisów UB wynika, że strony umowy są równoprawnymi partnerami, których współpraca opiera się na wzajemnym przekazywaniu informacji o sytuacjach problemowych, bez prawa do wywierania wpływu na drugą stronę lub egzekwowania od niej określonych działań, w zaistniałej sytuacji Gaz-System może jedynie konsultować problematyczne obszary i pozyskiwać informacje od Energinetu.

We wrześniu 2021 r. Gaz-System uzyskał od Energinetu zapewnienie o udostępnieniu w IV kwartale 2022 r. przepustowości Baltic Pipe na poziomie od ok. 2,75 do 3 mld m^3 gazu rocznie (w zależności od zastosowanego współczynnika ciepła spalania), przy czym 10% udostępnionej przepustowości zostanie zarezerwowane na potrzeby kontraktów krótkoterminowych. Jednocześnie Energinet potwierdził uzyskanie pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe, tj. na poziomie 10 mld m^3 gazu rocznie, od 1 stycznia 2023 r. Zdaniem Gaz-Systemu, częściowe uruchomienie Baltic Pipe w IV kwartale 2022 r. oraz dostępność gazu z pozostałych kierunków pozwolą zaspokoić prognozowane zapotrzebowanie na gaz w Polsce w okresie zimowym.

[19] Dalej: DEPA.

[20] Pismo nr PL.0800.2.2021.48 z dnia 13 września 2021 r.

4.1.2. Przygotowanie i realizacja Programu Rozbudowy Terminalu LNG

Przesunięcie terminu ukończenia rozbudowy Terminalu LNG na 2022 r.

Rozbudowa Terminalu LNG w końcowej fazie realizacji przebiegała w warunkach maksymalnie skróconych terminów wykonania poszczególnych procesów, tak aby utrzymać termin zakończenia inwestycji w grudniu 2021 r., co nie zostało osiągnięte. Opóźnienia wygenerowane w fazie przygotowania i realizacji tej inwestycji spowodowały, że terminy czynności rozruchowo-odbiorowych zostały radykalnie skrócone, odrębny okres fazy odbiorów końcowych praktycznie wyeliminowany, zaś rezerwy czasowe zostały usunięte. Wystąpienie niepożądanych zdarzeń w Projekcie, wpływających w jakimkolwiek stopniu na termin realizacji, zrodziło realne ryzyko niedotrzymania terminu końcowego. W opinii NIK, zidentyfikowane ryzyka nie powinny stanowić zagrożenia dla zakończenia kontraktu na rozbudowę instalacji regazyfikacyjnej w II kwartale 2022 r. Przesunięcie tego terminu nie stanowi jednak zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski.

Projekty składowe rozbudowy Terminalu LNG

Program Rozbudowy Terminalu LNG (PRTLNG) składa się z trzech projektów składowych, tj.:

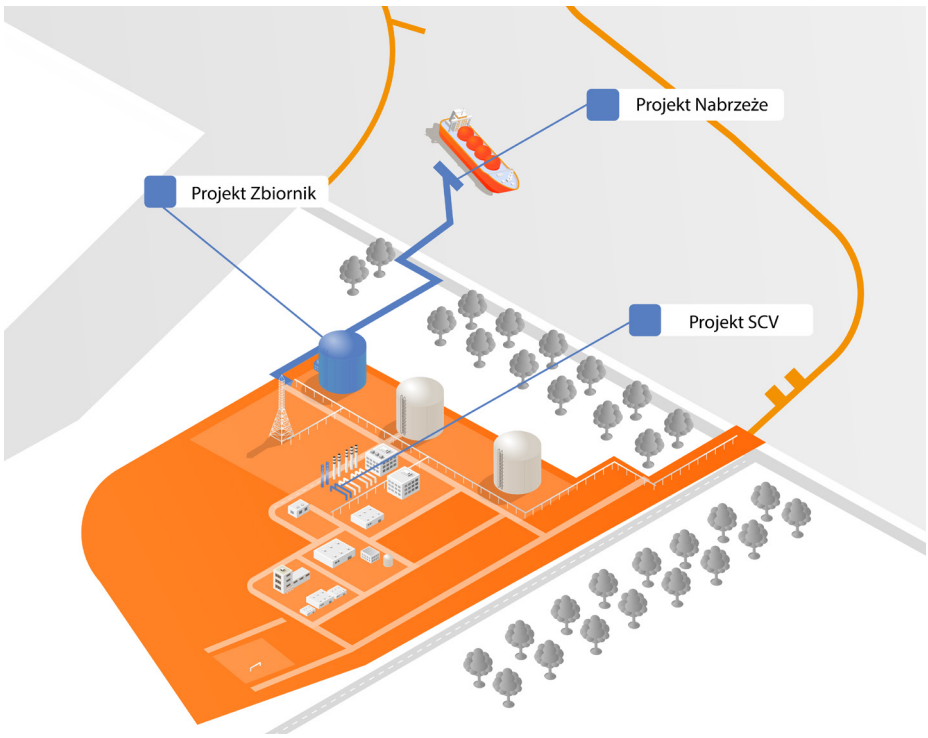
1. SCV – dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej, zwiększającej nominalną moc regazyfikacyjną Terminalu o 50%, do 8,3 mld Nm^3 rocznie[21]. Planowany termin zakończenia prac przyjęty był na 27 grudnia 2021 r.[22] Projekt SCV nie wchodzi w bezpośrednią korelację z pozostałymi projektami, niemniej wymaga włączenia w dotychczasową infrastrukturę Terminalu LNG.
2. Zbiornik – tj. budowy trzeciego zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami, zwiększającego elastyczność pracy instalacji Terminalu LNG oraz zapewniającego optymalną zdolność procesową składowania surowca. Planowany termin zakończenia to 21 grudnia 2023 r.
3. Nabrzeże – tj. budowy infrastruktury przesyłowej LNG do rozładunku, przeładunku i bunkrowania statków w Świnoujściu. Planowany termin zakończenia to 23 grudnia 2023 r.

Za przygotowanie i realizację PRTLNG odpowiadała spółka Polskie LNG SA (PLNG). W dniu 31 marca 2021 r. dokonano połączenia spółek w drodze przejęcia PLNG przez Gaz-System. Działania PLNG dotyczące m.in. Programu Rozbudowy Terminalu są kontynuowane przez Gaz-System jako następcę prawnego PLNG.

[21] Moc 8,3 mld Nm^3 rocznie zostanie osiągnięta po zrealizowaniu wszystkich elementów składowych PRTLNG. Do czasu ukończenia projektów Zbiornik i Nabrzeże dostępna będzie moc regazyfikacyjna 6,2 mld Nm^3 rocznie.

[22] Daty zakończenia realizacji projektów składowych Programu Rozbudowy Terminalu LNG wskazano na podstawie Harmonogramu skonsolidowanego stanowiącego załącznik nr 1 do Definicji Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego (wersja 4.0. z dnia 27 października 2020 r.).

Infografika nr 2
Program Rozbudowy Terminalu LNG



Źródło: OGP Gaz-System SA.

Harmonogramy Projektu SCV

Gaz-System w lutym 2017 r. wydał rekomendację spółce zależnej Polskie LNG SA do podjęcia działań zmierzających do rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu celem zwiększenia jego zdolności regazyfikacyjnych. Inwestycja została podjęta w celu zapewnienia dostaw gazu w przypadku ich zakłóceń z kierunku wschodniego. Termin ukończenia tej inwestycji wyznaczono na październik 2020 r. Zarząd PLNG w dniu 11 maja 2018 r. przyjął *Wstępną Definicję Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu*. Przyjęty harmonogram wskazywał, że realizacja Projektu SCV odbywać się będzie w okresie od dnia 13 marca 2017 r.[23] do dnia 23 listopada 2020 r., tj. przez 966 dni. Kolejna wersja harmonogramu (datowana na 27 lipca 2018 r.), jako daty ramowe realizacji Projektu SCV wskazywała 13 lutego 2017 r. oraz 23 listopada 2020 r. (986 dni realizacji)[24] i uwzględniała działania przygotowawcze do realizacji Programu prowadzone w PLNG. Jednocześnie, w dniu 9 sierpnia 2018 r. Zarząd PLNG podjął wstępną decyzję inwestycyjną w zakresie realizacji Programu Rozbudowy Terminalu LNG oraz uchwalił dokumenty pn. *Strategiczne kierunki inwestycyjne Polskiego LNG SA* oraz *Definicja Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu*[25]. *Definicja PRTLNG z dnia 9 sierpnia 2018 r.* zawierała zmiany

[23] Według stanu na dzień 11 maja 2018 r. stan zaawansowania realizacji projektu wynosił 16%. W dacie 13 marca 2017 r. wykazano rozpoczęcie czynności celem uzyskania decyzji środowiskowej.

[24] Ówczesny stan zaawansowania projektu wynosił 28%.

[25] Dalej: Definicja PRTLNG z dnia 9 sierpnia 2018 r.

w podejściu do strategii kontraktacji w stosunku do założeń wskazanych we *Wstępnej Definicji*, zaś harmonogram do niej załączony uwzględniał sekwencję zaplanowanych działań[26] oraz ówczesny stan zaawansowania dotychczasowych prac. Kolejna wersja harmonogramu PRTLNG z dnia 14 listopada 2018 r. określała daty ramowe Projektu SCV od 13 lutego 2017 r. do 30 listopada 2021 r., tj. 1250 dni realizacji[27]. Wydłużenie okresu realizacji Projektu SCV o 264 dni spowodowane było głównie poprzez niepowodzenie w rozstrzygnięciu postępowań przetargowych na dostawy regazyfikatorów SCV i pomp HP i LP, wynikające z braku złożenia przez zainteresowane podmioty ważnych ofert. Powodem wydłużenia okresu realizacji Projektu SCV była także kolejna zmiana kontraktacji, w taki sposób, że dla części lądowej PRTLNG (projekty SCV, Zbiornik i Kolej) wyłoniony miał zostać jeden wykonawca, zaś dla części morskiej (Projekt Nabrzeże) – drugi, oraz że komplet zakupów urządzeń kluczowych dla rozbudowy części lądowej zostanie przeniesiony na wykonawcę robót, co oznaczało odstąpienie od realizacji przez PLNG dostaw inwestorskich kluczowych urządzeń dla Projektu SCV[28].

Harmonogram realizacji Projektu SCV wskazujący termin jego ukończenia w listopadzie 2021 r. został wprowadzony do pierwotnej wersji Harmonogramu Skonsolidowanego PRTLNG (dalej: HS). HS bazował wówczas na prognozowanych terminach realizacji kluczowych zadań w oparciu o szacunki i założenia eksperckie w zakresie rozwiązań technicznych przyjętych w dokumentacji studialnej. HS, przedłożony przez Gaz-System w dniu 25 lutego 2019 r., został zatwierdzony, na poziomie kamieni milowych koordynacyjnych, przez Pełnomocnika ds. SIE w dniu 4 marca 2019 r.

W 2020 r. HS został poddany aktualizacji, którą Pełnomocnik Rządu ds. SIE zatwierdził w dniu 29 września 2020 r. Aktualizacja była konsekwencją zidentyfikowanych w pierwszym półroczu 2019 r. rozbieżności pomiędzy dotychczasowym HS a stanem faktycznym realizacji kamieni milowych koordynacyjnych, dotyczących postępowania przetargowego na wybór wykonawcy inwestycji. W dniu 24 lutego 2020 r. podpisano Kontrakt SCV, który zobowiązywał wykonawcę robót do ukończenia zadania w terminie 96 tygodni od dnia zawarcia kontraktu, co oznaczało ukończenie Projektu SCV do dnia 27 grudnia 2021 r. Następnie, w dniu 24 czerwca 2020 r. PLNG zawarło kontrakty na realizację Projektu Zbiornik oraz Nabrzeże. Struktura HS z dnia 29 września 2020 r. była zgodna z podejściem wypracowanym przy tworzeniu pierwotnej wersji HS i bazowała na prezentacji kamieni milowych koordynacyjnych, których uszczegółowieniem były zadania monitorowane. Przy każdym kamieniu, poza fazą zamykającą, podano zadania dotyczące obsługi procesu zakończenia kamienia i potwierdzenia

[26] Realizacja Projektu SCV w przewidywanym terminie wymagała m.in. zakończenia postępowań przetargowych na wybór dostawców urządzeń kluczowych (regazyfikatory SCV, pompy HP i LP, ciąg pomiarowy) i podpisania umów z dostawcami do dnia 23 października 2018 r.

[27] Według stanu na dzień 14 listopada 2018 r. stan zaawansowania projektu wynosił 33%.

[28] Finalnie, w sierpniu 2019 r. PLNG dokonała wyboru procedury mającej zagwarantować przyspieszenie realizacji Projektu SCV, niezależnie od trwającego postępowania dot. części lądowej oraz podjęła działania mające na celu jak najszybsze rozpoczęcie negocjacji w przedmiocie dostaw regazyfikatorów oraz pomp LP i HP jako najbardziej krytycznych (głównie ze względu na skomplikowany i długotrwały proces produkcji i transportu) elementów rozbudowy instalacji regazyfikacyjnej.

kryteriów jego kompletności. Wszystkie zadania monitorowane, podobnie jak kamienie milowe koordynacyjne, zostały zdefiniowane w sposób wskazujący na termin ich rozpoczęcia i zakończenia.

W związku z zawarciem aneksu nr 1 do Kontraktu SCV, Koordynator, na spotkaniu koordynacyjno-statusowym w dniu 2 września 2021 r.[29] omówił zmiany wprowadzone aneksem w kontekście aktualizacji Harmonogramu Skonsolidowanego. Konkluzję niniejszego spotkania stanowiła decyzja, że aktualizacja Harmonogramu Skonsolidowanego zostanie przeprowadzona na początku 2022 r., po zakończeniu Projektu SCV.

Działania przygotowujące realizację Projektu SCV

PLNG uzyskało w dniu 6 listopada 2017 r. decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia *Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu w oparciu o układ regazyfikatorów SCV i zwiększenie mocy regazyfikacyjnej.* Opracowanie studium wykonalności pn. *Analiza rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu o trzeci zbiornik oraz instalacje towarzyszące*[30] zostało zlecone na podstawie umowy zawartej przez PLNG w dniu 24 lipca 2017 r. Odbiór dokumentu nastąpił 21 grudnia 2017 r.[31]

W dniu 22 grudnia 2017 r. Polskie LNG SA zawarło umowę na prace projektowe dla inwestycji *pn. Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu w oparciu o układ regazyfikatorów SCV i zwiększenie mocy regazyfikacyjnej*, polegające na opracowaniu całościowego projektu inwestycji, w tym dokumentacji przetargowej z opisem przedmiotu zamówienia do specyfikacji istotnych warunków zamówienia oraz dokumentacji zawierającej wytyczne do projektu wykonawczego. Poza tym Projektant został zobowiązany do uzyskania m.in. kompletu uzgodnień projektu, we wszystkich branżach, ze stosownymi urzędami i instytucjami, wraz z uzyskaniem w imieniu i na rzecz PLNG SA ostatecznych pozwoleń na budowę. W dniu 1 czerwca 2018 r. Polskie LNG SA odebrało od Projektanta projekt budowlany. Następnie, w dniu 21 czerwca 2018 r., Wojewoda Zachodniopomorski zatwierdził projekt budowlany i udzielił pozwolenia na budowę.

W dniu 18 grudnia 2018 r. Polskie LNG SA ogłosiło postępowanie przetargowe, na realizację zadania inwestycyjnego obejmującego wykonanie całego zakresu trzech projektów składowych Programu Rozbudowy Terminalu LNG, tj.: Projektu Zbiornik, Projektu SCV i Projektu Kolej w formule *zaprojektuj i wybuduj*. Z uwagi na przedłużające się postępowanie, PLNG podjęło decyzję o wyłączeniu zakresu Projektu SCV z postępowania przetargowego na rozbudowę Terminalu LNG w części lądowej[32]. Działanie to miało na celu przyspieszenie realizacji Projektu SCV, którego termin zakończenia przypadał pod koniec 2021 r. (pozostałe projekty miały plano-

[29] Spotkanie, w którym uczestniczą przedstawiciele Gaz-System, Biura Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. SIE oraz Zarządu Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA,

[30] Drugi tytuł dokumentu: Studium Wykonalności: Koncepcja Techniczna Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Rozpatrywane warianty rozbudowy to: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej, trzeci zbiornik LNG, rozbudowa morskiego systemu przeładunkowego Terminalu LNG, rozbudowa lądowego systemu załadunkowego o stanowisko załadunku LNG na kolej.

[31] Dotyczy odbioru pierwszej części przedmiotu umowy, tj. dokumentu pn. „Studium Wykonalności: Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu".

[32] Stanowisko spółki w tym zakresie zostało zaakceptowane przez Pełnomocnika Rządu ds. SIE w dniu 6 sierpnia 2019 r.

waną datę ukończenia w 2023 r.). Spółka opracowała i z dniem 10 września 2019 r. przyjęła do stosowania *Regulamin przygotowania i prowadzenia postępowań o udzielenie zamówień w zakresie realizacji Programu Rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu przez Polskie LNG SA*[33]. W dniu 25 października 2019 r. PLNG uruchomiło procedurę negocjacyjną w celu wyłonienia wykonawcy robót budowlanych dla Projektu SCV. W wyniku ww. działań, w dniu 24 lutego 2020 r. doszło do zawarcia umowy z Konsorcjum PORR SA i TGE Gaz Engineering GmbH – generalnym realizatorem inwestycji (GRI). Podpisanie umowy z GRI nastąpiło z trzymiesięcznym opóźnieniem w stosunku do terminu przewidzianego w Harmonogramie Skonsolidowanym Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu zatwierdzonym 4 marca 2019 r.[34]

Równolegle z procedurą wyboru wykonawcy robót budowlanych, PLNG prowadziło na podstawie *Regulaminu postępowań o udzielenie zamówień dla PRTLNG* negocjacje na dostawy kluczowych urządzeń w ramach Projektu SCV. Taki sposób wyboru dostawców podyktowany był pilną potrzebą zakupu ww. urządzeń[35], tak aby zapewnić realizację Projektu SCV w ustalonym terminie. W wyniku tych negocjacji doszło do zawarcia umów:
- w dniu 3 października 2019 r. na dostawę dwóch regazyfikatorów SCV;
- w dniu 5 listopada 2019 r. na dostawę pomp LP i HP.

Stosując ww. regulamin dokonano także wyłonienia podmiotu świadczącego usługę odbiorów jakościowych i nadzorowania realizacji dostaw dla Projektu SCV (dalej nazywanego: Agencja Inspekcyjna). W dniu 8 stycznia 2020 r. PLNG zawarło umowę na ww. usługę.

Wybór podmiotu świadczącego usługę inżyniera kontraktu (IK) na potrzeby realizacji Programu Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu odbywał się w trybie dialogu konkurencyjnego na podstawie art. 134 ust. 1 pzp. Ogłoszenie o zamówieniu zostało opublikowane w dniu 24 stycznia 2020 r. Z uwagi na przedłużające się postępowanie, umowę z wybranym konsorcjum dwóch firm zawarto w dniu 1 września 2020 r.

Opóźniona realizacja Projektu SCV

Realizacja inwestycji w zakresie dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej Terminalu LNG już od momentu przyjęcia wstępnych założeń *Programu Rozbudowy Terminalu LNG* w maju 2018 r. przebiegała w warunkach opóźnienia, wygenerowanego we wczesnej fazie realizacji Projektu. Faza realizacyjna Projektu SCV, od momentu przekazania terenu budowy GRI, postępowała z licznymi odchyleniami od harmonogramu realizacji. Opóźnienie po trzech miesiącach wynosiło ok. 30 dni i utrzymywało się przez kolejne miesiące 2020 r. GRI tłumaczył odchylenia jako konsekwencję wynikającą z epide-

[33] Regulamin miał zastosowanie do wyborów wykonawców realizujących zamówienie w ramach Programu Rozbudowy Terminalu LNG, jeżeli wymaga tego istotny interes bezpieczeństwa państwa, jest wyłączony spod regulacji *ustawy pzp* na podstawie art. 4 pkt 5 oraz spod Dyrektywy 2014/25/UE z 26 lutego 2014 r. na podstawie jej art. 24. Jednocześnie wybór wykonawców odbywał się zgodnie z art. 31 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu* z zachowaniem warunków uczciwej konkurencji – w procedurze otwartej, rzetelnej, przejrzystej i niedyskryminacyjnej. Dalej: *Regulamin postępowań o udzielenie zamówień dla PRTLNG.*

[34] Harmonogram Skonsolidowany wskazywał datę 25 listopada 2019 r. jako termin osiągnięcia km K 12 Wybrano wykonawcę rozbudowy w części lądowej i morskiej.

[35] Dokonanie zakupu regazyfikatorów i pomp jest poprzedzone koniecznością ich produkcji. Okres produkcji dla regazyfikatorów to 62 tygodnie, zaś dla pomp to 66 tygodni.

mii wirusa SARS-CoV-2. Sytuacja ta była przedmiotem interwencji PLNG oraz inżyniera kontraktu[36], wskutek czego w styczniu 2021 r. GRI został wezwany do opracowania planu naprawczego (tzw. *Status Report*). NIK ocenia, że działania PLNG/Gaz-System podejmowane w stosunku do GRI, były adekwatne i prowadzone na bieżąco.

Realizacja Projektu SCV w pierwszym półroczu 2021 r. przebiegała z ujemnym odchyleniem względem przyjętego planu bazowego, tj. harmonogramu GRI[37]. Według stanu na dzień 30 czerwca 2021 r. GRI raportował opóźnienie wynoszące 20 dni roboczych w odniesieniu do (bazowej) daty zakończenia Projektu (tj. 27 grudnia 2021 r.) i wskazywał dzień 24 stycznia 2022 r. jako nowy termin podpisania protokołu odbioru końcowego. Jednocześnie, przekazanie dokumentacji końcowej przez GRI miało nastąpić 22 kwietnia 2022 r. Zaawansowanie rzeczowe Projektu SCV[38] na dzień 30 czerwca 2021 r. wynosiło 59,9%. Opóźnienie odbioru końcowego zostało zredukowane o 19 dni roboczych w stosunku do maja 2021 r. Wówczas GRI zaraportował Gaz-System termin zakończenia Projektu SCV na 18 lutego 2022 r.[39]

Projekt SCV, według stanu na dzień 31 lipca 2021 r., został przywrócony do pierwotnej daty dokonania odbioru końcowego – grudzień 2021 r. – zaś jego zaawansowanie rzeczowe wynosiło 64,8%. Takie działanie było wynikiem podpisania w dniu 22 lipca 2021 r. aneksu nr 1 do Kontraktu SCV, który m.in. porządkował dotychczasowe kwestie sporne pomiędzy GRI a Gaz-System.

Aneks nr 1 do Kontraktu SCV zawierał kluczowe postanowienia dotyczące m.in.:
- przekazania przedmiotu Kontraktu do eksploatacji i podpisania przez Zamawiającego protokołu odbioru końcowego do dnia 27 grudnia 2021 r. z zastrzeżeniem, że okres ten może się wydłużyć do dnia 31 grudnia 2021 r.;
- zmiany terminu przekazania dokumentacji końcowej i uporządkowania miejsc wykonywania robót.

Załącznik nr 3 do aneksu nr 1 Kontraktu SCV – Harmonogram realizacji – zakłada, że w dacie 27 grudnia 2021 r. zostanie podpisany protokół odbioru końcowego, tymczasem § 7 aneksu wskazuje czynności w Projekcie SCV, które będą wykonywane w okresie czterech miesięcy po upływie tej daty: uzupełnianie dokumentacji końcowej oraz uporządkowanie terenu budowy. W planie bazowym przekazanie do zamawiającego dokumentacji końcowej przypadało na okres od 16 do 27 grudnia 2021 r. i zawierało się w podstawowym czasie przewidzianym na realizację Projektu SCV. W nowym harmonogramie realizacji dokonano wyeliminowania odrębnego okresu na fazę zakończenia i odbioru Projektu SCV. Ponadto, czas trwania rozruchów próbnych, według pierwotnego harmonogramu GRI, przewidziany był na okres ponad trzech miesięcy, tj. od 25 sierpnia 2021 r. do 29 listopada 2021 r., tymczasem załącznik nr 3 do aneksu nr 1 (Harmonogram realizacji) zakłada na procesy rozruchowe

[36] Po dacie 1 września 2020 r.

[37] Odchylenie, według stanu na dzień 31 lipca 2021 r. wynosiło 24,3% i zmniejszyło się o 2,8 punktu procentowego względem czerwca 2021 r.

[38] Wyliczone według metody EVM (tj. *Earned Value Management*). Jest to metoda wartości wypracowanej służąca monitorowaniu stanu faktycznego projektu w odniesieniu do planowanego, mając na uwadze budżet Projektu i czas jego realizacji.

[39] Jednakowa data dla czynności Przekazanie dokumentacji końcowej przez GRI oraz Podpisanie protokołu odbioru końcowego; (39 dni roboczych opóźnienia).

dwa miesiące, tj. od 27 października do 27 grudnia 2021 r. I tak np. rozruch mechaniczny systemów pomocniczych skrócono do dwóch dni[40] z pierwotnie planowanych 27 dni kalendarzowych[41].

Na dzień 31 sierpnia 2021 r. Kamień Milowy Koordynacyjny – km K16S *Projekt wykonawczy zakończony*, nie został osiągnięty od ponad pół roku[42]. W toku realizacji, w ramach km K16S, są jeszcze zadania monitorowane, tj.: *ZM – Projekt Wykonawczy: branża elektryczna, branża Aparatury Kontrolno-Pomiarowej i Automatyki (AKPiA) oraz teletechniczna*, a także zadanie monitorowane *ZM – Projekt Wykonawczy pozostałe branże wydane do realizacji*[43]. Prognozowany termin zakończenia to październik 2021 r. Według Gaz-System[44], zamknięcie km K16S determinuje automatyka, niemniej opóźnienie tego kamienia nie blokuje żadnych robót na obiekcie. W trakcie opracowania była również dokumentacja projektowa dla branży Fire&Gas. W sierpniu 2021 r. GRI uzyskał status akceptacji dla pierwszych dokumentów. NIK zwrócił uwagę, że w sytuacji, gdy do zakończenia Projektu SCV pozostały cztery miesiące, brak osiągnięcia km K16S w postaci zatwierdzonej dokumentacji wykonawczej może spowodować konieczność przesunięcia terminów realizacji zadań, dla których jej nie uzyskano.

Zapewnione możliwości świadczenia zwiększonych usług regazyfikacji

PLNG przeprowadziło w 2020 r. *Procedurę Udostępniania Terminalu LNG w Świnoujściu 2020 – Procedurę Open Season*, która miała na celu zawarcie umów o regazyfikację w związku z prowadzoną rozbudową Terminalu LNG, zapewniając stworzenie mechanizmu dla największego i najbardziej bezpiecznego wykorzystania dostępnej infrastruktury LNG, zwiększenie płynności rynku paliw gazowych oraz rozwoju konkurencji, pokrycie zidentyfikowanego na etapie badania rynku oraz etapie studialnym zapotrzebowania rynku, maksymalizację przychodów generowanych przez PLNG na rzecz efektywnego inwestowania w infrastrukturę LNG oraz optymalizację kosztów usług.

W wyniku ww. Procedury, w dniu 29 maja 2020 r. została zawarta pomiędzy PLNG a PGNiG SA umowa o regazyfikację na świadczenie podstawowej usługi regazyfikacji, usługi przejściowej i usług dodatkowych, przy czym:
- usługa przejściowa regazyfikacji w okresie od 2022 r.[45] do 2023 r. – na poziomie 1 592 724 kWh/h w danym roku, co łącznie z obecnie zarezerwowaną mocą wynosi 7 963 613 kWh/h, tj. około 6,2 mld Nm^3 gazu rocznie w latach 2022–2023;
- podstawowa usługa regazyfikacji w okresie od 2024 r.[46] do 2038 r. – na poziomie 4 208 612 kWh/h w danym roku, co łącznie z obecnie zarezerwowaną mocą wynosi 10 579 502 kWh/h, tj. około 8,3 mld Nm^3 gazu rocznie;

40 27 i 28 października 2021 r.

41 Okres pomiędzy 25 sierpnia 2021 r. a 21 września 2021 r.

42 Planowana data to luty 2021 r. według Harmonogramu Skonsolidowanego PRTLNG z dnia 28 września 2020 r.

43 Według Raportu Skonsolidowanego za sierpień 2021 r. GRI kontynuuje prace nad przygotowaniem kolejnych rewizji dokumentacji.

44 Na podstawie Protokołu ze spotkania Koordynacyjno-Statusowego Programu Rozbudowy Terminalu LNG, które miało miejsce w dniu 2 września 2021 r.

45 Tj. zgodnie z umową o regazyfikację z dnia 29 maja 2020 r. od dnia 1 stycznia 2022 r. z zastrzeżeniem postanowień ust. 6.4–6.9. tejże umowy.

46 Tj. zgodnie z umową o regazyfikację z dnia 29 maja 2020 r. od dnia 1 stycznia 2024 r. z zastrzeżeniem postanowień ust. 6.4–6.9. tejże umowy.

– usługi dodatkowe – załadunek tankowców, bunkrowanie mniejszych jednostek wykorzystujących LNG jako paliwo oraz przeładunek pomiędzy statkami.

Na mocy tej umowy Gaz-System zobowiązał się do świadczenia ww. usług, w tym usługi przejściowej z dniem 1 stycznia 2022 r. Umowa przewiduje mechanizm przesunięcia tego terminu poprzez przesłanie powiadomienia określającego nowy termin rozpoczęcia świadczenia usług co najmniej na sześć miesięcy przed terminami rozpoczęcia świadczenia ww. usług wskazanymi w umowie. Gaz-System nie informował PGNiG SA o możliwym przesunięciu terminu rozpoczęcia świadczenia usługi przejściowej, z uwagi na fakt, że wykonawca robót Projektu SCV, zawierając aneks nr 1 do kontraktu potwierdził jego realizację w terminie kontraktowym.

Na wypadek nieukończenia Projektu SCV w zakładanym terminie, Gaz-System opracował rozwiązanie alternatywne w celu pokrycia potencjalnego zwiększonego zapotrzebowania na regazyfikację. Zgodnie z Procedurą Udostępniania Terminalu LNG Gaz-System jest zobowiązany do udostępnienia dodatkowej mocy regazyfikacyjnej na poziomie 1 592 724 kWh/h od 1 stycznia 2022 r. (usługa przejściowa). Tym samym w ramach usługi przejściowej po zakończeniu Projektu SCV powinien nastąpić wzrost nominalnej godzinowej zdolności Terminalu do 712,5 tys. Nm^3/h.

W komunikacie wydanym w dniu 14 lutego 2022 r. Gaz-System poinformował, że obecnie nie są wprowadzone żadne ograniczenia w dostarczaniu i poborze paliw gazowych na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej. Spółka nie identyfikowała wówczas przesłanek do wprowadzenia ograniczenia zasilania odbiorców w gaz.

4.1.3. Budowa gazociągów transgranicznych łączących Polskę z Litwą i Słowacją

W 2022 r. będą gotowe gazociągi na Litwę i Słowację

Inwestycje budowy nowych gazociągów międzysystemowych łączących Polskę z Litwą i Słowacją, mimo występujących trudności generujących opóźnienia, przeszły przez wszystkie fazy realizacji od projektowania, poprzez fazę dostaw i następnie robót budowlanych. Prowadzone przez Gaz-System działania powinny pozwolić na uruchomienie przesyłu gazu w 2022 r. W odniesieniu do połączenia ze Słowacją podejmowane działania umożliwiły wprowadzenie inwestycji w fazę odbiorów końcowych zgodnie z pierwotnie zakładanym harmonogramem, tj. w drugiej połowie 2021 r. Ponadto Gaz-System zintensyfikował współpracę z Eustream w sytuacji zagrożenia terminu uruchomienia gazociągu w związku z problemami z wykonawcą robót po stronie słowackiej. Proces budowy gazociągu Polska–Litwa według stanu na koniec lipca 2021 r. nie wykazywał istotnych opóźnień względem harmonogramów bazowych obowiązujących WRB, pomimo wystąpienia incydentalnych nieterminowych dostaw inwestorskich (m.in. związanych z pandemią COVID-19), niesprzyjających warunków atmosferycznych utrzymujących się zimą i wiosną 2021 r. oraz trudności w przejęciu działek od właścicieli nieruchomości w celu prowadzenia prac budowlanych. Spółka Gaz-System poinformowała partnera litewskiego AB Amber Grid o opóźnieniach w zawarciu umów z wykonawcami robót budowlanych i o przesunięciu daty zakończenia inwestycji na maj 2022 r.

Gazociąg międzysystemowy Polska–Litwa (GIPL)

Stronami projektu są Gaz-System – operator polskiego systemu przesyłowego oraz AB Amber Grid – operator litewskiego systemu przesyłowego. W Polsce inwestycja jest realizowana na podstawie przepisów *ustawy o terminalu LNG*. Łączna długość gazociągu po stronie polskiej, od granicy z Litwą do TG Hołowczyce, wynosi ok. 343 km, a po stronie litewskiej – ok. 165 km. Połączenie o przepustowości ok. 2,4–4,1 mld m^3/rok ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. W skład programu budowy GIPL wchodzi dostosowanie TG Hołowczyce do wyższego ciśnienia tłoczenia gazu (8,4 MPa). Dodatkowo Spółka realizuje zakup nowego agregatu do sprężania gazu (zadanie to nie jest częścią składową programu GIPL). Z budową GIPL jest częściowo związana budowa i finansowanie TG Gustorzyn. TG Gustorzyn będzie służyć rozprowadzeniu gazu m.in. z Norwegii (z Baltic Pipe) w kierunku tej tłoczni, a następnie jego skierowaniu m.in. w kierunku Litwy i pozostałych krajów bałtyckich (poprzez GIPL).

Infografika nr 3
Gazociąg Polska–Litwa (odcinek w Polsce)

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Harmonogram realizacji GIPL

Międzynarodowa umowa Connection Agreement, która została zawarta 24 maja 2018 r., stanowi zobowiązanie stron do realizacji inwestycji budowy GIPL na terenie obu krajów oraz na ich granicy. Umowa określiła prawne, biznesowe i techniczne aspekty realizacji projektu, a także harmonogram prac przygotowawczych i budowlanych dotyczący odcinków GIPL na Litwie, w Polsce oraz budowy nowej TG w Gustorzynie.

Według przyjętego harmonogramu zwieńczeniem budowy gazociągu na terenie Polski i Litwy oraz TG w Gustorzynie było uzyskanie pozwoleń na użytkowanie w terminie do 31 grudnia 2021 r. Do istotnych granicznych terminów poprzedzających uzyskanie tych pozwoleń – w odniesieniu do polskiego odcinka GIPL – należały m.in.:

- zawarcie umów na roboty budowlane i dostawy rur stalowych potrzebnych do budowy GIPL – do 30 września 2019 r.;
- budowa rurociągu oraz rozruch i testy rurociągu – do grudnia 2021 r.;
- zakończenie budowy TG Gustorzynie – do 31 sierpnia 2021 r. oraz zakończenie testów i rozruch tłoczni – do 31 października 2021 r.

Umowa Connection Agreement nie była aneksowana w związku z opóźnieniami w realizacji kamieni milowych określonych w powyższym dokumencie. Podczas posiedzenia Komitetu Sterującego we wrześniu 2020 r. operator litewski został poinformowany o planowanych datach zakończenia inwestycji wynikających z zawartych umów z wykonawcami robót budowlanych, zarówno dla gazociągu i TG Hołowczyce (maj 2022 r.), jak i TG Gustorzyn (wrzesień 2022 r.). Taki tryb komunikowania i wprowadzenia zmian został przewidziany w art. 11.3 Connection Agreement i dotyczy opóźnień każdej ze stron do ośmiu kwartałów względem pierwotnej planowanej daty ukończenia projektu.

Przygotowanie realizacji GIPL – zmiana trasy gazociągu

Gaz-System w wyniku przeprowadzonych dwóch przetargów nieograniczonych i zakończeniu procedur odwoławczych zawarł w 2015 r. i w 2018 r. dwie umowy na wykonanie kompleksowej dokumentacji projektowej dla GIPL. Pierwszą umowę Gaz-System zawarł z firmą projektową w dniu 18 czerwca 2015 r. na wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej dla pierwotnie projektowanego gazociągu Rembelszczyzna-Granica RP. Wykonanie umowy miało nastąpić w terminie do 24 miesięcy (tj. do 18 czerwca 2017 r.) w zakresie przygotowania dokumentacji projektowej dla GIPL, a w zakresie nadzoru autorskiego nad realizacją inwestycji GIPL – do czasu podpisania przez Gaz-System protokołu odbioru końcowego bez zastrzeżeń, lecz nie później niż w ciągu 57 miesięcy od zawarcia tej umowy (do 18 marca 2020 r.).

W związku z istotnymi trudnościami w podłączeniu nowych gazociągów do obiektu TG Rembelszczyzna, Gaz-System podjął decyzję o przeniesieniu początku gazociągu GIPL z TG Rembelszczyzna na TG Hołowczyce (która w perspektywie zaprzestania odbioru gazu zza wschodniej granicy będzie w całości do wykorzystania) oraz o dostosowaniu przebiegu części trasy gazociągu do zmienionego punktu początkowego (z jednoczesną możliwością zwiększenia gazyfikacji Polski północno-wschodniej, w szczególności dodatkowego zasilenia rejonu Białegostoku w gaz). W marcu 2017 r. zadecydowano o przyjęciu nowej trasy GIPL. Dokonano podziału inwestycji na trzy odrębne projekty: północny (będący przedmiotem dotychczasowego projektu), południowy oraz rozbudowę TG Hołowczyce. Zaktualizowano

szczegółowy wykaz zadań inwestycyjnych, powołano komisję przetargową do wyłonienia nowej firmy projektowej dla odcinka południowego. Umowa z dotychczasowym wykonawcą została wydłużona na przygotowanie dokumentacji projektowej dla odcinka północnego maksymalnie do 36 miesięcy (do 18 czerwca 2018 r.) oraz nadzoru autorskiego maksymalnie do 68 miesięcy (do 18 sierpnia 2020 r.) od daty zawarcia pierwotnej umowy. Odstąpiono od umowy w zakresie od odcinka startowego GIPL w Rembelszczyźnie do wejścia gazociągu na teren ZZU[47] Rudka-Skroda.

Odcinek północny objął trasę od ZZU Rudka-Skroda do granicy Polski z Litwą o długości ok. 185 km z trzema zadaniami realizacyjnymi, tj. nr 1: ZZU Rudka Skroda–ZZU Konopki (ok. 61 km), nr 2: ZZU Konopki–ZZU Kuków (ok. 77 km) i nr 3: ZZU Kuków – granica PL-LT (ok. 47 km).

Odcinek południowy objął inwestycję od TG Hołowczyce do ZZU Rudka-Skroda o długości ok. 158 km, który podzielono na dwa zadania realizacyjne, tj. nr 1: TG Hołowczyce do granicy woj. podlaskiego/Gnaty–Soczewka (ok. 72,5 km) i nr 2: granica woj. podlaskiego/Gnaty–Soczewka–ZZU Rudka-Skroda (ok. 84,7 km).

Umowa na wykonanie kompletnej dokumentacji projektowej wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz na pełnienie nadzoru autorskiego dla odcinka południowego GIPL została w dniu 12 stycznia 2018 r. zawarta z biurem projektowym wyłonionym w drodze przetargu przeprowadzonego w 2017 r.

Gaz-System regularnie dokonywał przeglądu stanu zawansowania prac projektowych, w tym przeprowadzał kontrole w siedzibie firm projektowych. W szczególności kilkukrotnie identyfikował zagrożenia wynikające z opóźnień w pracach projektowych dla odcinka północnego – ostatecznie projekt wykonawczy po kierowanych monitach, uzupełnieniach, korektach został przyjęty w dniu 1 lipca 2019 r. Dla części południowej projekt wykonawczy odebrano 28 listopada 2019 r. Wykonawcy dokumentacji projektowej dla obu odcinków GIPL m.in. uzyskali niezbędne decyzje: o środowiskowych uwarunkowaniach, decyzje lokalizacyjne, decyzje zatwierdzające projekty robót geologicznych dla poszczególnych województw oraz wykonali zaplanowane prace geologiczne.

Wybór wykonawców i dostawców

Umowy o generalną realizację inwestycji zostały zawarte z WRB na poszczególnych pięciu odcinkach GIPL po przeprowadzeniu (w latach 2019–2020) dwóch przetargów nieograniczonych oraz po zakończeniu procedur odwoławczych. Umowy z WRB zostały podpisane w 2020 r.: w marcu (zadanie nr 3/płn.), w kwietniu (zadanie nr 2/płn.), w maju (zadanie nr 1/płn.) oraz pod koniec lipca (zadanie nr 1 i 2/płd.). Określone w umowach z WRB maksymalne terminy realizacji inwestycji, licząc od dnia zawarcia danej umowy, wynosiły 24 bądź 26 miesięcy, natomiast terminy odbiorów: technicznego – 20 miesięcy i odbioru eksploatacyjnego – 23 miesiące. W związku z powyższymi postanowieniami realizacja budowy GIPL na poszczególnych odcinkach – według stanu na koniec sierpnia 2021 r. – powinna zakończyć się najpóźniej w okresie maj – lipiec 2022 r.[48]

[47] ZZU: Zespół Zaporowo-Upustowy.

[48] Umowa na realizację zadania 2 na odcinku płd. zawiera regulację, że zamawiający może przedłużyć terminy odbioru eksploatacyjnego lub odbioru końcowego maksymalnie o 6 miesięcy (do 29 stycznia 2023 r.).

Dostawy inwestorskie na rury przewodowe, armaturę gazową (zasuwy klinowe i zawory kulowe) oraz elementy kształtowe (zwężki, trójniki i łuki gięte indukcyjnie) do zakończenia kontroli były realizowane na podstawie ponad 20 umów (ramowych i wykonawczych) zawartych przez Gaz-System w drodze zamówień publicznych w latach 2019–2020, a następnie umów o charakterze uzupełniającym.

Niewielkie opóźnienia budowy gazociągu

Realizacja inwestycji przez WRB odbywała się w poszczególnych pięciu zadaniach na podstawie harmonogramów bazowych, uzgodnionych z wykonawcami nadzoru inwestycyjnego i zatwierdzonych przez Gaz-System na podstawie umów o generalną realizację inwestycji. Według stanu na 31 lipca 2021 r. poziom zaawansowania rzeczowego programu GIPL, według wartości wypracowanej, wyniósł 76,44% wartości kosztu bazowego. Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej wynosiło -4,35% wartości planowanej programu GIPL i uległo poprawie, tj. zmniejszyło się o 0,15 punktu procentowego w stosunku do stanu na koniec czerwca 2021 r. Projekty w poszczególnych zadaniach nie miały odchyleń w zakresie kosztu.

Dwa zadania – nr 1 na odcinku północnym i nr 1 na odcinku południowym – wykazywały wyprzedzenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej[49]. W zadaniu nr 1 na odcinku północnym zakończono prace na odcinku liniowym i rekultywację terenów, trwały prace instalacyjne i ogólnobudowlane oraz przekazywanie nieruchomości właścicielom. Nieznaczne odchylenie postępu prac od przyjętego planu (w zakresie prefabrykacji układów technologicznych i montażu na ZZU Rudka Skroda) odnotowano w związku z opóźnionymi dostawami inwestorskimi w zakresie kształtek. W zadaniu nr 1 na odcinku południowym w lipcu 2021 r. zakończono spawanie liniowe, wykonanie wykopu i układki, z wyprzedzeniem realizowano zasypanie gazociągu i rekultywację terenów. Podjęto przygotowania do rozpoczęcia prób ciśnieniowych gazociągu.

Pozostałe trzy z pięciu zadań: nr 2 i nr 3 na odcinku północnym oraz zadanie nr 2 na odcinku południowym notowały ujemne odchylenia wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej.

Poziom rzeczowego zaawansowania zadania nr 2 na odcinku północnym na koniec lipca 2021 r. wynosił 83,41%. Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej zmniejszyło się z poziomu -23,74% według stanu na koniec lutego 2021 r. do stanu: -8,44% na koniec lipca 2021 r. Opóźnienie wynikało przede wszystkim z późniejszego niż planowano rozpoczęcia spawania liniowego oraz wykopów, co miało następnie wpływ na tempo realizacji układki gazociągu. Niemożność „potokowej" realizacji prac była spowodowana odmową udostępnienia 39 nieruchomości przez ich właścicieli, w wyniku czego nastąpiła konieczność wszczęcia procedury administracyjnej w celu uzyskania dostępu działek do prowadzenia inwestycji na mocy decyzji lokalizacyjnej. Wobec zaistniałych okoliczności zostały wprowadzone korekty kolejności spawania liniowego poszczególnych odcinków realizacyjnych. Według stanu na koniec lipca 2021 r. zakończono spawanie liniowe, przewierty, przeciski, mikrotunele. Zaawansowanie izolacji spoin, wykopów, układki wyniosło 99%, spawanie montażowe – 95%, zasypka – 97%.

[49] Poziom zaawansowania rzeczowego badany jest metodą *Monitoring Earned Value*.

Poziom rzeczowego zaawansowania zadania nr 3 na odcinku północnym na koniec lipca 2021 r. wynosił 85,6%. Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej wyniosło -6,22% i utrzymało się na podobnym poziomie w stosunku do stanu z końca grudnia 2020 r. (-6%). Spowolnienie inwestycji wynikało przede wszystkim z wystąpienia w I półroczu 2021 r. trudnych warunków pogodowych (po mroźnej zimie w I kwartale nastąpiły roztopy; na części odcinków gruntów nienośnych wystąpiły miejscowe zalania, w których woda utrzymywała się do czerwca – w efekcie nie mogły być realizowane prace na wcześniej planowanych odcinkach). Miały miejsce również opóźnienia dostaw inwestorskich wynikające z pandemii COVID-19. Przyczyny te wpłynęły na tempo realizacji układki, która w powyższym okresie była o ponad 40% niższa od planowanej. W wyniku monitów kierowanych przez Gaz-System, WRB wprowadził pracę w dwóch grupach układkowych oraz zastosował równoległą pracę na dwóch obiektach, a następnie uruchomił trzecią grupę układkową. Według stanu na koniec lipca 2021 r. do zrealizowania pozostały odcinki gruntów nienośnych, na których wykonywano wzmocnienie podłoża. Na koniec lipca 2021 r. zakończono spawanie liniowe, przewierty i przeciski. Zaawansowanie innych prac budowlanych wyniosło: wykopy – 99%, izolacja spoin oraz układka – 97%, zasypka – 90%. W lipcu 2021 r. rozpoczęto przygotowania do wykonania w kolejnych miesiącach hydraulicznych prób wytrzymałości i szczelności gazociągu.

Poziom rzeczowego zaawansowania zadania nr 2 na odcinku południowym na koniec lipca 2021 r. wynosił 74,45%. Odchylenie wykonania wyniosło -6,43% i uległo poprawie w stosunku do stanu sprzed miesiąca (-8,12%). Główne opóźnienia WRB, będące konsekwencją wystąpienia bardzo trudnych warunków pogodowych (w I kwartale 2021 r.), dotyczyły układki gazociągu, w tym przy wykorzystaniu metod bezwykopowych przy wykonaniu otworu wiertniczego wraz z ułożeniem rurociągu przez rzeki Narew i Brok. Występowały także opóźnienia dostaw rur oraz łuków wynikające z pandemii COVID-19 (1–2 miesiące). W wyniku monitów kierowanych przez Gaz-System WRB podjął działania zaradcze. W lutym 2021 r. na budowę wprowadzono firmę podwykonawczą, która swoim zakresem prac rozwinęła drugi front robót (w tym metody bezwykopowe). W kwietniu i maju 2021 r. wprowadzono trzecią i czwartą grupę układkową wraz ze spawaniem montażowym. Od maja do lipca 2021 r. na budowę zostało wprowadzonych czterech dodatkowych podwykonawców na wykonanie przekroczeń bezwykopowych. Według stanu na koniec lipca 2021 r. zakończono spawanie liniowe oraz wykonano przekroczenia bezwykopowe. Zaawansowanie prac budowlanych wyniosło: izolacja styków i wykopy – 91%, układka – 90%, zasypka – 79%.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. czterej WRB deklarowali zakończenie realizacji prac w uzgodnionych terminach. W odniesieniu do zadania nr 2 na odcinku północnym WRB zgłosił w lipcu 2021 r. wniosek o przesunięcie terminów realizacji inwestycji, który został odrzucony przez Gaz-System.

Wydłużony termin prac w TG Hołowczyce

Umowa na dostosowanie TG Hołowczyce II do pracy przy ciśnieniu 8,4 MPa (zwiększenie z 5,5 MPa) została zawarta 19 marca 2021 r. po wcześniejszym unieważnieniu dwóch przetargów nieograniczonych (w czerwcu i październiku 2020 r.), z uwagi na przekroczenie, w ofertach niepodlegających odrzuceniu, ceny jaką Gaz-System zamierzał przeznaczyć na sfinansowanie zamówienia.

Według stanu na koniec lipca 2021 r. projekt znajdował się w początkowej fazie realizacji – poziom zaawansowania rzeczowego według wartości wypracowanej wynosił 13,73% wartości kosztu bazowego. Odchylenie wykonania rzeczowego do wartości planowanej wyniosło +0,51% i poprawiło się w stosunku do stanu na koniec czerwca 2021 r. W sierpniu 2021 r. zidentyfikowano problem wymagający zawarcia aneksu do umowy z WRB i wydłużenia planowanego terminu zakończenia projektu do 19 października 2022 r. Wskazano, że wyłączenie TG Hołowczyce II na czas demontażu rur w celu wybudowania nowych będzie możliwe dopiero wówczas, gdy w TG Hołowczyce I zakończą się przeprowadzane prace remontowe. W związku z brakiem możliwości wyłączenia TG Hołowczyce II w okresie zimowym[50] przyjęto dwuetapową realizację zadania: pierwszy etap w zakresie prac bezinwazyjnych oraz drugi etap uwarunkowany przestojem instalacji, związany z wymianą orurowania na terenie tej tłoczni. Według stanu na 24 września 2021 r. termin realizacji dostosowania TG Hołowczyce II do tłoczenia gazu o ciśnieniu 8,4 MPa był przedmiotem uzgadniania aneksu do umowy z WRB w celu zmiany podejścia realizacyjnego i wydłużenia terminu zakończenia projektu do 19 października 2022 r.

Gazociąg międzysystemowy Polska–Słowacja (GIPL)

Celem projektu jest budowa nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. Gazociąg połączy węzeł gazu w Strachocinie (województwo podkarpackie) ze słowacką tłocznią gazu w miejscowości Veľké Kapušany. Stronami projektu są Gaz-System i Eustream a.s. – słowacki operator systemu przesyłowego. Długość całego połączenia, po stronie polskiej i słowackiej, wyniesie ok. 165 km, w tym ok. 61 km w Polsce. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Przepustowość w kierunku Polski wyniesie 5,7 mld m^3 rocznie, w kierunku Słowacji 4,7 mld m^3 rocznie. Po stronie polskiej powstanie gazociąg Strachocina–Granica RP wraz z tłocznią gazu w Strachocinie.

Infografika nr 4
Gazociąg Polska–Słowacja

Źródło: OGP Gaz-System SA.

[50] Pierwotnie przewidywano okres wyłączenia TG Hołowczyce II na okres od końca sierpnia 2021 r. do czerwca 2022 r.

Harmonogram realizacji gazociągu Polska–Słowacja

W kwietniu 2018 r. została zawarta umowa Connection Agreement pomiędzy Gaz-Systemem a spółką Eustream a.s., której przedmiotem jest określenie zasad realizacji międzysystemowego połączenia gazowego Polska–Słowacja, współpracy stron w ramach projektu, oferowania przepustowości uzyskanych w wyniku realizacji projektu, harmonogramu realizacji, współpracy i odpowiedzialności w przypadku opóźnienia w jego realizacji oraz odpowiedzialności w przypadku niezrealizowania obowiązków określonych w umowie do 31 grudnia 2025 r. Harmonogram ujęty w umowie zakładał rozpoczęcie fazy projektowania inwestycji oraz uzyskiwania pozwoleń administracyjnych do realizacji w okresie od września 2014 r. do sierpnia 2018 r., natomiast faza budowy została zaplanowana na okres od maja 2018 r. do listopada 2022 r.

Według harmonogramu realizacji inwestycji wynikającego z umowy z wykonawcą robót budowlanych, zawartej 19 lipca 2019 r., zatwierdzonego przez Gaz-System 10 września 2019 r., termin umowny realizacji inwestycji został wyznaczony na 18 lutego 2022 r. (31 miesięcy). Wejście w fazę odbiorów końcowych zaplanowano w drugim półroczu 2021 r., w tym uzyskanie pozwolenia na użytkowanie do 30 listopada 2021 r. oraz termin odbioru końcowego do dnia 17 grudnia 2021 r. (29 miesięcy). Według stanu na dzień 23 sierpnia 2021 r. harmonogram ten nie podlegał zmianom. Harmonogram został przygotowany zgodnie z warunkami umowy z wykonawcą robót budowlanych. Harmonogram uwzględniał poszczególne etapy realizacji inwestycji począwszy od fazy opracowywania dokumentacji jakościowej do odbiorów technicznych i przekazania do użytkowania. Układ harmonogramu obejmował kilka poziomów szczegółowości dla poszczególnych odcinków i zakresu wykonywanych prac, w tym: sporządzenie dokumentów budowy, rozpoczęcie budowy, dostarczenie materiałów, przygotowanie terenu budowy, obsługę archeologiczną i saperską, wykonanie konstrukcji zabezpieczenia osuwisk i terenów zagrożonych ruchami masowymi, prace spawalnicze, wykonanie układki i zasypanie gazociągu, wykonanie przewiertów i przecisków, wykonanie prób hydraulicznych, wykonanie obiektów kubaturowych, rekultywację terenu, ułożenie rurociągu kablowego i wykonanie linii światłowodowej, uruchomienie systemu ochrony katodowej, wykonanie dróg leśnych, przeprowadzenie odbioru technicznego, uzyskanie pozwolenia na użytkowanie, przeprowadzenie rozruchu i przekazanie gazociągu do eksploatacji, zakończenie budowy, uruchomienie prac Komisji Odbioru Końcowego.

Opóźnione uzyskanie ostatecznego pozwolenia na budowę

Opracowanie kompletnej dokumentacji projektowej (w tym opracowanie projektu budowlanego, uzyskanie wymaganych prawem opinii, uzgodnień, sprawdzeń, oświadczeń, pozwoleń, zezwoleń i zgód dla inwestycji, opracowanie projektu wykonawczego, opracowanie projektu wykonawczego i projektów branżowych, opracowanie kosztorysu inwestorskiego, opracowanie dokumentacji niezbędnej do uzyskania uzgodnienia z Urzędem Dozoru Technicznego) oraz sprawowanie nadzoru autorskiego nad realizacją budowy połączenia gazowego Polska–Słowacja było przedmiotem umowy z projektantem z dnia 16 kwietnia 2015 r. Termin uzyskania pozwolenia na budowę ustanowiono na 23 miesiące od dnia jej zawarcia. Wykonawca został wyłoniony w drodze przetargu ograniczonego. Gaz-System

uzyskał ostatecznie niezbędne decyzje o ustaleniu lokalizacji, decyzje środowiskowe oraz pozwolenie na budowę w 2019 r. W 2019 r. ze względu na odwołania od decyzji o lokalizacji inwestycji dokonano zmiany przebiegu trasy gazociągu na sześciu odcinkach. Konieczne było uzyskanie decyzji administracyjnych dla zmienionego przebiegu trasy. Decyzja o pozwoleniu na budowę dla zmienionej trasy stała się ostateczna 19 grudnia 2019 r.

Zgodny z przepisami wybór wykonawców i dostawców

Umowa na wykonanie robót budowlanych dla zadania inwestycyjnego pn. „Budowa międzysystemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Republiki Słowackiej wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi – gazociąg Strachocina–Granica RP" została zawarta 19 lipca 2019 r. Wykonawca został wyłoniony w trybie przetargu nieograniczonego. Umowa była siedmiokrotnie aneksowana w związku z wystąpieniem konieczności wykonania robót dodatkowych i zamiennych.

Usługi związane z pełnieniem funkcji nadzoru inwestorskiego (budowlanego nadzoru inwestorskiego, przyrodniczego i zarządzania realizacją inwestycji) powierzono wyspecjalizowanej spółce, wybranej w trybie przetargu nieograniczonego, na podstawie umowy z 18 kwietnia 2019 r.

We wszystkich kluczowych umowach z wykonawcami uwzględnione były klauzule dotyczące obowiązków stron umowy, zapewnienia jakości, sposobu obliczania wynagrodzenia, zasad poufności, zabezpieczenia należytego wykonania umowy, zasad komunikacji z inwestorem, a także zasady raportowania, terminy wykonania zadań, gwarancje, ubezpieczenia, warunki rozwiązania i zmian umowy oraz zasady korzystania z pracy podwykonawców.

W zakresie dostaw inwestorskich zawarto dziewięć umów z czterema wykonawcami. Przedmiotem tych umów były dostawy rur, łuków rurowych o różnych stopniach zakrzywienia, armatura gazowa wraz z serwisem i nadzorem. W umowach określono parametry jakościowe przedmiotów umowy, wynagrodzenie wykonawców, terminy i miejsca dostaw, gwarancje, kary umowne.

Niewielkie opóźnienie budowy polskiego odcinka gazociągu

Według stanu na koniec sierpnia 2021 r. poziom zaawansowania rzeczowego gazociągu Polska–Słowacja, według wartości wypracowanej, wynosił 87,34% wartości kosztu bazowego. Odchylenie wykonania rzeczowego w stosunku do wartości planowanej wynosiło -7,3% wartości planowanej i uległo poprawie w stosunku do okresu wcześniejszego.

W początkowym okresie realizacji inwestycji nastąpiła konieczność uzyskania decyzji administracyjnych oraz wykonania zmian projektu budowlanego w związku ze zmianą przebiegu gazociągu na niektórych odcinkach i wykorzystaniem tras alternatywnych. Przyczyną zmian była konieczność optymalizacji przebiegu gazociągu w obszarach osuwiskowych, protesty społeczne części właścicieli gruntów oraz uwarunkowania techniczno-ekonomiczne. Zaprojektowano sześć odcinków zamiennych gazociągu wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

Termin umowny realizacji inwestycji został wyznaczony na 18 lutego 2022 r. W drugim półroczu 2021 r. zaplanowano wejście w fazę odbiorów końcowych, w tym uzyskanie pozwolenia na użytkowanie do 30 listopada 2021 r.

oraz termin odbioru końcowego do dnia 17 grudnia 2021 r. W lutym 2021 r. wykonawca robót budowlanych złożył dokumenty do zawarcia aneksu przesuwającego termin zakończenia prac na 15 czerwca 2022 r., tj. o cztery miesiące. Opóźnienie robót budowlanych występowało w całym okresie realizacji inwestycji. W lipcu 2020 r. opóźnienie robót na niektórych odcinkach sięgało ok. 52 tygodni, natomiast w kwietniu 2021 r. zostało zmniejszone do ok. 35 tygodni. Opóźnienia wynikały z problemów z: przekazaniem placu budowy, warunkami geologicznymi i atmosferycznymi, rozbieżnością z dokumentacją projektową i kolizjami gazociągu z inną infrastrukturą, zmiennością warunków hydrologicznych, znaleziskami archeologicznymi, realizacją dostaw, brakiem odpowiedniej logistyki oraz koordynacji robót wykonawcy i podwykonawców, ograniczeniami możliwości pracy dostawców i podwykonawców wynikającymi z przeciwdziałania rozprzestrzeniania się COVID-19; problemami finansowymi podwykonawców i wykonawców. Ze względu na nieprzewidziane okoliczności, które wystąpiły w trakcie prowadzenia robót budowlanych, według stanu na 23 sierpnia 2021 r., wystawiono łącznie 52 protokoły konieczności na roboty dodatkowe i/lub zamienne, które wynikały głównie (62%) z rozbieżności projektu wstępnego i wykonawczego oraz warunków geologicznych.

Gaz-System podjął działania mające na celu intensyfikację prac i dotrzymanie terminów umownych. Wykonawca robót był wzywany do przedłożenia programu naprawczego oraz aktualizacji harmonogramu bazowego, a także niezbędnych korekt tych dokumentów. W przypadku opóźnień były podejmowane działania zaradcze, zmieniano kolejność prowadzenia prac na poszczególnych odcinkach, dokonywano przeplanowania załóg. Nadzór budowlany identyfikował problemy i wzywał wykonawcę do podjęcia działań zaradczych oraz realizacji robót zgodnie z umową. Wykonawca nadzoru budowlanego na bieżąco monitorował przebieg robót i ich zgodność z projektem budowlanym oraz harmonogramem, raportował i zatwierdzał dokumenty sporządzane przez wykonawcę robót budowlanych. Działania te przynosiły oczekiwany rezultat. W dniu 3 sierpnia 2021 r. wykonano połączenie polskiego i słowackiego odcinka gazociągu (w harmonogramie ujętym w Connection Agreement zaplanowane do realizacji w 2022 r.). Według stanu na połowę września 2021 r. realizacja inwestycji po stronie polskiej była w fazie końcowej, roboty zasadnicze zostały zakończone, teren budowy został częściowo zrekultywowany i wdrażany był proces odszkodowawczy dotyczący gruntów. Odbiór techniczny rozpoczął się 22 września 2021 r. a zakończenie przewidywane było do 6 października 2021 r. Oznaczało to wyprzedzenie harmonogramu bazowego o ok. jeden miesiąc. Faza odbiorów przebiegała zgodnie z planem. Gaz-System zaplanował, że uruchomienie przesyłu gazu nowym połączeniem nastąpi w IV kwartale 2022 r., tj. po rozpoczęciu nowego roku gazowego.

Opóźnienia budowy gazociągu po stronie słowackiej

W trakcie realizacji projektu Gaz-System pozostawał w stałym kontakcie z Eustream, wynikającym z wypracowanych sposobów komunikacji. Przebieg realizacji inwestycji po stronie słowackiej do sierpnia 2021 r. nie odbiegał od zakładanych harmonogramów. Roboty po stronie słowackiej znajdowały się w zaawansowanej fazie. Problemy zagrażające terminowej realizacji gazociągu po stronie słowackiej wystąpiły w sierpniu 2021 r.,

ponieważ wykonawca robót zaprzestał realizacji projektu. Po ustaleniach z Gaz-Systemem, Eustream wprowadził zmianę terminu zakończenia inwestycji do dnia 31 października 2022 r. Dokonano także zmiany harmonogramu. Wykonawca robót budowlanych na Słowacji wznowił prace 19 sierpnia 2021 r.

4.2. Nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych

Prawidłowy nadzór ministra nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz

Minister właściwy do spraw energii prawidłowo realizował działania mające na celu nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych. W roku 2019 opracowane zostały dokumenty związane z bezpieczeństwem dostaw gazu w zakresie oceny ryzyka, planu działań zapobiegawczych oraz planu działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Minister monitorował potencjalne ryzyka związane z realizacją inwestycji kluczowych, w tym opóźnienia w budowie gazociągu Baltic Pipe lub zagrożenie jego niezrealizowania i wysoki stopień powstania ryzyka wstrzymania w najbliższych latach dostaw gazu z kierunku wschodniego. Na podstawie uzyskanych informacji od operatorów systemu gazowego oraz analiz własnych, uznał że potencjalne ryzyka nie mają wpływu na bezpieczeństwo zaopatrzenia odbiorców w gaz ziemny, a poziom wydobycia krajowego oraz import gazu (z różnych źródeł) w pełni zaspokoi zakładane zapotrzebowanie. W latach 2018–2021 minister właściwy do spraw energii rzetelnie i terminowo sporządzał sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Terminowo i rzetelnie opracowane dokumenty strategiczne

Minister właściwy do spraw energii – jako organ właściwy zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938[51] w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – sporządził (na podstawie art. 8 rozporządzenia) dokumenty o charakterze planistyczno-strategicznym, takie jak:

- *Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski*[52]. Sporządzony w 2019 r. dokument zawiera m.in. opis i charakterystykę krajowego systemu gazowego, określenie wskaźników i zdolności technicznej infrastruktury gazowniczej, identyfikację ryzyk politycznych, technologicznych, rynkowych i społecznych, wraz z analizą potencjalnych scenariuszy związanych z wystąpieniem zakłóceń w dostawach lub powstaniem awarii.

  Wyniki zawartych w tym dokumencie analiz, przygotowanych we współpracy z operatorem systemu przesyłowego gazowego, wskazują, że w większości z przyjętych scenariuszy istnieje możliwość pełnego pokrycia zapotrzebowania wszystkich odbiorców w przykładowej dobie szczy-

[51] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L 280 z 28.10.2017, str. 1) – dalej także rozporządzenie 2017/1938.

[52] Dalej także: *Ocena ryzyka*.

towego zapotrzebowania lub w krótkim okresie trwania zakłóceń. Jednocześnie wyeksponowana została potencjalna możliwość braku zbilansowania zapotrzebowania na gaz ziemny, zwłaszcza w sytuacji przedłużającego się okresu trwania zakłóceń, pomimo zastosowania wszelkich dostępnych środków (rynkowych i nierynkowych) zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej.

Z analizowanych w *Ocenie ryzyka* scenariuszy (przedstawionych w Podsumowaniu krajowej oceny ryzyka), wynika, że w przypadku potencjalnej sytuacji kryzysowej (zakłóceń w dostawach, wstrzymania dostaw gazu z kierunku wschodniego przez wszystkie punkty wejścia, awarii infrastruktury) kluczowe dla poprawy sytuacji bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego będzie m.in. zakończenie realizacji inwestycji w zakresie budowy lub rozbudowy połączeń międzysystemowych, terminali LNG oraz rozbudowy systemu przesyłowego.

Do elementów zwiększających odporność systemu krajowego na nadzwyczajne zakłócenia i ewentualne niedobory dostaw gazu ziemnego, zaliczyć należy w szczególności dywersyfikację dostaw oraz dalszą integrację systemu gazowego z systemami innych państw.

– *Plan działań zapobiegawczych* (z 2019 r.) zawierający m.in. opis regionalnego i krajowego systemu gazowego, ocenę ryzyka, standardy w zakresie infrastruktury, rynkowe i nierynkowe środki zapewniające bezpieczeństwo dostaw oraz obowiązki świadczenia usług użyteczności publicznej. Z wykonanych analiz wynikało, że polski system gazowy jest wrażliwy na całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego w sytuacji wystąpienia nadzwyczajnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny (występującego statystycznie raz na 20 lat) do czasu zakończenia budowy infrastruktury dywersyfikującej źródła dostaw gazu do Polski. Na zwiększenie możliwości eliminacji skutków ewentualnego wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego wpływ będzie miało zakończenie budowy dwukierunkowych połączeń międzysystemowych (Polski z Litwą, Słowacją, Ukrainą i Czechami), zakończenie budowy gazociągu Baltic Pipe, rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, budowa pływającego terminalu regazyfikacyjnego w Zatoce Gdańskiej i dalsza integracja polskiego systemu gazowego z systemami innych krajów.

  Do rynkowych środków zapobiegawczych, zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego po stronie podażowej, zaliczono m.in.: zwiększenie elastyczności produkcji (w ograniczonym stopniu realizacji), w tym przekierowanie gazu zaazotowanego do odazotowni w celu zwiększenia produkcji gazu ziemnego wysokometanowego, zwiększenie elastyczności importu (poprzez tryb odwróconego przepływu przy wykorzystaniu punktu wejścia Mallnow na granicy z Niemcami), komercyjne magazynowanie gazu ziemnego w podziemnych magazynach, zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, dywersyfikację źródeł i dróg dostaw gazu, stosowanie umów na dostawy gazu zarówno krótko- jak i długoterminowych, rozbudowę infrastruktury głównie w zakresie połączeń międzysystemowych oraz budowę gazociągu Baltic Pipe.

Do pozarynkowych środków zapobiegawczych zaliczono m.in. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego czy też ograniczenia w poborze gazu ziemnego (nie obejmujące dostaw do gospodarstw domowych).

– *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* (z 2019 r.) przedstawiał środki i procedury postępowania, w tym schematy obiegu informacji i działań podejmowanych w celu ograniczenia lub usunięcia skutków zakłóceń w dostawach gazu ziemnego oraz zapobiegania zakłóceniom dostaw w poszczególnych stanach kryzysowych.

Dokumentem komplementarnym do *Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* była *Instrukcja powiadamiania w sytuacjach kryzysowych w zakresie dostaw gazu ziemnego do Polski*, stanowiąca praktyczne zestawienie najważniejszych zdarzeń mogących mieć wpływ na bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego oraz danych kontaktowych osób do których powinny trafić informacje o materializacji takiego zdarzenia. Celem opracowania *Instrukcji* było zapewnienie sprawnego monitorowania bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego oraz umożliwienie szybkiego reagowania na ewentualne kryzysy przez właściwe organy administracji dzięki sprawnemu przepływowi informacji.

Ocena ryzyka, *Plan działań zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*, zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/1938, podlegają aktualizacji co cztery lata, chyba że okoliczności wymagają częstszych aktualizacji. W opinii Ministra Klimatu i Środowiska w okresie objętym kontrolą, na podstawie informacji otrzymywanych od operatora systemu przesyłowego gazowego w zakresie przygotowania systemu gazowego do sezonu zimowego oraz na podstawie informacji o realizacji kluczowych inwestycji infrastrukturalnych, nie stwierdzono okoliczności, które uzasadniałyby konieczność ponownego opracowania ww. dokumentów. Okoliczność taka będzie miała miejsce po 2022 r., czyli po oddaniu do użytku nowej infrastruktury dywersyfikacyjnej, co wpisuje się w konieczność przygotowania nowych dokumentów w 2023 r.

Uzupełnieniem do powyższych dokumentów są działania podejmowane przez *Europejską Sieć Operatorów Przesyłowych Gazu* (ENTSOG), która we współpracy z krajowymi operatorami systemów przesyłowych, przygotowuje dwa razy w roku analizę wytrzymałości systemu na zakłócenia dostaw gazu spoza UE. Jest ona omawiana przez *Grupę Koordynacyjną ds. Gazu*[53] w celu przygotowania systemu (w ujęciu krajowym, jak i regionalnym) na ewentualne zakłócenia w dostawach gazu.

Zespół ds. zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa

W opinii Ministra Klimatu i Środowiska, istotnym elementem realizacji nadzoru nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych było powołanie[54] *Zespołu do spraw zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa*, którego celem było zapewnienie stałego forum dla dysku-

[53] Grupa ta, zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938 funkcjonuje na poziomie Unii Europejskiej i stanowi forum wymiany informacji o wydarzeniach, które mogą mieć potencjalny wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego w poszczególnych państwach członkowskich oraz podejmowanych działaniach w tym zakresie.

[54] Zespół powołany zarządzeniem Ministra Klimatu z dnia 26 marca 2020 r. (Dz. Urz. Ministra Klimatu poz. 18), kontynuuje prace przy Ministrze Klimatu i Środowiska.

sji i wymiany poglądów w sprawie kluczowych aspektów funkcjonowania sieci i rynku gazu ziemnego, jak również zapewnienia koordynacji pomiędzy organami administracji w tym zakresie. Stałymi członkami *Zespołu* są przedstawiciele Ministra Aktywów Państwowych, Dyrektora Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Prezesa Agencji Rezerw Materiałowych oraz Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego. Dzięki szerokiej reprezentacji kluczowych dla bezpieczeństwa energetycznego państwa organów administracji publicznej *Zespół* posiada odpowiednie kompetencje dla planowania, inicjowania i koordynowania działań służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działań zaradczych i interwencyjnych w sytuacji zagrożenia tego bezpieczeństwa. W sytuacjach szczególnie złożonych, w celu przyjęcia rozwiązań najbardziej optymalnych z punktu widzenia systemu gazowego, na spotkania *Zespołu* zapraszani są eksperci z innych organizacji – przedstawiciele m.in. operatorów infrastruktury krytycznej, przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie objętym pracami *Zespołu*, innych organów administracji rządowej i samorządowej i komórek organizacyjnych Ministerstwa.

Uzupełnieniem działań ministra właściwego do spraw energii w ramach ww. *Zespołu* było uzyskiwanie od Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej[55] okresowych informacji dotyczących postępu w realizacji inwestycji dywersyfikacyjnych, w tym przede wszystkim gazociągu Baltic Pipe i Terminalu LNG, oraz rozbudowy systemu gazowego mającej na celu zapewnienie odpowiedniej przepustowości w krajowym systemie.

Dodatkowym forum pozyskiwania i wymiany informacji był udział w posiedzeniach *Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej*. W okresie objętym kontrolą, minister właściwy do spraw energii, reprezentowany przez właściwego podsekretarza stanu lub członka dyrekcji departamentu właściwego merytorycznie, siedmiokrotnie[56] uczestniczył w spotkaniach tego Zespołu. Jednym z poruszanych tematów był stan prac nad gazociągiem Baltic Pipe. Według wyjaśnień[57] Ministra Klimatu i Środowiska, z uwagi na wnioski ze spotkania tego Zespołu w grudniu 2020 r. nie było konieczności dodatkowego omawiania tego zagadnienia na posiedzeniu *Zespołu ds. zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa*.

Brak zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu po roku 2022

W ocenie Ministra Klimatu i Środowiska, na podstawie dostępnych informacji, brak jest zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, w tym dostaw po roku 2022. Stanowisko takie potwierdza zarówno opracowana przez ministra właściwego do spraw energii *Ocena ryzyka*, jak również sprawny postęp w realizacji kluczowych inwestycji gazowych o charakterze transgranicznym. Budowane obecnie zdolności przesyłowe z różnych kierunków zapewnią odpowiednie zdolności importowe, nawet

[55] Pełnomocnik ten sprawuje nadzór nad operatorem systemu przesyłowego gazowego, który odpowiedzialny jest za realizację inwestycji.

[56] Po trzy spotkania w roku 2018 i 2019 oraz jedno w 2020 r.

[57] Pismo Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 sierpnia 2021 r.

w razie jakichkolwiek opóźnień w oddaniu któregoś z tych projektów lub odcinków projektu. Zgodnie z dostępnymi danymi, istniejące i nowe przepustowości na wejściach do systemu polskiego pozwalają na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, nawet w przypadku całkowitego wyłączenia jednego z punktów wejścia, tj. np. bez elementu infrastruktury takiego jak Baltic Pipe. Zgodnie z danymi technicznymi tych połączeń Polska będzie dysponowała mocami na poziomie niemal 28 mld m^3 w ujęciu rocznym, przy spodziewanym zapotrzebowaniu w 2023 roku na poziomie 19,3 mld m^3.

W ocenie Ministra Klimatu i Środowiska nie występowała potrzeba opracowania planu awaryjnego zaopatrzenia w gaz w roku 2023 bez uwzględnienia dostaw z Baltic Pipe. Brak opracowania takiego planu wynikał przede wszystkim z braku realnego zagrożenia dla realizacji gazociągu Baltic Pipe. Ponadto, nawet w przypadku braku pełnej przepustowości gazociągu Baltic Pipe w 2023 roku, istniejące moce dostaw do Polski będą wystarczające dla zapewnienia pełnego pokrycia zapotrzebowania na gaz, wyłączając dostawy z obecnego kontraktu jamalskiego. Wydarzenia[58], które miały miejsce w czerwcu 2021 r. mogą mieć wpływ na termin oddania pełnych mocy infrastruktury towarzyszącej gazociągu po stronie duńskiej, niemniej na podstawie informacji otrzymywanych od OGP Gaz System SA oraz Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, brak było konieczności dla opracowania planów awaryjnych w tym względzie.

Istniejące i planowane połączenia międzysystemowe oraz terminal LNG pozwolą na zagwarantowanie mocy importowych (35,9 mld m^3/rok w 2023 r. i 38–42 mld m^3/rok po 2023 r.) wystarczających dla zaspokojenia zapotrzebowania Polski na gaz ziemny po 2022 r.

W opinii Ministra Klimatu i Środowiska wyrazem aktywnego podejścia do kwestii zapotrzebowania na paliwa gazowe w gospodarce są kolejne inwestycje w rozwój infrastruktury dywersyfikacyjnej wykraczające poza horyzont lat 2022–2023. W szczególności jest to budowa pływającego terminalu regazyfikacyjnego (FSRU) w Zatoce Gdańskiej, która odpowiada na rosnący popyt na gaz ziemny.

W celu zwiększenia efektywności nadzoru nad bezpieczeństwem paliwowym państwa poprzez zapewnienie aktualnych informacji dla członków kierownictwa Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Departament Elektroenergetyki i Gazu opracowuje, przy wykorzystaniu badań statystycznych prowadzonych na zamówienie ministra właściwego do spraw energii przez Agencję Rynku Energii, kwartalne informacje w zakresie sytuacji na rynku gazu ziemnego i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Zdaniem Ministra Klimatu i Środowiska taka praktyka pozwala na bieżąco adresować ewentualne ryzyka w tym zakresie.

Rzetelne sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

W okresie objętym kontrolą minister właściwy do spraw energii przygotował trzy sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych – za rok 2018, 2019 i 2020.

[58] Informacja w sprawie uchylenia decyzji środowiskowej dla realizacji części projektu Baltic Pipe przez organ odwoławczy Duńskiej Agencji Energii.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych sporządzane były terminowo i rzetelnie, zgodnie z obowiązkami wynikającymi z przepisów art. 15b ust. 6–8 ustawy *Prawo energetyczne.* Obowiązki te obejmują ujęcie w sprawozdaniach stosownych wniosków oraz informacji[59], zamieszczenie sprawozdań na stronach internetowych Biuletynu Informacji Publicznej[60] oraz przekazanie[61] ich do Komisji Europejskiej.

W sprawozdaniu za 2020 r. Minister Klimatu i Środowiska przedstawił, iż *sprawozdanie holistycznie odnosi się do stanu polskiego sektora gazu ziemnego, opierając się przy tym na danych zebranych u źródła – organy administracji publicznej, takie jak Minister Klimatu i Środowiska czy Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jak również od spółek działających na rynku gazu ziemnego*. Przy przygotowaniu sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych minister właściwy do spraw energii opiera się zarówno na wiedzy eksperckiej i doświadczeniu pracowników obsługującego go urzędu, innych organów administracji nadzorujących poszczególne aspekty funkcjonowania systemu gazowego (np. Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej), jak również na informacjach uzyskanych od uczestników rynku. Źródłem danych oraz informacji wykorzystywanych przy tworzeniu sprawozdań były przede wszystkim: raport operatora systemu przesyłowego gazowego spółki OGP Gaz-System SA z realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego[62], raport dotyczący przygotowania systemu gazowego do sezonu zimowego[63], miesięczne raporty ww. spółki z realizacji inwestycji kluczowych, informacje przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego (związane z realizacją obowiązku wynikającego z *ustawy o zapasach*), miesięczne raporty Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej z realizacji projektu Baltic Pipe oraz projektu rozbudowy Terminalu LNG, sprawozdania z postępów realizacji projektów będących przedmiotem wspólnotowego zainteresowania (PCI), raporty w sprawie postępu z realizacji Programu przyśpieszania inwestycji w sieć gazową Polski realizowanego przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. w latach 2018–2022, informacje zgromadzone w ramach prowadzonych prac legislacyjnych, badania statystyczne (w tym kwartalne biuletyny statystyczne – Informacja statystyczna o rynku gazu ziemnego w Polsce i trendach na tym

[59] Informacje o których mowa w art. 15b ust. 2 i 6 ustawy *Prawo energetyczne*: w szczególności źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami, stan infrastruktury technicznej sektora gazowego, działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw, przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe oraz planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe paliw gazowych.

[60] Odpowiednio w poszczególnych latach, jedno na stronie www.gov.pl/web/aktywa-państwowe i dwa na stronie bip.mos.gov.pl/energetyka.

[61] Pismo przekazujące z dnia 9 lipca 2019 r., 18 sierpnia 2020 r. i z 10 sierpnia 2021 r.

[62] W szczególności dotyczące zdolności przesyłowych sieci oraz mocy źródeł przyłączonych do tej sieci, jakości i poziomu utrzymania sieci, podejmowanych działań mających na celu pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe, w tym w przypadku wystąpienia przerw w dostarczaniu tych paliw do sieci, sporządzanych planów.

[63] Z uwzględnieniem analizy możliwości zbilansowania szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny i dostaw w warunkach bezawaryjnych.

rynku) Ministra Energii, Ministra Klimatu i Ministra Klimatu i Środowiska prowadzone przez Agencję Rynku Energii oraz bilans zasobów złóż i kopalin w Polsce, opracowany przez Państwowy Instytut Geologiczny.

W podanych w Sprawozdaniu z bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za 2020 r. wnioskach, przedstawiano m.in. informacje, że w nadchodzących latach spodziewany jest wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, który będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego dla polskiej gospodarki. Spodziewany wzrost zapotrzebowania na gaz wynikać będzie przede wszystkim ze wzrostu zapotrzebowania sektora elektroenergetycznego na to paliwo, jak również ze wzrostu zainteresowania odbiorców indywidualnymi źródłami ciepła opartymi na gazie oraz w celu podołania wyzwaniom związanym z transformacją energetyczną. Kluczowe znaczenie będzie miała budowa nowoczesnej krajowej sieci gazowej, jak również infrastruktury importowej. Zasadnym jest ponowna ewaluacja istniejących i planowanych programów rządowych pod względem możliwości wsparcia procesu rozbudowy sieci gazowej oraz przystosowywania jej do transportu biometanu i wodoru. W celu zapewnienia odpowiednich zdolności importowych gazu ziemnego do Polski po wygaśnięciu długoterminowego kontraktu ze spółką Gazprom, celowe jest dalsze intensyfikowanie procesów inwestycyjnych w nową infrastrukturę. Ponadto, celowym jest również kontynuowanie obecnej polityki zmierzającej do zapewnienia pełnej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski.

Na podstawie dokumentów służących do sporządzenia sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, opracowywana jest corocznie informacja o przygotowaniu systemu gazowego do sezonu zimowego, która jest omawiana na posiedzeniach *Zespołu do spraw zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa*.

4.3. Realizacja przez Pełnomocnika ds. SIE zadań dotyczących strategicznej infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego

Prawidłowe działania nadzorcze i wspierające Pełnomocnika ds. SIE

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej rzetelnie wykonywał zadania dotyczące sprawowania nadzoru nad przygotowaniem i wykonaniem inwestycji rozbudowy Terminalu LNG oraz wspierania spółki Gaz-System w działaniach dotyczących realizacji priorytetowych inwestycji służących do odbioru i przesyłu gazu ziemnego, koniecznych dla ich terminowego ukończenia. Rzetelnie przygotowywane były także coroczne sprawozdania z działalności Pełnomocnika. Pełnomocnik ds. SIE rzetelnie wykonywał także zadania związane z kierowaniem pracami Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej.

4.3.1. Nadzór Pełnomocnika ds. SIE nad przygotowaniem i wykonaniem rozbudowy Terminalu LNG

Pełnomocnik ds. SIE wypracował zasady sprawowania nadzoru nad przebiegiem realizacji rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Sprawowanie nadzoru odbywało się poprzez monitorowanie zgodności przebiegu inwestycji z zatwierdzonym *Harmonogramem Skonsolidowanym*, a także w drodze analizy raportów miesięcznych *Programu Rozbudowy Terminalu LNG*.

Zatwierdzenie przez Pełnomocnika ds. SIE *Harmonogramu Skonsolidowanego*

Zgodnie z art. 2. ust. 3 *ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*[64] Gaz-System koordynuje przebieg realizacji inwestycji w zakresie terminalu, w szczególności opracowuje harmonogram przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie terminalu, który następnie po zatwierdzeniu przez Pełnomocnika ds. SIE staje się wiążący dla podmiotów realizujących inwestycje w zakresie terminalu[65].

Pełnomocnik ds. SIE, na podstawie art. 2 ust. 4 *ustawy o terminalu LNG,* zatwierdził opracowany przez Gaz-System harmonogram przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie terminalu, tj. *Programu Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu*[66] (w tym Projektu SCV[67]). Zatwierdzeniu przez Pełnomocnika podlegały dwie wersje harmonogramu:

- *Harmonogram Skonsolidowany Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu* – zatwierdzony przez Pełnomocnika 4 marca 2019 r.[68];
- *Harmonogram Skonsolidowany Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu* – zatwierdzony przez Pełnomocnika 29 września 2020 r.[69]

Pełnomocnik ds. SIE zaakceptował zaproponowany przez Gaz-System model zakładający utworzenie harmonogramu na dwóch poziomach szczegółowości, co dawało elastyczność jeśli chodzi o zawartość informacyjną zarówno dla Gaz-Systemu, jak i inwestorów (pierwotnie – spółki: Polskie LNG SA[70] oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA). Zgodnie z przyjętym podejściem pierwszy poziom, składający się z listy tzw. *Kamieni Milowych Koordynacyjnych*, został przekazany Pełnomocnikowi ds. SIE do zatwierdzenia zgodnie ze *ustawą o terminalu LNG*. Drugi, bardziej szczegółowy poziom Zadań Monitorowanych, będących składowymi poszczególnych *Kamieni Milowych Koordynacyjnych*, odzwierciedlał poziom podlegający nadzorowi przez Gaz-System w roli Koordynatora.

Złożone przez Pełnomocnika ds. SIE uwagi merytoryczne i techniczne do przedstawionej w trybie roboczym pierwszej wersji harmonogramu zostały w całości uwzględnione. Pełnomocnik ds. SIE w dniu 4 marca 2019 r. zatwierdził przedłożony *Harmonogram Skonsolidowany* oraz zwrócił się do Gaz-Systemu, na podstawie art. 2 ust. 7 i art. 3 *ustawy o terminalu LNG*, o przekazywanie raportów dotyczących realizacji *Programu Rozbudowy Terminalu LNG* (*Raporty z realizacji Kamieni Milowych Koordynacyjnych*) niezwłocznie po osiągnięciu wskazanych w harmonogramie kamieni milowych, a w przypadku nieosiągnięcia kamienia milowego w terminie – informacji na temat przyczyn opóźnienia, podjętych działań zaradczych oraz zaktualizowanego terminu osiągnięcia kamienia milowego.

---

64 Dz. U. z 2021 r. poz. 1836. Dalej: *ustawa o terminalu LNG*.

65 Tj. Urząd Morski w Szczecinie, Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA oraz Gaz-System (a do 31 marca 2021 r. także Polskie LNG SA).

66 Dalej: *Program Rozbudowy Terminalu LNG lub PRTLNG*.

67 Projekt SCV – budowa dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej, zwiększającej nominalną moc regazyfikacyjną Terminalu LNG o 50%, do 8,3 mld Nm^3 rocznie.

68 Dalej: *Harmonogram Skonsolidowany*.

69 Dalej: *Harmonogram Skonsolidowany* lub *zaktualizowany Harmonogram Skonsolidowany*.

70 Od 1 kwietnia 2021 r. (po przejęciu Polskiego LNG SA) – Gaz-System.

Aktualizacja *Harmonogramu Skonsolidowanego*

W dniu 24 lutego 2020 r. spółka Polskie LNG podpisała umowę na rozbudowę istniejącej instalacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego o dodatkowe regazyfikatory SCV, natomiast umowa na wykonanie pozostałych komponentów *Programu Rozbudowy Terminalu LNG* została podpisana 24 czerwca 2020 r. Ze względu na krótki okres między wyborem wykonawcy dla Projektu SCV i pozostałych komponentów *PRTLNG*, Pełnomocnik zdecydował, że zatwierdzenie zaktualizowanego *Harmonogramu Skonsolidowanego* zostanie przeprowadzone za jednym razem, po wypracowaniu i uzgodnieniu harmonogramu dla wszystkich komponentów *Programu*.

We wrześniu 2020 r. Pełnomocnik ds. SIE zgłosił uwagi zarówno co do technicznych aspektów harmonogramu, jak i jego struktury, m.in.:

- zwrócił się o włączenie Kamieni Milowych dotyczących montażu mechanicznego do Kamieni Milowych dotyczących prac budowlanych;
- w celu efektywniejszego nadzoru nad Projektem SCV, zasugerował utworzenie osobnego Kamienia Milowego dotyczącego dostaw kluczowych urządzeń w Projekcie SCV;
- poprosił o umieszczenie daty rozpoczęcia zadań dla poszczególnych Kamieni Milowych, a także zwrócił uwagę na potrzebę chronologicznego ułożenia poszczególnych Kamieni.

Wszystkie uwagi Pełnomocnika ds. SIE zostały uwzględnione. Po roboczych uzgodnieniach, Gaz-System pismem z dnia 28 września 2020 r. zwrócił się do Pełnomocnika ds. SIE o zatwierdzenie zaktualizowanego *Harmonogramu Skonsolidowanego Programu Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu*. Oprócz aktualizacji dat zakończenia *Programu*, uwzględniono również zmiany zakresu merytorycznego *Programu*, polegające na usunięciu zadań zaplanowanych w ramach Projektu Kolej, ze względu na wynik przeprowadzonej w 2020 r. procedury Open Season, który nie potwierdził zapotrzebowania na usługi transportu kolejowego LNG, oraz wyszczególnieniu zadań z zakresu Projektu SCV, ze względu na zmianę podejścia realizacyjnego (odrębna umowa na realizację). Gaz-System przedkładając harmonogram zaznaczył, że uzyskał potwierdzenie terminów referencyjnych dla wskazanych Kamieni Milowych bezpośrednio od wykonawcy prac realizacyjnych. W dniu 29 września 2020 r. Pełnomocnik ds. SIE zatwierdził aktualizację *Harmonogramu Skonsolidowanego*.

Monitorowanie przebiegu realizacji PRTLNG

Pełnomocnik ds. SIE analizował przekazywane przez Gaz-System *Raporty z realizacji Kamieni Milowych Koordynacyjnych*, a także raporty miesięczne dotyczące stanu realizacji kluczowych inwestycji, w tym *Programu Rozbudowy Terminalu LNG,* przekazywane na podstawie obowiązujących *Zasad nadzoru właścicielskiego w spółkach z udziałem Skarbu Państwa, w których prawa z akcji wykonuje Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.* Pełnomocnik nie miał zastrzeżeń w zakresie częstotliwości raportowania i rzetelności przedstawianych w raportach danych.

Przedstawiciele Biura Obsługi Pełnomocnika ds. SIE brali też udział w organizowanych przez Gaz-System w cyklu kwartalnym Spotkaniach Koordynacyjno-Statusowych. Uczestniczyli w nich również przedstawiciele inwestorów. Spotkania miały na celu okresowe podsumowanie przebiegu

realizacji inwestycji, zaprezentowanie postępu prac Pełnomocnikowi ds. SIE i Koordynatorowi oraz przedstawienie Pełnomocnikowi ds. SIE odpowiedzi na pytania, jakie wyniknęły z analizy poszczególnych raportów.

Dodatkowo, w trybie roboczym, inwestorzy, czyli Polskie LNG SA/Gaz-System oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA, od czerwca 2019 r. przekazywali do Biura Obsługi Pełnomocnika ds. SIE raporty tygodniowe zawierające najważniejsze informacje dotyczące prac nad *PRTLNG*. Pracownicy Biura Obsługi Pełnomocnika ds. SIE, na podstawie uzyskanych raportów, zadawali pytania w trybie mailowym lub na cyklicznych spotkaniach z przedstawicielami inwestorów (w trybie dwutygodniowym lub tygodniowym – w zależności od okoliczności). Pozyskane informacje stanowiły podstawę do cotygodniowego omówienia stanu *Programu Rozbudowy Terminalu LNG* dla Pełnomocnika ds. SIE.

Na podstawie analizy *Raportów z Kamieni Milowych Koordynacyjnych,* raportów miesięcznych z *Programu Rozbudowy Terminalu LNG* oraz pozostałych uzyskanych informacji Pełnomocnik ds. SIE podejmował niezbędne działania o charakterze nadzorczym i koordynacyjnym.

4.3.2. Przedstawianie Radzie Ministrów analiz, ocen, wniosków i sprawozdań w sprawach dotyczących infrastruktury gazowej

Brak zagrożeń dla uruchomienia nowej infrastruktury w 2022 r.

Do końca sierpnia 2021 r. nie wystąpiła sytuacja wymagająca poinformowania Prezesa Rady Ministrów przez Pełnomocnika ds. SIE o zagrożeniach dla bezpieczeństwa energetycznego państwa w zakresie zaopatrzenia w gaz ziemny, w przypadku niezakończenia i nieoddania do użytkowania w 2022 r. budowanego gazociągu Baltic Pipe lub rozbudowywanych zdolności regazyfikacyjnych Terminalu LNG. Realizacja inwestycji przebiega w terminach umożliwiających oddanie obu inwestycji w roku 2022. Według wyjaśnień Pełnomocnika ds. SIE[71], złożonych odnośnie przyszłego zaspokojenia zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny w kontekście wygaśnięcia 31 grudnia 2022 r. tzw. *kontraktu jamalskiego* oraz w związku ze stwierdzonymi opóźnieniami w realizacji projektu Baltic Pipe, jedyne stwierdzone na dzisiaj opóźnienie projektu Baltic Pipe dotyczy cofnięcia decyzji środowiskowej dla gazociągu znajdującego się na lądzie w części duńskiej. W części polskiej nie zostały odnotowane żadne opóźnienia wpływające na termin zakończenia projektu. W wyjaśnieniach stwierdzono, że zgodnie z informacjami publikowanymi przez duńskiego inwestora Energinet, w planowanym terminie zakończenia projektu, tj. do 1 października 2022 r., zostanie oddana znaczna część przepustowości gazociągu, zaś pełna przepustowość zostanie osiągnięta do końca 2022 r. W związku z tym częściowe opóźnienie projektu po stronie duńskiej nie będzie miało wpływu na zaspokojenie zapotrzebowania krajowego w gaz ziemny wobec braku dostaw ze względu na wygaśnięcie kontraktu jamalskiego. Pełnomocnik ds. SIE wskazał, że nawet niedostępność największego punktu wejścia do krajowego systemu przesyłowego gazu nie spowoduje niemożności zbilansowania systemu po zakończeniu obowiązywania *kontaktu jamalskiego*. W opinii

[71] Wyjaśnienia sekretarza stanu, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, z dnia 3 września 2021 r., znak: Ik 1823855.

NIK, wobec cofnięcia decyzji środowiskowej dla budowy gazociągu w części duńskiej oraz deklaracji uruchomienia części przepustowości Baltic Pipe przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przesyłowej w Danii, możliwość kontynuacji budowy, tempo prac i terminy ich ukończenia, a także możliwości zapewnienia części mocy przesyłowej powinny podlegać bieżącemu monitorowaniu i weryfikacji. Wskazane byłoby także uregulowanie tych zagadnień ze stroną duńską w formie pisemnej.

Rzetelne sprawozdania z działalności Pełnomocnika ds. SIE

Pełnomocnik ds. SIE przedstawiał terminowo[72] Radzie Ministrów rzetelnie opracowane sprawozdania ze swojej działalności za lata 2017–2020, realizując obowiązek określony w § 4 ust. 1 pkt 2 *rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej*. Pełnomocnik ds. SIE nie przedstawiał dotychczas Radzie Ministrów analiz, ocen lub wniosków związanych z zakresem jego działania na podstawie § 4 ust. 1 pkt 1 ww. rozporządzenia. Dotychczasowy przepływ informacji między Pełnomocnikiem oraz członkami Rady Ministrów opierał się na działalności Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej, w którego pracach uczestniczą przedstawiciele ministrów związanych z zakresem działania Pełnomocnika ds. SIE i są na bieżąco informowani o postępach prac projektów strategicznych. W zakresie tych projektów Pełnomocnik ds. SIE przedstawiał również swoje oceny na posiedzeniach Zespołu. Ponadto w przypadku wystąpienia takiej potrzeby, Pełnomocnik ds. SIE inicjował również indywidualny, bezpośredni kontakt z Prezesem Rady Ministrów oraz, jeśli wymagała tego dana sprawa, z odpowiednimi ministrami w zakresie ich właściwości.

Zgodnie ze swoimi kompetencjami, Pełnomocnik ds. SIE wydawał opinie w sprawach opracowanych przez organy administracji rządowej projektów aktów prawnych dotyczących infrastruktury gazowej.

Wsparcie inwestycji przez Międzyresortowy Zespół ds. SIE

Pełnomocnik ds. SIE sprawuje od 15 listopada 2017 r. funkcję przewodniczącego Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej[73], powołanego przez Prezesa Rady Ministrów. W skład tego zespołu wchodzą m.in. minister właściwy do spraw energii albo wyznaczony przez niego sekretarz stanu albo podsekretarz stanu, inni wskazani ministrowie, Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska i wskazani dyrektorzy regionalni, wskazani wojewodowie oraz Dyrektor Biura Obsługi Pełnomocnika ds. SIE.

Pełnomocnik ds. SIE, jako Przewodniczący Międzyresortowego Zespołu ds. SIE, zwoływał posiedzenia i przewodniczył obradom Zespołu oraz zapewniał udzielanie przez Zespół wsparcia organów administracji rządowej oraz jednostek organizacyjnych im podległych lub przez nie nadzo-

[72] Do 15 marca każdego roku za rok poprzedni.

[73] Ta nazwa Zespołu obowiązuje od 19 maja 2020 r. po rozszerzeniu zakresu działania Zespołu o projekt budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej oraz projekt budowy rurociągu ropy naftowej Gdańsk–Płock. Początkowo Zespół nosił nazwę Międzyresortowy Zespół do spraw projektu Baltic Pipe, a od 1 grudnia 2018 r. nazwę Międzyresortowy Zespół do spraw projektów Baltic Pipe oraz rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Zespół jest organem pomocniczym Rady Ministrów.

rowanych w podejmowaniu działań dotyczących realizacji projektu Baltic Pipe, rozbudowy Terminalu LNG oraz budowy gazociągów międzysystemowych[74], w szczególności przez:

1) koordynowanie i monitorowanie działań tych organów i jednostek w zakresie:
   a) procesu wydawania rozstrzygnięć administracyjnych,
   b) współpracy z organami samorządu terytorialnego i innymi podmiotami uczestniczącymi w realizacji kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej,
   c) współpracy z organami innych państw w procesie decyzyjnym dotyczącym kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej;
2) sugerowanie działań wymagających wsparcia dyplomatycznego;
3) zapewnianie szybkiego i pełnego przepływu niezbędnych informacji;
4) wypracowywanie jednolitych praktyk dotyczących rozpatrywania spraw przez organy mające różną właściwość miejscową.

Do czasu zakończenia niniejszej kontroli odbyło się dziewięć spotkań Międzyresortowego Zespołu ds. SIE. Terminy posiedzeń Międzyresortowego Zespołu ds. SIE oraz ich tematyka były wyznaczane przez Pełnomocnika ds. SIE, z uwzględnieniem etapu procedowania poszczególnych projektów oraz sugestii inwestorów. Przykładem szerszego wsparcia udzielonego projektowi Baltic Pipe w ramach funkcjonowania Międzyresortowego Zespołu ds. SIE, które miało charakter jawny[75], jest działalność Grupy Roboczej ds. Konwencji z Espoo, która została powołana przez Pełnomocnika ds. SIE w dniu 9 stycznia 2018 r. Celem Grupy było usprawnienie przeprowadzenia transgranicznej oceny oddziaływania projektu Baltic Pipe na środowisko zgodnie z Konwencją o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym, sporządzoną w Espoo dnia 25 lutego 1991 r. (tzw. konwencja z Espoo). W pracach Grupy uczestniczyli przedstawiciele Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, Generalnego Inspektora Ochrony Środowiska, ministra właściwego do spraw energii, ministra właściwego do spraw zagranicznych, Biura Pełnomocnika ds. SIE i Gaz-Systemu, a także jednorazowo – Ministra Obrony Narodowej. Grupa spotkała się trzykrotnie w 2018 r.

Przewodniczący Międzyresortowego Zespołu ds. SIE terminowo przedstawiał Radzie Ministrów coroczne sprawozdanie z działalności Zespołu, tj. do dnia 15 marca każdego roku kalendarzowego za rok poprzedni, przy czym pierwsze sprawozdanie z działalności Zespołu za okres od dnia powołania Zespołu do dnia 31 grudnia 2017 r. przekazano wraz ze sprawozdaniem za rok 2018 do dnia 15 marca 2019 r.

---

[74] Od momentu powołania w dniu 15 listopada 2017 r. do 19 maja 2020 r. w celu zapewnienia pełnej funkcjonalności projektu Baltic Pipe do zadań Międzyresortowego Zespołu należało również udzielanie wsparcia w działaniach dotyczących pozostałych inwestycji, o których mowa w *ustawie o terminalu LNG*.

[75] Posiedzenie w dniu 21.12.2020 r. jako jedyne nie było objęte klauzulą tajności ze względu na formę zdalną procedowania (wymuszoną restrykcjami pandemicznymi).

4.3.3. Wsparcie Gaz-Systemu w przygotowaniu i realizacji priorytetowych gazociągów transgranicznych

Krajowe wsparcie realizacji priorytetowych gazociągów

Pełnomocnik ds. SIE udzielał spółce Gaz-System wsparcia w zakresie projektów strategicznych zarówno na arenie krajowej, jak i międzynarodowej. W ramach wsparcia krajowego Pełnomocnik ds. SIE podejmował działalność legislacyjną, dzięki której Gaz-System uzyskiwał możliwość realizacji inwestycji w uproszczonym, dedykowanym reżimie prawnym. Pełnomocnik ds. SIE był projektodawcą:

- *ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niektórych innych ustaw*[76], w której m.in.:
  - doprecyzowano definicje używanych w *ustawie o terminalu LNG* określeń takich, jak terminal czy infrastruktura niezbędna do obsługi,
  - rozszerzono zakres opinii uzyskiwanych przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie decyzji lokalizacyjnej, które to opinie zastępują decyzje przewidziane w przepisach prawa w toku przygotowywania i realizacji inwestycji na zasadach ogólnych,
  - wprowadzono obowiązek informowania Pełnomocnika przez właściwe organy o nieterminowym wydawaniu decyzji niezbędnych do przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie terminalu;
- *ustawy z dnia 22 lutego 2019 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w sektorze naftowym*[77], w której m.in. dostosowano przepisy *ustawy o terminalu LNG* do zmieniającego się otoczenia prawnego;
- *ustawy z dnia 20 kwietnia 2021 r. o zmianie ustaw regulujących przygotowanie i realizację kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej*[78], w której, m.in.:
  - doprecyzowano i uproszczono zakres wniosku o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji (decyzji lokalizacyjnej), załączników do tego wniosku, a także decyzji lokalizacyjnej,
  - umożliwiono inwestorowi pozyskiwanie decyzji o pozwoleniu na rozbiórkę oraz dokonywanie zgłoszeń przewidzianych w *ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane*[79] w uproszczonym trybie przewidzianym w *ustawie o terminalu LNG*,
  - rozszerzono katalog inwestycji, które mogą być przygotowywane i realizowane w trybie przewidzianym w *ustawie o terminalu LNG*,
  - wprowadzono przepisy związane z połączeniem, przez przejęcie, spółki Gaz-System ze spółką Polskie LNG SA z siedzibą w Świnoujściu umożliwiające spółce Gaz-System kontynuowanie działań inwestycyjnych przejętej spółki.

Ponadto Pełnomocnik ds. SIE uczestniczył w pracach legislacyjnych dotyczących innych ustaw wpływających na działalność spółek Gaz-System oraz Polskie LNG.

[76] Dz. U. z 2018 r. poz. 1590, ze zm.

[77] Dz. U. z 2021 r. poz. 1902.

[78] Dz. U. z 2021 r. poz. 922.

[79] Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.

Oprócz prac legislacyjnych Pełnomocnik ds. SIE wspierał Gaz-System w kontaktach z organami administracji publicznej w celu sprawnego procedowania wniosków o wydanie decyzji, o które występował inwestor. W tym celu z inicjatywy Pełnomocnika ds. SIE[80] został powołany *Międzyresortowy Zespół do spraw projektu Baltic Pipe* (po zmianach nazwy: *Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej*).

Wsparcie realizacji gazociągów międzysystemowych

W ramach wsparcia międzynarodowego Pełnomocnik ds. SIE był w szczególności inicjatorem podpisania umowy między Rzecząpospolitą Polską a Królestwem Danii w sprawie projektu Baltic Pipe, podpisanej w Katowicach dnia 11 grudnia 2018 r. Zawarcie umowy było warunkiem realizacji projektu. Umowa została opublikowana w Dzienniku Ustaw z dnia 9 lipca 2019 r.[81] i weszła w życie 1 sierpnia 2019 r.

W dniu 31 maja 2021 r. Gaz-System poinformował Pełnomocnika ds. SIE o przekazaniu przez Energinet informacji o cofnięciu przez duńską Komisję Odwoławczą ds. Środowiska i Żywności pozwolenia na budowę gazociągu Baltic Pipe na lądzie w Danii. W ramach wsparcia dyplomatycznego Pełnomocnik ds. SIE podejmował działania dotyczące jak najszybszego wznowienie prac w Danii. Były to:

- spotkanie Pełnomocnika ds. SIE z ambasadorem Danii w Polsce w dniu 8 czerwca 2021 r.;
- opracowanie materiału tezowo-informacyjnego nt. cofnięcia pozwolenia na budowę duńskiego odcinka Baltic Pipe na spotkanie podsekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska z dyrektor generalną ds. energii w Komisji Europejskiej w dniu 11 czerwca 2021 r.;
- rozmowa Pełnomocnika ds. SIE z ambasadorem Danii w Polsce oraz pracownikiem duńskiego Ministerstwa Klimatu w dniu 14 czerwca 2021 r.

W dniu 18 lipca 2021 r. Biuro Pełnomocnika ds. SIE zostało poinformowane przez Gaz-System o przekazaniu przez Energinet informacji mówiącej, że organ odpowiedzialny za wydanie pozwolenia na budowę, tj. Duńska Agencja Ochrony Środowiska (DEPA), wyraził zgodę na wznowienie prac na większości odcinków gazociągu Baltic Pipe w Danii. Informacja ta została podana do wiadomości publicznej następnego dnia na stronie internetowej Energinet. Wedle zapewnień administracji duńskiej oraz Energinet trwały intensywne prace mające na celu uzyskanie nowej decyzji w jak najkrótszym czasie. Wobec takiego obrotu spraw dalsze interwencje dyplomatyczne Pełnomocnika ds. SIE nie zostały uznane za konieczne.

W dniach 15–16 czerwca 2021 r. Pełnomocnik ds. SIE odbył wizytę na Litwie, której jednym z elementów były rozmowy dotyczące stanu realizacji projektu budowy gazociągu Polska–Litwa. W ramach nadzoru nad budową gazociągu Polska–Słowacja w dniu 3 sierpnia 2021 r. Pełnomocnik ds. SIE odbył wizytę na placu budowy, w czasie której doszło do połączenia polskiej i słowackiej części gazociągu, a także odbył spotkanie z sekretarzem stanu w słowackim Ministerstwie Gospodarki.

[80] Zarządzenie nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw projektu Baltic Pipe.

[81] Dz.U. poz. 1263.

Monitorowanie realizacji gazociągów międzysystemowych

Pełnomocnik ds. SIE otrzymuje od Gaz-Systemu raport dotyczący stanu realizacji kluczowych inwestycji infrastrukturalnych, przedkładany do 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, za który składany jest raport. Raport inwestycyjny uwzględnia informacje dotyczące realizowanych projektów, w tym informacje dotyczące realizacji gazociągów Polska–Słowacja (GIPS) oraz Polska–Litwa (GIPL). Analiza miesięcznych raportów polega na monitorowaniu postępów prac, analizie przyczyn niewykonania zaplanowanych zadań, przeglądzie aktualnego harmonogramu, ryzyk i problemów. Na podstawie raportów przekazanych przez spółkę, Biuro Pełnomocnika ds. SIE w drugiej połowie danego miesiąca sporządza zbiorczą analizę. Zbiorcza analiza nie zawiera informacji dotyczących projektu Baltic Pipe. W przypadku tego projektu do 15. dnia każdego miesiąca Gaz-System przesyła odrębny, szczegółowy skonsolidowany raport miesięczny za miesiąc poprzedzający sporządzenie raportu, który następnie poddawany jest analizie Biura Pełnomocnika ds. SIE. Elementem monitoringu projektu Baltic Pipe są również prace Międzyresortowego Zespołu ds. SIE. Ponadto w trybie roboczym Gaz-System udostępnia Pełnomocnikowi ds. SIE również raporty tygodniowe dotyczące stanu realizacji projektu Baltic Pipe.

Zdjęcie nr 1
Budowa gazociągu Polska–Słowacja

Źródło: OGP Gaz-System SA.

5. ZAŁĄCZNIKI

5.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe

Cel główny kontroli

Celem głównym kontroli było udzielenie odpowiedzi na pytanie: Czy działania związane z budową infrastruktury gazowej realizowane są w sposób zapewniający bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski po roku 2022?

Cele szczegółowe

Założono, że badania kontrolne umożliwią udzielenie odpowiedzi na następujące pytania szczegółowe:

1. Czy minister właściwy do spraw energii prawidłowo i rzetelnie sprawował powierzony mu nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych?
2. Czy dotychczasowe tempo realizacji budowy Baltic Pipe po stronie polskiej wskazuje na możliwość rozpoczęcia przesyłu gazu w roku 2022?
3. Czy realizacja rozbudowy mocy regazyfikacyjnej Terminalu LNG do 8,3 mld Nm^3 gazu/rok przebiegała zgodnie z przyjętym harmonogramem działań?
4. Czy terminowo realizowane są zadania związane z budową nowych gazociągów międzysystemowych łączących Polskę z krajami sąsiednimi?
5. Czy Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej rzetelnie sprawował nadzór nad przygotowaniem i wykonaniem inwestycji w zakresie rozbudowy Terminalu LNG oraz wspierał Gaz-System w działaniach dotyczących realizacji priorytetowych inwestycji służących do odbioru i przesyłu gazu ziemnego, koniecznych dla ich terminowego ukończenia?

Zakres podmiotowy

Kontrolą objęto trzy podmioty, których kompetencje obejmują realizację zadań dotyczących rozbudowy infrastruktury przesyłowej zapewniającej bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski po roku 2022: Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

Kryteria kontroli

We wszystkich podmiotach kontrolę przeprowadzono na podstawie art. 2 ust. 1 *ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli*[82], z uwzględnieniem kryteriów legalności, rzetelności i celowości (wymienionych w art. 5 ust. 1 *ustawy o NIK*).

Okres objęty kontrolą

Lata 2018–2021 (do września) z uwzględnieniem zdarzeń zaistniałych oraz dowodów wytworzonych przed tym okresem, jeżeli miały one istotny wpływ na kontrolowaną działalność. Kontrolę przeprowadzono w okresie od 7 czerwca do 1 października 2021 r.

Pozostałe informacje

Kontrola pt. *Przygotowanie i realizacja inwestycji infrastrukturalnych dla gazu ziemnego* (P/21/017) została podjęta z inicjatywy własnej Najwyższej Izby Kontroli. Poprzedziła ją analiza znaczenia realizowanych inwestycji rozbudowy infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, kluczowych dla możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski po roku 2022, w kontekście rezygnacji z długoterminowego kontraktu na zakup

[82] Dz. U. z 2020 r. poz. 1200, ze zm., dalej: *ustawa o NIK.*

gazu z kierunku wschodniego. Spółka Gaz-System została wybrana do kontroli jako operator systemu przesyłowego gazu ziemnego w Polsce i podmiot realizujący kluczowe inwestycje infrastrukturalne, a Pełnomocnik ds. SIE jako podmiot nadzorujący funkcjonowanie strategicznej infrastruktury energetycznej, w tym gazowej, oraz sprawujący nadzór właścicielski nad Gaz-Systemem. Ministerstwo Klimatu i Środowiska skontrolowano, gdyż jest to urząd obsługujący ministra właściwego ds. energii, który m.in. sprawuje nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą Prawo energetyczne, odpowiada za przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji, opracowuje każdego roku sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Wykaz jednostek kontrolowanych

Lp.	Jednostka organizacyjna NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej
1.	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Michał Kurtyka
2.	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej	Piotr Naimski
3.	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	OGP Gaz-System SA	Tomasz Stępień

Wykaz ocen kontrolowanych jednostek

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*)	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			prawidłowe	nieprawidłowe
1.	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	pozytywna	– nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych, – sporządzanie sprawozdań z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, – opracowanie dokumentów związanych z bezpieczeństwem dostaw gazu w zakresie oceny ryzyka, planu działań zapobiegawczych oraz planu działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.	nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę
2.	Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej	pozytywna	– sprawowanie nadzoru nad przygotowaniem i wykonaniem inwestycji rozbudowy Terminalu LNG, – wsparcie Gaz-Systemu w działaniach dotyczących realizacji priorytetowych inwestycji służących do odbioru i przesyłu gazu ziemnego, – przygotowywanie corocznych sprawozdań z działalności.	nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę
3.	OGP Gaz-System SA	pozytywna	– realizacja strategicznych inwestycji infrastrukturalnych służących dywersyfikacji kierunków dostaw gazu do Polski, tj. rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych w Terminalu LNG oraz budowy transgranicznych gazociągów Baltic Pipe, Polska–Litwa i Polska–Słowacja, w sposób umożliwiający ich uruchomienie w 2022 r.	nie stwierdzono istotnych nieprawidłowości mających wpływ na ocenę

*) pozytywna/negatywna/w formie opisowej

5.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych

Rada Ministrów, ustanawianie pełnomocnika rządu

W art. 7 ust. 1 *ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Radzie Ministrów*[83] wskazano, że Członek Rady Ministrów uczestniczy, na zasadach określonych w Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, w ustalaniu polityki państwa, ponosząc za treść i za realizację działań Rządu odpowiedzialność w trybie i na zasadach określonych w odrębnych przepisach. W ust. 2 określono, że Członek Rady Ministrów jest obowiązany, w zakresie swojego działania, do inicjowania i opracowywania polityki rządu, a także przedkładania inicjatyw, projektów założeń projektów ustaw i projektów aktów normatywnych na posiedzenia Rady Ministrów – na zasadach i w trybie określonych w regulaminie pracy Rady Ministrów.

W art. 10 ust. 1 tej ustawy określono, że Rada Ministrów może ustanowić pełnomocnika rządu do określonych spraw, których przekazanie członkom Rady Ministrów nie jest celowe. W ust. 2 wskazano m.in., że pełnomocnikiem rządu może być sekretarz stanu lub podsekretarz stanu. W ust. 3 określono, że pełnomocnika rządu powołuje i odwołuje Prezes Rady Ministrów. Ust. 4 stanowi, że Rada Ministrów określa, w drodze rozporządzenia, zakres udzielonych pełnomocnikowi upoważnień, sposób sprawowania nadzoru nad jego działalnością oraz sposób zapewnienia pełnomocnikowi obsługi merytorycznej, organizacyjno-prawnej, technicznej i kancelaryjno-biurowej.

W art. 12 ust. 1 pkt 3 tej ustawy określono, że Prezes Rady Ministrów, z własnej inicjatywy lub na wniosek członka Rady Ministrów, może, w drodze zarządzenia, tworzyć organy pomocnicze Rady Ministrów lub Prezesa Rady Ministrów, w tym rady i zespoły opiniodawcze lub doradcze w sprawach należących do zadań i kompetencji Rady Ministrów lub Prezesa Rady Ministrów. Ust. 2 stanowi, że Prezes Rady Ministrów, tworząc organy pomocnicze, o których mowa w ust. 1, określi ich nazwę, skład, zakres działania oraz tryb postępowania.

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej został ustanowiony *rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej*[84], które weszło w życie z dniem 12 grudnia 2015 r.

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej został powołany przez Prezesa Rady Ministrów na podstawie art. 12a ust. 1 *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne*[85]. Funkcję Pełnomocnika sprawuje sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów Pan Piotr Naimski. Zgodnie z art. 12a ust. 2 *Prawa energetycznego* Pełnomocnik ds. SIE wykonuje uprawnienia z akcji należących do Skarbu Państwa m.in. w stosunku do operatora systemu przesyłowego gazowego, tj. Gaz-System.

[83] Dz. U. z 2021 r. poz. 178, ze zm.

[84] Dz. U. z 2021 r. poz. 562.

[85] Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.

Pełnomocnik ds. SIE sprawuje nadzór nad zgodnym z zatwierdzonym harmonogramem przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie rozbudowy Terminalu LNG, stosownie do przepisów *ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*[86].

Rada Ministrów określiła, w przywołanym wyżej rozporządzeniu, zakres udzielonych pełnomocnikowi upoważnień, sposób sprawowania nadzoru nad jego działalnością oraz sposób zapewnienia pełnomocnikowi obsługi merytorycznej, organizacyjno-prawnej, technicznej i kancelaryjno-biurowej.

Stosownie do § 2 ust. 3 rozporządzenia, Pełnomocnik ds. SIE może, za zgodą Prezesa Rady Ministrów, przedstawiać Radzie Ministrów, do rozpatrzenia, projekty aktów prawnych oraz innych dokumentów rządowych wynikających z zakresu jego działania. A zgodnie z § 2 ust. 4 rozporządzenia, projekty aktów prawnych oraz innych dokumentów rządowych mających znaczenie dla wykonywania zadań Pełnomocnika ds. SIE, opracowane przez organy administracji rządowej, podlegają zaopiniowaniu przez Pełnomocnika ds. SIE.

Paragraf 3 rozporządzenia stanowi, że organy administracji rządowej oraz jednostki im podległe i przez nie nadzorowane są obowiązane do współdziałania i udzielania pomocy Pełnomocnikowi ds. SIE, w szczególności przez udostępnianie mu informacji niezbędnych do realizacji jego zadań. Zgodnie z § 5 Pełnomocnik ds. SIE może powoływać zespoły eksperckie lub doradcze oraz zlecać przeprowadzanie badań i ekspertyz w zakresie realizowanych przez niego zadań.

Stosownie do § 4 rozporządzenia, Pełnomocnik ds. SIE przedstawia Radzie Ministrów:
1) analizy, oceny i wnioski związane z zakresem jego działania;
2) coroczne sprawozdania ze swojej działalności, w terminie do dnia 15 marca danego roku za rok poprzedni.

Pełnomocnik ds. SIE ma też obowiązek informowania Prezesa Rady Ministrów o zagrożeniach dla wykonywania zadań dotyczących wykonywania uprawnień z akcji należących do Skarbu Państwa w stosunku do nadzorowanych podmiotów.

Stosownie do § 6 rozporządzenia, obsługę merytoryczną, organizacyjno-prawną, techniczną i kancelaryjno-biurową Pełnomocnika ds. SIE zapewnia Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, z zastrzeżeniem, że obsługę w zakresie ochrony informacji niejawnych zapewnia Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii.

Pełnomocnik ds. SIE sprawuje od dnia 15 listopada 2017 r. funkcję przewodniczącego Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej, powołanego przez Prezesa Rady Ministrów (opis poniżej).

[86] Dz. U. z 2021 r. poz. 1836.

Międzyresortowy Zespół do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Zarządzeniem nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw projektu Baltic Pipe[87] powołany został powyższy zespół jako organ pomocniczy Rady Ministrów. Zakres właściwości rzeczowej Zespołu był w kolejnych latach rozszerzany. Zmieniała się także nazwa Zespołu. Od 1 grudnia 2018 r. nosił on nazwę Międzyresortowy Zespół do spraw projektów Baltic Pipe oraz rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu, a od 19 maja 2020 r. po rozszerzeniu zakresu działania Zespołu o projekt budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej oraz projekt budowy rurociągu ropy naftowej Gdańsk – Płock nazwę Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej (dalej Zespół).

Zgodnie z § 1a zarządzenia przez kluczowe inwestycje w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej rozumie się:
1) projekt Baltic Pipe;
2) projekt rozbudowy terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu (Terminal LNG);
3) projekt budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej;
4) projekt budowy rurociągu ropy naftowej Gdańsk–Płock.

Stosownie do § 2 ust. 1 przez projekt Baltic Pipe rozumie się:
1) budowę międzysystemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi, w tym również odcinka poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
2) budowę gazociągów łączących międzysystemowy gazociąg stanowiący połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii z węzłem i tłocznią Goleniów wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa zachodniopomorskiego;
3) budowę gazociągów Szczecin–Lwówek wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województw zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego;
4) budowę tłoczni i węzłów gazu Goleniów, Odolanów i Gustorzyn o przepustowości nie mniejszej niż 50 000 m^3/h wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi.

Zgodnie z § 2 ust. 2 przez projekt rozbudowy Terminalu LNG rozumie się:
1) zwiększenie mocy regazyfikacyjnej Terminalu LNG;
2) budowę trzeciego zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami;
3) budowę drugiego stanowiska statkowego oraz infrastruktury przesyłowej LNG do rozładunku, załadunku i bunkrowania statków;
4) rozbudowę lądowego systemu przeładunkowego LNG (infrastruktura przeładunkowa LNG na cysterny kolejowe i kontenery ISO).

[87] M.P. poz. 1019, aktualnie MP z 2020 r. poz. 567.

Zgodnie z § 3 zarządzenia do zadań Zespołu należy wsparcie organów administracji rządowej oraz jednostek organizacyjnych im podległych lub przez nie nadzorowanych w podejmowaniu działań dotyczących kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej koniecznych do ich terminowego ukończenia, w szczególności przez:

1) koordynowanie i monitorowanie działań tych organów i jednostek w zakresie:
   a) procesu wydawania rozstrzygnięć administracyjnych,
   b) procesu zawierania oraz wykonywania umów niezbędnych przy przygotowaniu i realizacji kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej,
   c) współpracy z organami samorządu terytorialnego i innymi podmiotami uczestniczącymi w realizacji kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej,
   d) opracowywania przez nie stanowisk,
   e) współpracy z organami innych państw w procesie decyzyjnym dotyczącym kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej;
2) sugerowanie działań wymagających wsparcia dyplomatycznego;
3) zapewnianie szybkiego i pełnego przepływu niezbędnych informacji;
4) wypracowywanie jednolitych praktyk dotyczących rozpatrywania spraw przez organy mające różną właściwość miejscową.

Od momentu powołania w dniu 15 listopada 2017 r. do 19 maja 2020 r. w celu zapewnienia pełnej funkcjonalności projektu Baltic Pipe do zadań Zespołu (§ 3 ust. 2) należało również udzielanie wsparcia w działaniach dotyczących pozostałych inwestycji, o których mowa w *ustawie o terminalu LNG*, w tym budowy gazociągów międzysystemowych.

Zgodnie z § 4 ust. 1 zarządzenia Funkcję Przewodniczącego Zespołu sprawuje od 15 listopada 2017 r. Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

W skład Zespołu wchodzą (§ 4 ust.1 pkt 2) m.in. minister właściwy do spraw energii, minister właściwy do spraw środowiska, minister właściwy do spraw klimatu (lub wyznaczony przez ministra sekretarz stanu albo podsekretarz stanu), inni wskazani ministrowie lub wyznaczeni wiceministrowie, Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska i wskazani dyrektorzy regionalni, wskazani wojewodowie oraz Dyrektor Biura Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. SIE w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej, a także jako sekretarz – wyznaczony przez Przewodniczącego Zespołu pracownik Biura Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. SIE w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej. Członkowie Zespołu mogą być zastępowani w pracach Zespołu przez upoważnionych przedstawicieli (§ 4 ust. 2).

Stosownie do § 5 ust. 2 zarządzenia Przewodniczący Zespołu może zapraszać do udziału w pracach Zespołu, z głosem doradczym, osoby niebędące członkami Zespołu, w szczególności: 1) przedstawicieli organów administracji rządowej i organów samorządu terytorialnego; 2) przedstawicieli placówek zagranicznych Rzeczypospolitej Polskiej, za pośrednictwem ministra właściwego do spraw zagranicznych; 3) przedstawicieli

inwestora, wykonawców lub podwykonawców odpowiedzialnych za przygotowanie i realizację kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej; 4) ekspertów posiadających wiedzę specjalistyczną w zakresie zadań Zespołu.

Zgodnie z § 6 zarządzenia Przewodniczący Zespołu zwołuje posiedzenia i przewodniczy obradom Zespołu. W przypadku jego nieobecności zadania przewodniczącego wykonuje dyrektor Biura Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. SIE. Zespół realizuje swoje zadania na posiedzeniach lub w trybie obiegowym. Zespół może realizować swoje zadania z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej. Z posiedzenia Zespołu sporządza się protokół, który podpisują osoba przewodnicząca obradom oraz sekretarz. Stosownie do § 7 zarządzenia Zespół podejmuje rozstrzygnięcia w formie uzgodnienia stanowisk. W przypadku braku uzgodnienia stanowisk członkowie Zespołu podejmują uchwały zwykłą większością głosów.

Stosownie do § 8 ust. 1 zarządzenia w celu realizacji zadań Zespołu Przewodniczący Zespołu, z własnej inicjatywy lub na wniosek członka Zespołu, może tworzyć grupy robocze złożone z członków Zespołu oraz osób zaproszonych do udziału w pracach Zespołu. Przewodniczący Zespołu może zlecać wykonywanie opracowań, analiz, raportów lub ekspertyz (§ 8 ust. 4).

Stosownie do §§ 12 i 13 zarządzenia Przewodniczący Zespołu jest zobowiązany do przedstawienia Radzie Ministrów corocznego sprawozdania z działalności Zespołu w terminie do dnia 15 marca każdego roku kalendarzowego za rok poprzedni, przy czym pierwsze sprawozdanie z działalności Zespołu za okres od dnia powołania Zespołu do dnia 31 grudnia 2017 r. należało przekazać wraz ze sprawozdaniem za rok 2018 do dnia 15 marca 2019 r.

Zgodnie z § 11 ust. 1 i 2 zarządzenia obsługę organizacyjno-techniczną Zespołu zapewnia Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, przy czym obsługę Zespołu w zakresie ochrony informacji niejawnych zapewnia Ministerstwo Rozwoju i Technologii.

Ustawa – Prawo energetyczne

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne[88] określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Art. 12 ust. 2 tej ustawy stanowi, że zadania ministra właściwego do spraw energii w zakresie polityki energetycznej obejmują:

1) przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji;
2) określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię, w trybie i zakresie ustalonych w ustawie;
3) nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą;

[88] Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.

4) współdziałanie z wojewodami i samorządami terytorialnymi w sprawach planowania i realizacji systemów zaopatrzenia w paliwa i energię;
5) koordynowanie współpracy z międzynarodowymi organizacjami rządowymi w zakresie określonym ustawą.

Zgodnie z art. 13 *Prawa energetycznego* celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska, w tym klimatu. Polityka energetyczna państwa określa m.in. zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne (art. 14).

Stosownie do art. 15a ust. 2 *Prawa energetycznego* minister właściwy do spraw energii ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", przyjętą przez Radę Ministrów politykę energetyczną państwa. Art. 15b ust. 1–2 i 6–8 stanowi zaś, że minister właściwy do spraw energii opracowuje, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Sprawozdanie to zawiera informacje obejmujące w szczególności:
1) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
2) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego;
3) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw;
4) przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe;
5) planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe paliw gazowych.

Sprawozdanie zawiera także wnioski wynikające z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Minister właściwy do spraw energii zamieszcza sprawozdanie na swoich stronach internetowych w Biuletynie Informacji Publicznej do dnia 31 lipca danego roku, a do dnia 31 sierpnia przekazuje Komisji Europejskiej.

Zgodnie z art. 15g *Prawa energetycznego* minister właściwy do spraw energii jest właściwym organem krajowym odpowiedzialnym za ułatwianie i koordynowanie procesu wydawania pozwoleń i decyzji dla projektów infrastruktury energetycznej będących przedmiotem wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej, zgodnie z art. 8 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylającego decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniającego rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009[89], działającym w trybie współpracy, o którym mowa w art. 8 ust. 3 lit. c tego rozporządzenia.

Art. 12a ust. 1 i 2 *Prawa energetycznego* stanowi, że Prezes Rady Ministrów powołuje Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, który wykonuje uprawnienia z akcji należących do Skarbu Państwa m.in. w stosunku do operatora systemu przesyłowego gazowego, tj. Gaz-System.

[89] Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013, str. 39, ze zm.

Ustawa o Terminalu LNG

Ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2021 r. poz. 1836) określa zasady przygotowania, realizacji i finansowania inwestycji w zakresie terminalu wymaganych ze względu na istotny interes bezpieczeństwa państwa oraz inwestycji towarzyszących, tj. inwestycji, o których mowa w art. 38 tej ustawy.

Użyte w ustawie określenie terminal oznacza terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu wraz z obiektami, urządzeniami, sieciami i instalacjami służącymi do jego budowy, przebudowy, remontu, utrzymania, użytkowania, zmiany sposobu użytkowania, eksploatacji lub rozbiórki, w szczególności wraz z obiektami sieci gazowej, sieciami i przyłączami elektroenergetycznymi, wodociągowymi, kanalizacyjnymi, cieplnymi, telekomunikacyjnymi i teleinformatycznymi, infrastrukturą drogową lub kolejową, nabrzeżami, placami składowymi, obiektami magazynowymi, budynkami produkcyjnymi, montowniami lub wytwórniami.

Uchwalenie *ustawy o terminalu LNG* miało na celu przyspieszenie i usprawnienie procesów planowania, przygotowania, realizacji i finansowania inwestycji w zakresie terminalu LNG oraz realizacji określonych inwestycji towarzyszących, niezbędnych dla zapewnienia efektywnego wykorzystania terminalu (strategiczne gazociągi przesyłowe i podziemne magazyny).

Zgodnie z art. 2 ust. 2 pkt 4 tej ustawy, PLNG (obecnie Gaz-System), w ramach realizacji inwestycji w zakresie terminalu, zobowiązany jest do budowy lub przebudowy terminalu. Natomiast w art. 38 pkt 2 *ustawy o terminalu LNG*, wyszczególniono inwestycje towarzyszące, za których zbudowanie odpowiedzialny jest Gaz-System. Są to m.in.:

- budowa gazociągu Szczecin–Lwówek wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województw zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego;
- budowa międzysystemowego Gazociągu Bałtyckiego (Baltic Pipe) stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii wraz infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województwa zachodniopomorskiego oraz obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej;
- budowa międzysystemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Republiki Słowackiej wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województw podkarpackiego i małopolskiego,
- budowa międzysystemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Republiki Litewskiej wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi na terenie województw mazowieckiego, podlaskiego i warmińsko-mazurskiego,
- budowa węzłów lub tłoczni gazu, o przepustowości nie mniejszej niż 50 000 m^3/h, niezbędnych m.in. do funkcjonowania gazociągów międzysystemowych oraz gazociągów Szczecin–Lwówek, Świnoujście–Goleniów i Niechorze–Goleniów, w tym węzłów lub tłoczni gazu Goleniów w województwie zachodniopomorskim, Odolanów w województwie wielkopolskim i Gustorzyn w województwie kujawsko-pomorskim, wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi,

- budowa gazociągów łączących międzysystemowy Gazociąg Bałtycki (Baltic Pipe) stanowiący połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii z węzłem lub tłocznią Goleniów w województwie zachodniopomorskim wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa zachodniopomorskiego,
- budowa gazociągów Świnoujście–Goleniów wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi na terenie województwa zachodniopomorskiego.

Zgodnie z artykułem 39 ust. 1 ww. ustawy do inwestycji towarzyszących stosuje się przepisy rozdziałów 2, 3 i 6 oraz art. 43. Przepisy te pozwalają na usprawnienie procesu uzyskiwania wymaganych decyzji administracyjnych oraz dostępu do gruntów niezbędnych dla realizacji inwestycji towarzyszących. Na podstawie ww. przepisu decyzje wojewody o ustaleniu lokalizacji inwestycji i pozwolenia na budowę lub decyzje lokalizacyjne skutkujące nabyciem przez inwestora tytułu prawnego do nieruchomości i podlegające natychmiastowej wykonalności winny być wydane w ciągu miesiąca od dnia złożenia wniosku przez inwestora.

W przeciwieństwie do przedsięwzięć dot. budowy terminalu, realizacja inwestycji towarzyszących – z wyjątkiem Baltic Pipe – nie podlega unormowaniom, zawartym w rozdziale 4, tj. w art. 32, *ustawy o terminalu LNG,* który stanowi, że umowy związane z wykorzystaniem inwestycji w zakresie terminalu mogą być zawierane na okres dłuższy niż 4 lata. Do realizacji inwestycji towarzyszących budowie terminalu nie mają też zastosowania przepisy art. 2 ust. 3–7 i art. 3 *ustawy o terminalu LNG*, nakładające na Gaz-System rolę głównego koordynatora odpowiedzialnego za opracowywanie i przestrzeganie harmonogramów, raportowanie o stanie wykonalności prac, a na Pełnomocnika ds. SIE obowiązek nadzoru nad przygotowywaniem i realizowaniem inwestycji w zakresie terminalu.

Ustawa – Prawo budowlane

Działalność obejmująca sprawy projektowania, budowy, utrzymania i rozbiórki obiektów budowlanych oraz zasady działania organów administracji publicznej w tych dziedzinach zostały uregulowane w *ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane*[90] (dalej: *Prawo budowlane*). Ustawa reguluje m.in. prawa i obowiązki uczestników procesu budowlanego (rozdział 3 ustawy), procedury postępowania w sprawie pozwolenia na budowę, które jest niezbędne do rozpoczęcia robót budowlanych (rozdział 4), zasady rozpoczęcia i prowadzenia robót budowlanych (rozdział 5), procedury zakończenia budowy (rozdział 5b), zadania administracji architektoniczno-budowlanej oraz organów nadzoru budowlanego (rozdział 8).

Gaz-System i PLNG są inwestorem w rozumieniu *Prawa budowlanego*. Według ustawy inwestor jest uczestnikiem procesu budowlanego. Do obowiązków inwestora należy zorganizowanie procesu budowy, z uwzględnieniem zawartych w przepisach zasad bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, a w szczególności zapewnienie:

- opracowania projektu budowlanego i, stosownie do potrzeb, innych projektów;
- objęcia kierownictwa budowy przez kierownika budowy;

[90] Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.

- opracowania planu bezpieczeństwa i ochrony zdrowia;
- wykonania i odbioru robót budowlanych;
- w przypadkach uzasadnionych wysokim stopniem skomplikowania robót budowlanych lub warunkami gruntowymi, nadzoru nad wykonywaniem robót budowlanych przez osoby o odpowiednich kwalifikacjach zawodowych.

Inwestor może ustanowić inspektora nadzoru inwestorskiego na budowie, a także może zobowiązać projektanta do sprawowania nadzoru autorskiego (art. 18 *Prawa budowlanego*). Właściwy organ może w decyzji o pozwoleniu na budowę nałożyć na inwestora obowiązek ustanowienia inspektora nadzoru inwestorskiego, a także obowiązek zapewnienia nadzoru autorskiego (art. 19 ust. 1). Obowiązki inspektora nadzoru inwestorskiego określa art. 25 *Prawa budowlanego*, a jego uprawnienia art. 26. Przy budowie obiektu budowlanego, wymagającego ustanowienia inspektorów nadzoru inwestorskiego w zakresie różnych specjalności, inwestor wyznacza jednego z nich jako koordynatora ich czynności na budowie (art. 27).

W przypadkach kategorii obiektów budowlanych, wymienionych w art. 55 ust. 1 pkt 1 *Prawa budowlanego*, przed przystąpieniem do użytkowania obiektu budowlanego należy uzyskać ostateczną decyzję o pozwoleniu na użytkowanie.

Ustawa o terminalu LNG zawiera przepisy szczególne w stosunku do przepisów *Prawa budowalnego*. Odsyła do *Prawa budowlanego* m.in. w zakresie zasad i trybu wydawania przez wojewodę pozwolenia na budowę inwestycji w zakresie terminalu (art. 15 ust. 1 *ustawy o terminalu LNG*). Art. 15 ust. 5 *ustawy o terminalu LNG* stanowi, że ilekroć w przepisach *Prawa budowlanego* mowa jest o decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, rozumie się przez to także decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu.

Ustawa – Prawo zamówień publicznych

Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych[91] określa zasady i tryb udzielania zamówień publicznych, środki ochrony prawnej, kontrolę udzielania zamówień publicznych oraz organy właściwe w sprawach uregulowanych w ustawie. Ustawa ta utraciła moc z dniem 1 stycznia 2021 r., jednak jej przepisy stosuje się nadal dla postępowań wszczętych przed tą datą.

Ustawa z dnia 11 września 2019 r. Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo zamówień publicznych[92] stanowi w art. 89, że z dniem 1 stycznia 2021 r. traci moc *ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych*, a także wprowadza m.in. następujące przepisy przejściowe.

Art. 90 ust. 1. Do postępowań o udzielenie zamówienia, o których mowa w ustawie uchylanej w art. 89, wszczętych i niezakończonych przed dniem 1 stycznia 2021 r. stosuje się przepisy dotychczasowe.

[91] Dz. U. z 2019 r. poz.1843, ze zm.

[92] Dz. U. poz. 2020, ze zm.

Ust. 2. Do konkursów, o których mowa w ustawie uchylanej w art. 89, rozpoczętych i niezakończonych przed dniem 1 stycznia 2021 r. stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 91 ust. 1. Do umów w sprawie zamówienia publicznego oraz umów ramowych, o których mowa w ustawie uchylanej w art. 89, zawartych:
1) przed dniem 1 stycznia 2021 r.,
2) po dniu 31 grudnia 2020 r., w następstwie postępowań o udzielenie zamówienia wszczętych przed dniem 1 stycznia 2021 r.

– stosuje się przepisy dotychczasowe.

Ust. 2. Do udzielenia zamówienia publicznego na podstawie umowy ramowej, o której mowa w ustawie uchylanej w art. 89, zawartej:
1) przed dniem 1 stycznia 2021 r.,
2) po dniu 31 grudnia 2020 r., w następstwie postępowań o udzielenie zamówienia wszczętych przed dniem 1 stycznia 2021 r.

– stosuje się przepisy dotychczasowe.

Ust. 3. Do dynamicznego systemu zakupów, o którym mowa w ustawie uchylanej w art. 89, ustanowionego przed dniem 1 stycznia 2021 r. stosuje się przepisy dotychczasowe.

Ust. 4. W postępowaniach o udzielenie zamówienia publicznego wszczętych po dniu 31 grudnia 2020 r. na podstawie ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych, w następstwie postępowań lub konkursów wszczętych przed dniem 1 stycznia 2021 r., na podstawie ustawy uchylanej w art. 89, zamawiający może udzielić zamówienia innego niż zamówienie publiczne w dziedzinach obronności i bezpieczeństwa w trybie:

1) negocjacji z ogłoszeniem lub dialogu konkurencyjnego, jeżeli w postępowaniu prowadzonym uprzednio w trybie przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego wszystkie oferty zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 ustawy uchylanej w art. 89, lub zamawiający unieważnił postępowanie na podstawie art. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy uchylanej w art. 89;

2) negocjacji bez ogłoszenia, jeżeli w postępowaniu prowadzonym uprzednio w trybie przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego nie wpłynął żaden wniosek o dopuszczenie do udziału w postępowaniu, nie zostały złożone żadne oferty albo wszystkie oferty zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 pkt 2 ustawy uchylanej w art. 89, ze względu na ich niezgodność z opisem przedmiotu zamówienia, lub wszyscy wykonawcy zostali wykluczeni z postępowania, a pierwotne warunki zamówienia nie zostały w istotny sposób zmienione;

3) negocjacji bez ogłoszenia, jeżeli przeprowadzono konkurs, o którym mowa w art. 110 ustawy uchylanej w art. 89, w którym nagrodą było zaproszenie do negocjacji bez ogłoszenia co najmniej dwóch autorów wybranych prac konkursowych;

4) zamówienia z wolnej ręki, jeżeli w postępowaniu prowadzonym uprzednio w trybie przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego nie wpłynął żaden wniosek o dopuszczenie do udziału w postępowaniu, nie zostały złożone żadne oferty albo wszystkie oferty zostały odrzucone

na podstawie art. 89 ust. 1 pkt 2 ustawy uchylanej w art. 89, ze względu na ich niezgodność z opisem przedmiotu zamówienia, lub wszyscy wykonawcy zostali wykluczeni z postępowania, a pierwotne warunki zamówienia nie zostały w istotny sposób zmienione;

5) zamówienia z wolnej ręki, jeżeli przeprowadzono konkurs, o którym mowa w art. 110 ustawy uchylanej w art. 89, w którym nagrodą było zaproszenie do negocjacji w trybie zamówienia z wolnej ręki autora wybranej pracy konkursowej.

Ust. 5. W przypadku postępowań o udzielenie zamówienia publicznego, o których mowa w ust. 4 pkt 1, zamawiający może odstąpić od publikacji ogłoszenia o zamówieniu, jeżeli zaprosi do negocjacji lub dialogu wyłącznie wszystkich wykonawców, którzy nie podlegają wykluczeniu i spełniają warunki udziału w postępowaniu oraz w prowadzonym uprzednio postępowaniu w trybie przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego złożyli oferty w terminie i w sposób zgodny z wymaganiami technicznymi oraz organizacyjnymi sporządzania lub przekazywania ofert przy użyciu środków komunikacji elektronicznej określonymi przez zamawiającego, i oferty te nie zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 pkt 3, 5, 7a i 7b ustawy uchylanej w art. 89. Do tych postępowań przepisy art. 154 ust. 2 i 3, art. 155 ust. 2 pkt 2 i art. 156 ust. 4 ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych stosuje się odpowiednio.

Ust. 6. W postępowaniach o udzielenie zamówienia publicznego w dziedzinach obronności i bezpieczeństwa wszczętych po dniu 31 grudnia 2020 r. na podstawie ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych w następstwie postępowań wszczętych przed dniem 1 stycznia 2021 r., na podstawie ustawy uchylanej w art. 89, zamawiający może udzielić zamówienia w trybie:

1) negocjacji bez ogłoszenia lub zamówienia z wolnej ręki, jeżeli w postępowaniu prowadzonym uprzednio w trybie przetargu ograniczonego, negocjacji z ogłoszeniem lub dialogu konkurencyjnego nie wpłynął żaden wniosek o dopuszczenie do udziału w postępowaniu, nie zostały złożone żadne oferty albo wszystkie oferty zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 pkt 2 ustawy uchylanej w art. 89, ze względu na ich niezgodność z opisem przedmiotu zamówienia, lub wszyscy wykonawcy zostali wykluczeni z postępowania, a pierwotne warunki zamówienia nie zostały w istotny sposób zmienione;

2) negocjacji bez ogłoszenia, jeżeli w postępowaniu prowadzonym uprzednio w trybie przetargu ograniczonego, negocjacji z ogłoszeniem lub dialogu konkurencyjnego wszystkie oferty zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 ustawy uchylanej w art. 89, lub zamawiający unieważnił postępowanie na podstawie art. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy uchylanej w art. 89, pod warunkiem że pierwotne warunki zamówienia nie zostały w istotny sposób zmienione i zamawiający zaprosi do negocjacji wyłącznie wszystkich wykonawców, którzy nie podlegają wykluczeniu i spełniają warunki udziału w postępowaniu oraz w prowadzonym uprzednio postępowaniu w trybie przetargu ograniczonego, negocjacji z ogłoszeniem lub dialogu konkurencyjnego złożyli oferty w terminie i w sposób zgodny z wymaga-

niami technicznymi oraz organizacyjnymi sporządzania lub przekazywania ofert przy użyciu środków komunikacji elektronicznej określonymi przez zamawiającego, i oferty te nie zostały odrzucone na podstawie art. 89 ust. 1 pkt 3, 5, 7a i 7b ustawy uchylanej w art. 89.

Od dnia 1 stycznia 2021 r. dla nowo procedowanych zamówień zasady i tryb udzielania zamówień publicznych określa *ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych*[93].

Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

Polityka energetyczna Polski do 2040 r.[94] została przyjęta uchwałą nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. po ponad 11 latach od ustanowienia poprzedniego takiego dokumentu.

Celem szczegółowym numer 3, przyjętym w PEP 2040 jest *Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych.* Gaz ziemny stanowi istotny element bilansu zużycia energii pierwotnej w Polsce, a krajowe wydobycie tego surowca pokrywa tylko część popytu. Z tego względu o bezpieczeństwie dostaw surowca do kraju, a w konsekwencji do odbiorców, stanowi zróżnicowanie źródeł, dróg, a także dostawców, sprawne połączenia transgraniczne (w następstwie budowania jednolitego rynku energii), jak również odpowiednio rozwinięta infrastruktura wewnętrzna. Wysoki stopień uzależnienia od jednego dostawcy i brak opcji dywersyfikacyjnych negatywnie wpływał na konkurencyjne kształtowanie się cen i generował ryzyko wywierania presji politycznej. Jednocześnie rosnąca elastyczność dostępu odbiorców końcowych do tego paliwa przekłada się na wzrost konkurencyjności rynku. Większa dostępność gazu ziemnego na konkurencyjnych warunkach umożliwi także jego wykorzystanie w sektorze energetycznym, m.in. na potrzeby kogeneracji oraz budowy mocy rezerwowych dla bilansowania energetyki odnawialnej, co wpłynie na zmniejszanie oddziaływania sektora energii na środowisko. Gaz ziemny jest paliwem niskoemisyjnym, którego wykorzystanie może przyczynić się do osiągnięcia celów polityki klimatycznej UE, jak również zmniejszyć zanieczyszczenie powietrza poprzez redukcję zjawiska tzw. niskiej emisji.

W związku z zakończeniem z końcem 2022 r. obowiązywania tzw. kontraktu jamalskiego[95] zapewniającego większość dostaw gazu ziemnego, prowadzone są działania mające na celu realną dywersyfikację źródeł dostaw przed rozpoczęciem roku gazowego 2022/2023[96]. Dalsza dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu odbywać się będzie poprzez rozbudowę możliwości importowych oraz rozbudowę połączeń z państwami sąsiadującymi. Dzięki temu możliwe będzie utworzenie warunków do powstania na terenie Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich, a także dostosowanie infrastruktury do dynamicznie rosnącego popytu na gaz ziemny. Korzystne położenie geograficzne Polski uzasadnia plany uzyskania statusu kraju tranzytowego w zakresie przesyłu

[93] Dz. U. z 2021 r. poz. 1129, ze zm.

[94] M.P. z 2021 r. poz. 264.

[95] Podpisany w 1996 r. kontrakt na dostawy gazu ziemnego do Polski, zawarty między PGNiG a Gazprom.

[96] Rok gazowy trwa od 1 października roku *n* do 30 września roku *n+1*.

gazu na osiach wschód–zachód i północ–południe. Projekty te stanowią polski wkład w realizację Inicjatywy Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej – korytarza gazowego północ-południe[97] dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (alternatywa dla korytarza wschód-zachód i zmniejszenie zależności od jednego dostawcy gazu) oraz planu integracji energetycznej państw bałtyckich.

Realizowana obecnie strategia w obszarze zwiększania możliwości importowych składa się z dwóch elementów:
- rozbudowy terminalu LNG do przepustowości (odbioru i regazyfikacji) 8,3 mld m^3 rocznie;
- budowy Baltic Pipe – gazociągu, który ma na celu utworzenie połączenia miedzy polską siecią przesyłową i złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, poprzez rozbudowany duński system przesyłowy. Budowa Baltic Pipe stanowi *Projekt strategiczny 3A* celu szczegółowego nr 3 PEP 2040.

Drugim elementem strategii dywersyfikacyjnej dostaw gazu ziemnego jest rozbudowa połączeń z państwami sąsiadującymi wraz z rozwojem krajowej sieci przesyłowej i rozbudową magazynów gazu, co jednocześnie stworzy warunki do rozwoju rynku i wzrostu znaczenia Polski jako regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym. Aktualnie, poza dostawami do terminalu LNG, do Polski trafia przede wszystkim gaz rosyjski przez Białoruś i Ukrainę, a także realizowane są dostawy z terytorium Niemiec i Czech. Dla zwiększenia możliwości dywersyfikacji dostaw gazu i wymiany międzysystemowej realizowane są połączenia:
- ze Słowacją – o zdolności importu 5,7 mld m^3 i eksportu 4,7 mld m^3 rocznie,
- z Litwą (GIPL) – o zdolności importu 1,9 mld m^3 i eksportu 2,4 mld m^3 rocznie.

Ponadto przygotowane zostały projekty nowych gazowych połączeń transgranicznych Polska–Czechy i Polska–Ukraina. Decyzje o ich budowie będą zależały od uzgodnień z zagranicznymi partnerami oraz rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce.

Za wdrażanie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* odpowiedzialnych jest szereg podmiotów – organy administracji rządowej i samorządowej, instytucje rządowe, podmioty sektora paliwowo-energetycznego, jak również podmioty gospodarcze, realizujące ustawowe obowiązki oraz realizujące dobre praktyki w zakresie wykorzystania energii.

Terminal LNG

Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu eksploatowany jest od 2016 roku. Jego właścicielem i operatorem była spółka akcyjna Polskie LNG SA, której jedynym akcjonariuszem był Gaz-System. W dniu 31 marca 2021 r. spółki dokonały połączenia w drodze przejęcia PLNG przez Gaz-System. Dotychczasowe przedsięwzięcia i działalność spółki Polskie LNG SA będą kontynuowane przez Gaz-System jako następcę prawnego PLNG.

[97] Korytarz gazowy Północ–Południe połączy terminal LNG w Świnoujściu oraz Baltic Pipe, przez południową Polskę, Republikę Czeską, Słowację i Węgry z rynkami Europy Południowej w ramach koncepcji Trójmorza.

Powstanie Terminalu LNG pozwoliło na odbieranie skroplonego gazu ziemnego drogą morską praktycznie z dowolnego kierunku na świecie, co przyczyniło się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Decyzja o budowie gazoportu zapadła w 2006 r. Budowa Terminalu LNG została uznana przez Radę Ministrów za inwestycję strategiczną dla Polski.

Obecnie przez Terminal LNG obsługiwane są następujące procesy technologiczne: rozładunek LNG z tankowca przy nabrzeżu rozładunkowym, procesowe składowanie LNG w zbiornikach, regazyfikacja LNG i wysyłka gazu do krajowego systemu przesyłowego oraz załadunek LNG na cysterny samochodowe i ISO-kontenery.

Aktualna zdolność regazyfikacyjna terminalu wynosi 5 mld Nm^3 rocznie. Na terenie terminalu zlokalizowane są także dwa kriogeniczne zbiorniki do procesowego magazynowania LNG o pojemności 160 000 m^3 każdy.

Obecnie realizowany jest w dwóch etapach program rozbudowy Terminalu LNG, który składa się z trzech elementów:

- Dodatkowej instalacji regazyfikacyjnej (Projekt SCV[98]) – zwiększającej nominalną moc regazyfikacyjną terminalu o 50%, tj. do 8,3 mld Nm^3/rocznie (w I etapie, z terminem zakończenia do końca 2021 r.).
- Trzeciego zbiornika LNG – zwiększającego elastyczność pracy instalacji terminalu LNG oraz zapewniającego optymalną zdolność procesową składowania surowca (w II etapie, termin zakończenia inwestycji to koniec 2023 r.).
- Dodatkowego nabrzeża statkowego, które umożliwi załadunek i rozładunek zbiornikowców, przeładunek LNG ze statku na statek oraz załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania (w II etapie, termin zakończenia inwestycji to koniec 2023 r.).

Rozbudowa instalacji regazyfikacyjnej, realizowana w I etapie programu rozbudowy Terminalu LNG, obejmuje budowę dwóch dodatkowych regazyfikatorów SCV. Urządzenia zostały zamówione przez PLNG w ramach dostaw inwestorskich w październiku i listopadzie 2019 roku.

Gazociąg Baltic Pipe

Baltic Pipe to strategiczny projekt mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na rynku europejskim. Umożliwi on transport gazu z Norwegii do Danii i Polski, a także do krajów sąsiednich.

Projekt jest realizowany przy ścisłej współpracy polskiego operatora systemu przesyłowego Gaz-System z duńskim operatorem systemu przesyłowego gazu i energii Energinet. W 2017 r. Premierzy Polski i Danii podpisali memorandum o zrozumieniu i współpracy przy realizacji projektu Baltic Pipe. W 2018 r. spółki Gaz-System i Energinet podjęły ostateczną decyzję inwestycyjną.

Baltic Pipe to gazociąg o łącznej długości 900 km na lądzie i na dnie morza oraz cztery tłocznie gazu. Pięć głównych elementów składowych tego projektu to podmorski gazociąg na dnie Morza Północnego pomiędzy norweskim a duńskim systemem przesyłowym gazu, rozbudowa istniejącego systemu przesyłowego w Danii, budowa tłoczni gazu w Danii we wschodniej

[98] SCV od ang. *Submerged Combustion Vaporiser*.

części Zelandii (za które odpowiada Energinet), a także gazociąg podmorski na dnie Morza Bałtyckiego pomiędzy duńskim a polskim systemem przesyłowym gazu oraz rozbudowa istniejącego systemu przesyłowego w Polsce (za które odpowiada Gaz-System).

Kluczowym elementem projektu Baltic Pipe jest podmorski gazociąg łączący Danię z Polską i zapewniający dwukierunkowy przesył gazu. Gaz-System, który będzie właścicielem gazociągu na Morzu Bałtyckim, jest odpowiedzialny za jego projektowanie, budowę oraz przyszłą eksploatację. Część podmorska realizowana na dnie Morza Bałtyckiego przechodzi przez obszary trzech państw: Danii, Polski i Szwecji. Trasa całej części podmorskiej wynosi ok. 275 kilometrów.

Projekt Baltic Pipe wiąże się również z rozbudową i modernizacją polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego. Gazociąg podmorski wychodzi na brzegu Morza Bałtyckiego w rejonie miejscowości Niechorze i Pogorzelica w gminie Rewal. Import gazu ziemnego i jego przesył za pośrednictwem gazociągu podmorskiego oraz dalsze rozprowadzenie do klientów w kraju wymaga realizacji dodatkowych inwestycji na terenie Polski. Konieczna jest budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym oraz budowa gazociągu relacji Goleniów–Lwówek. Ponadto budowane i zmodernizowane są trzy tłocznie gazu. Gaz-System, który będzie właścicielem tej infrastruktury, jest odpowiedzialny za ich projektowanie, budowę, a następnie eksploatację.

Według przygotowanego harmonogramu rozpoczęcie eksploatacji Baltic Pipe ma nastąpić do 1 października 2022 r. Układanie podmorskiego gazociągu odbyło się w 2021 r.

5.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.).
2. Ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2021 r. poz. 1836).
3. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.).
4. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.).
5. Ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526, ze zm.).
6. Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2019 r. poz.1843, ze zm.), utrata mocy z dniem 1 stycznia 2021 r.
7. Ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1129, ze zm.), obowiązująca od dnia 1 stycznia 2021 r.
8. Ustawa z dnia 11 września 2019 r. Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. poz. 2020, ze zm.).
9. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 562).
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158, ze zm.).
11. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. poz. 640).
12. Zarządzenie nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw projektu „Baltic Pipe" (Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej, M.P. z 2020 r. poz. 567).
13. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. poz. 264).
14. Umowa między Rzecząpospolitą Polską a Królestwem Danii w sprawie projektu Baltic Pipe (Dz. U. z 2019 r. poz. 1263).

5.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
3. Marszałek Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
4. Prezes Rady Ministrów
5. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
6. Rzecznik Praw Obywatelskich
7. Minister Klimatu i Środowiska
8. Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej
9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
10. Sejmowa Komisja do Spraw Kontroli Państwowej
11. Sejmowa Komisja do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych
12. Senacka Komisja Gospodarki Narodowej i Innowacyjności
13. Prezes Zarządu OGP Gaz-System SA