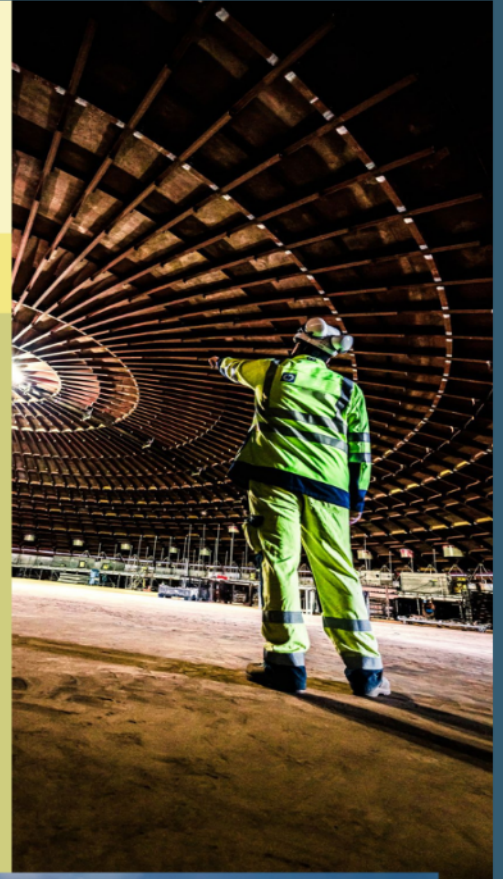


MINISTER ENERGII
MIŁOSZ MOTYKA

**SPRAWOZDANIE
Z WYNIKÓW
MONITOROWANIA
BEZPIECZEŃSTWA
DOSTAW PALIW
GAZOWYCH**



za okres od dnia 1 stycznia 2024 r.
do dnia 31 grudnia 2024 r.

Szanowni Państwo,

2024 rok przyniósł szereg istotnych zmian na krajowym rynku paliw gazowych. W sytuacji, w której jednym z największych wyzwań przed jakimi stoi polska gospodarka jest transformacja energetyczna, rola paliw gazowych ulega wzmocnieniu. Na progu energetycznej rewolucji paliwa gazowe pełnić będą nie tylko rolę paliwa przejściowego, lecz również współarchitekta nowej energetycznej rzeczywistości.

W związku ze wzrostem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii rosnące znaczenie w krajowym systemie elektroenergetycznym zyskują jednostki wytwórcze zasilane paliwami gazowymi. Energia elektryczna uzyskiwana z paliw gazowych staje się gwarantem stabilności systemu, ułatwiając integrację odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym. W tej nowej rzeczywistości paliwa gazowe stają się strategicznym łącznikiem między starymi, a nowymi realiami gospodarki energetycznej.

Paliwa gazowe odgrywają również coraz większą rolę w ciepłownictwie oraz ogrzewnictwie. Rokrocznie zwiększa się zarówno liczba odbiorców przyłączonych do sieci gazowej, jak również zużycie paliw gazowych na potrzeby ogrzewania gospodarstw domowych, w tym za pośrednictwem sieci zasilanych ciepłem produkowanym w nowopowstających elektrociepłowniach.

Paliwa gazowe będą również elementem transformacji przemysłu, a ich faktyczna rola będzie zależeć od tempa transformacji energetycznej oraz dostępności i stabilności alternatywnych źródeł energii.

Dla stworzenia paliwom gazowym podstaw do odegrania odpowiedniej roli w trwającej transformacji energetycznej niezbędne jest zapewnienie właściwego poziomu bezpieczeństwa ich dostaw. W 2024 roku krajowy system gazowy działał bez zakłóceń i nie istniała potrzeba wprowadzania żadnych działań zaradczych. Nie bez znaczenia w tym kontekście pozostaje fakt, że 2024 rok był kolejnym rokiem bez dostaw paliw gazowych z Rosji.

Zakończone na przestrzeni ostatnich lat projekty dywersyfikacyjne zapewniają alternatywne wobec rosyjskich dostawy paliw gazowych z dowolnego kierunku, wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej Polskiej. Dzięki dywersyfikacji dostaw paliw gazowych Polska jest odporna na nagłe i niespodziewane ich zakłócenia.

Podkreślić należy, że dla wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, istnieje potrzeba eliminacji ograniczeń sieciowych i zwiększenia możliwości rozptyłów

paliw gazowych dostarczanych do Polski za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń międzysystemowych, a także za pośrednictwem budowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej. Wiąże się to z koniecznością kontynuacji inwestycji infrastrukturalnych, zarówno w sieć przesyłową jak i dystrybucyjną.

Istotne znaczenie w zakresie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych oraz dla zachowania konkurencyjności przedsiębiorstw, będzie mieć także szybkie i efektywne tworzenie rynku gazów odnawialnych oraz niskoemisyjnych.

Niniejsze *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych* to kompleksowe opracowanie podsumowujące najważniejsze wydarzenia i działania w zakresie funkcjonowania sektora gazowego w Polsce w minionym roku. W dokumencie przedstawiono stan krajowego rynku paliw gazowych, w tym bezpieczeństwo jego funkcjonowania w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu geopolitycznym i transformacji energetycznej stymulowanej zmianami klimatycznymi.

Wierzę, że informacje zawarte w Sprawozdaniu stanowią będą wartościowe źródło wiedzy dla uczestników rynku.

Życzę Państwu udanej lektury,
Miłosz Motyka
Minister Energii

Spis treści

1. Wnioski	7
2. Wstęp	7
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	10
3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych	11
3.2. Import i nabycie wewnątrzwspólnotowe	13
4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe	18
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych	19
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC	19
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.	21
4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe	25
5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego	27
5.1. System przesyłowy gazowy	28
5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej	29
5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy	29
5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego	33
5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa	34
5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE	34
5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju	38
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych	42
5.2. System dystrybucyjny gazowy	43
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury	43
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE	43
5.3. System magazynowania paliw gazowych	45
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej	47
5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe	48
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego	49
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury	49
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu	49
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG	50
5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG	51
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE	51
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu	51
5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej	52

5.4.2.3. Prace legislacyjne	53
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	55
6.1. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania	56
6.2. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego	57
6.3. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego	57
6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938	60
6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw	61
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski	63

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF Energy	- Connecting Europe Facility
FENIKS	- Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027
KE	- Komisja Europejska
KPMG	- kawernowy podziemny magazyn gazu ziemnego
KSP	- krajowy system przesyłowy
LNG	- <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny
OGP GAZ-SYSTEM S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSM	- operator systemu magazynowania
OSP	- operator systemu przesyłowego
PCI	- Projects of Common Interest
PEP 2040	- Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PMG	- podziemny magazyn gazu ziemnego
POliŚ	- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSG sp. z o.o.	- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
RARS	- Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych
rozporządzenie dywersyfikacyjne	- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie <i>minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy</i> (Dz. U. z 2017 r. poz. 902)
rozporządzenie 2017/1938	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. <i>dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie UE nr 994/2010</i> (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.)
rozporządzenie 312/2014	- rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. <i>ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych</i> (NC BAL) (Dz. Urz. UE L. 91/15 z 27.03.2014 r.)
RP	- Rzeczpospolita Polska
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EUROPOL GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EUROPOL GAZ S.A.
TGE S.A.	- Towarowa Giełda Energii S.A.
UE	- Unia Europejska
ustawa – Prawo energetyczne	- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – <i>Prawo energetyczne</i> (Dz.U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.)

ustawa terminalowa

- ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2024 r. poz. 1286, 1881)

ustawa o zapasach

- ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2024 r. poz. 1281)

1. Wnioski

- W 2024 r. utrzymał się trend wzrostowy krajowego zużycia paliw gazowych, które osiągnęło poziom 214,3 TWh i wzrosło rok do roku o 7,8%.
- Zdywersyfikowane źródła dostaw, alternatywne wobec kierunku rosyjskiego, w szczególności dostawy poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz dostawy z globalnego rynku LNG przez terminal LNG w Świnoujściu, a także uzupełniające z Litwy i z Niemiec, w pełni pokryły zapotrzebowanie krajowych odbiorców.
- Wszystkie systemy gazowe, tj. przesyłowy, dystrybucyjny, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego i magazynowania, działały bez zakłóceń.
- Nie zaistniała konieczność uruchamiania środków nadzwyczajnych w postaci wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego lub uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.
- Krajowe wydobycie gazu ziemnego, które wzorem lat ubiegłych utrzymywało się na stabilnym poziomie, pozostaje jednym z filarów bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych.
- Zakończona w 2024 r. rozbudowa mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu do poziomu 91 TWh rocznie zwiększyła gwarancję niezakłóconych dostaw do krajowych odbiorców.
- W 2024 r. kontynuowana była rozbudowa sieci przesyłowej i dystrybucyjnej celem eliminacji ograniczeń sieciowych i zwiększenia możliwości rozptyłów paliw gazowych dostarczanych do Polski za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń międzysystemowych, a także za pośrednictwem budowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej.
- Prowadzona rozbudowa pojemności magazynowych i mocy odbioru zwiększy bezpieczeństwo niezakłóconych dostaw paliw gazowych do odbiorców w przypadku wzmożonego zapotrzebowania lub przerw w dostawach z importu.
- Wyzwaniem, ale i szansą dla sektora gazowego w Polsce pozostaje również przystosowanie infrastruktury do wymogów transformacji energetycznej. W tym zakresie, ważne znaczenie będzie miało szybkie i efektywne tworzenie rynku i wykorzystywanie gazów odnawialnych oraz niskoemisyjnych, nie tylko dla zachowania konkurencyjności przedsiębiorstw, ale również dla zapewnienia stabilnych i akceptowalnych społecznie cen paliw gazowych.

2. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Energii *Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych* stanowi art. 15b ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 15b ust. 2 i 6 ustawy – *Prawo energetyczne* sprawozdanie w szczególności powinno zawierać opis:

- 1) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 2) stanu infrastruktury technicznej sektora gazowego;
- 3) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowania w przypadku niedoborów ich dostaw;
- 4) przewidywanego zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- 5) planowanych lub będących w budowie zdolności przesyłowych paliw gazowych;
- 6) wniosków wynikających z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Zgodnie z art. 7a ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2512 z późn. zm.) w 2024 r. nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym kraju, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw oraz infrastruktury energetycznej, w tym funkcjonowania systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak również sprawy z zakresu polityki energetycznej państwa oraz udziału w kształtowaniu polityki energetycznej UE sprawował do dnia 30 czerwca 2024 r. minister właściwy do spraw energii – zadania ministra właściwego do spraw energii wykonywał wówczas Minister Klimatu i Środowiska, zgodnie z §1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2023 r. poz. 2726). Od dnia 1 lipca 2024 r., zgodnie z art. 11a ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2512, z późn. zm.) zadania w zakresie surowców energetycznych i paliw, w tym bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych i paliw, wykonuje minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi od dnia 1 lipca 2024 r. wykonywał Minister Przemysłu, zgodnie z § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Przemysłu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2727 z późn. zm.). Od dnia 24 lipca 2025 r., zgodnie z §1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie

szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. z 2025 r. poz. 1001), zadania ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi wykonuje Minister Energii.

W 2024 r. jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 do dnia 30 czerwca 2024 r. działał Minister Klimatu i Środowiska, natomiast od dnia 1 lipca 2024 r. – Minister Przemysłu. Od dnia 24 lipca 2025 r. zadania organu właściwego wykonuje Minister Energii.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, bezpieczeństwo energetyczne jest rozumiane jako *„stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”*. Natomiast zgodnie z ustawą o zapasach, bezpieczeństwo gazowe państwa zostało zdefiniowane jako *„stan umożliwiający bieżące i perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki”*.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

- 2024 r. był kolejnym rokiem całkowitej niezależności od dostaw paliw gazowych z Rosji. Płynne zastąpienie rosyjskich dostaw dostawami z kierunków alternatywnych wzmocniło bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców.
- Rozbudowa krajowego systemu gazowego umożliwiła elastyczne kształtowanie portfela dostaw dla podmiotów dokonujących przywozu paliw gazowych oraz umożliwiła dostosowanie się do zmieniających się warunków geopolitycznych i wynikających z nich potrzeb rynku.
- Głównym źródłem dostaw paliw gazowych do kraju w 2024 r. był terminal LNG w Świnoujściu oraz gazociąg Baltic Pipe. Dostawy LNG poprzez terminal w Świnoujściu stanowiły 40,5% całkowitego przywozu, natomiast dostawy paliw gazowych za pośrednictwem gazociągu Baltic Pipe zabezpieczyły ok. 45,4% całkowitego przywozu.
- Dostęp do globalnego rynku LNG gwarantuje pewne dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców z dowolnego kierunku na świecie.
- Pozostała część zapotrzebowania uzupełniana była krajowym wydobyciem, które w dalszym ciągu stanowi istotny element zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych oraz za pomocą pozostałych połączeń międzysystemowych z państwami ościennymi: Litwą, Niemcami, Ukrainą, Czechami i Słowacją.

3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

Złoże gazu ziemnego na terenie kraju występuje na Niżu Polskim, Przedgórzu Karpat, Karpatach oraz w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego jest Niż Polski, gdzie udokumentowanych jest 71,8% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Na Przedgórzu Karpat udokumentowane złoża gazu ziemnego stanowią 23,9%. Na terenie wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz w Karpatach występują niewielkie złoża gazu ziemnego, stanowiące odpowiednio 3,3% i 1,0% krajowych zasobów wydobywalnych.

Według opracowania przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy w 2025 r. pn. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2024 r.* stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 674,8 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zmniejszyły się o 9,6 TWh. Zmniejszenie się ilości zasobów wydobywalnych wynika głównie ze stopnia ich wyeksploatowania oraz lepszego rozpoznania złóż już udokumentowanych.

Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 430,9 TWh, co stanowi 85,4% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2024 r. wyniosły 828,3 TWh.

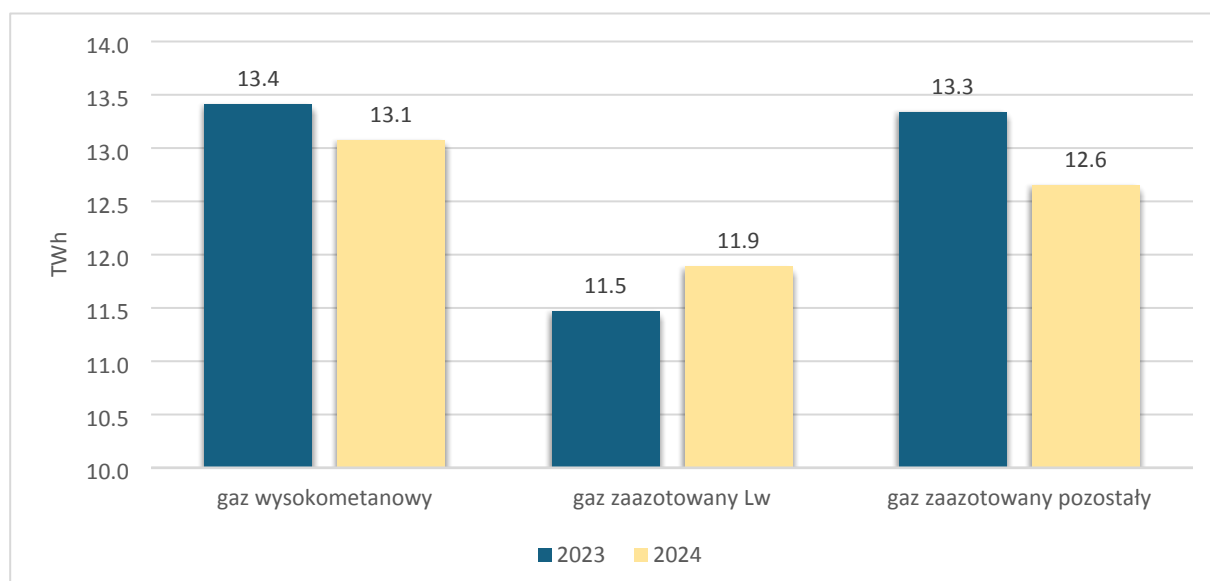
W 2024 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 39,8 TWh, co stanowiło ok. 18,6% krajowego zużycia gazu ziemnego, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 13,1 TWh,
- gazu ziemnego zaazotowanego – 24,5 TWh,
- gazu innego¹ – 2,2 TWh

W stosunku do poprzedniego roku całkowite wydobycie zmniejszyło się o 2,2%,

¹ Gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego.

Rysunek 1. Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2023 i 2024 r.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Przemysłu.*

Na koniec 2024 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 12 podmiotów (łącznie 55 koncesji, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 45 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż posiadało 6 podmiotów, z łączną liczbą koncesji wynoszącą 181 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 179 koncesji).

W ramach koncesji łącznych (koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż) udzielono łącznie 15 decyzji inwestycyjnych na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż dla dwóch podmiotów (oba z udziałem Skarbu Państwa).

Dominującym podmiotem w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2024 r. była spółka ORLEN S.A., która kontynuowała prace w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych węglowodorów ze źródeł krajowych.

W szczególności spółka prowadziła prace w zakresie: zagospodarowania złoża gazu ziemnego Rokietnica wraz z budową gazociągu gazu ziemnego relacji Grodzisk Wlkp. – Kościan (województwo wielkopolskie), rozbudowy KRNiGZ Lubiatów w celu zwiększenia możliwości produkcyjnych ze złoża Międzychód (województwo wielkopolskie i lubuskie), w województwie podkarpackim – zagospodarowanie odwiertów Przemyśl 303K, 304K (rejon Pikulice) – KGZ Przemyśl Wschód, zagospodarowanie odwiertu Kramarzówka 3 – KGZ Tuligłowy, zagospodarowanie odwiertu Chodakówka 1 – KGZ Krasne, podłączenie odwiertu Draganowa 4K, OZG Draganówka – KRNiGZ Bóbrka – Równe, zagospodarowanie odwiertu Bratkowice 6K –

KGZ Czarna Sędziszowska, zagospodarowanie odwiertów Mirocin 66, 67, 68, 69 – KGZ Mirocin, zagospodarowanie odwiertów Gnojnica 4, 5, 6 – Góra Ropczycka – KGZ Czarna Sędziszowska, zagospodarowanie odwiertu Zalesie 7 – KGZ Zalesie.

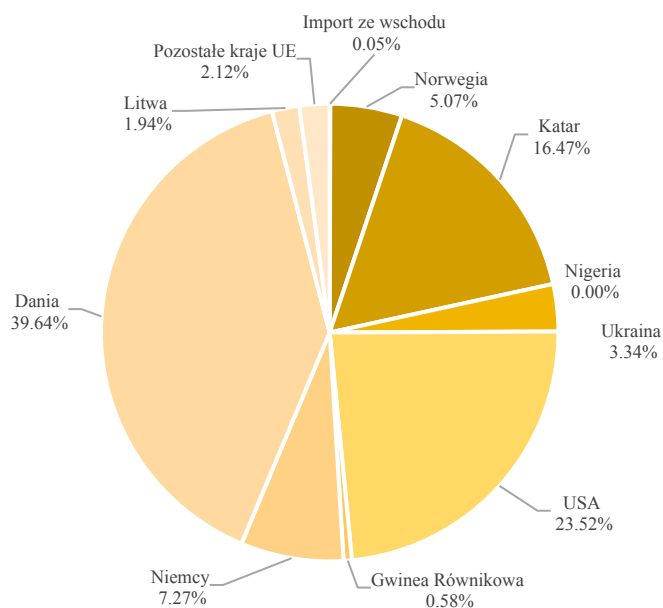
3.2. Import i nabycie wewnątrzwspólnotowe

W 2024 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 173,5 TWh. W porównaniu do 2023 r. nieznacznie wzrósł tj. o 321 GWh, czyli o 0,2%, w tym:

- import z Norwegii poprzez gazociąg Baltic Pipe – 12,2 TWh (7,0% całkowitego przywozu);
- import z Ukrainy – 10,4 TWh (5,9% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrósł o 78,0% (w tym pobór paliw gazowych z magazynów na Ukrainie w wielkości 0,55 TWh);
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Niemiec – 6,2 TWh (3,6% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 50,3%;
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Danii poprzez gazociąg Baltic Pipe – 66,7 TWh (38,4% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 2,3%;
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Litwy – 2,8 TWh (1,6% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 18,7%;
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych państw UE – 4,9 TWh (2,8% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 46,0%;
- LNG do terminalu w Świnoujściu – łącznie 70,2 TWh (40,5% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego spadło o 2,4%, w tym:
 - import z Kataru – 27,8 TWh (16,0% całkowitego przywozu) - spadek w stosunku do roku poprzedniego o 1,8%;
 - import z USA – 38,5 TWh (22,2% całkowitego przywozu) - spadek w stosunku do roku poprzedniego o 5,0%;
 - import z Norwegii – 1,9 TWh (1,1% całkowitego przywozu);
 - import z Trynidadu i Tobago – 1,0 TWh (0,6% całkowitego przywozu);
 - import z Egiptu – 0,97 TWh (0,6% całkowitego przywozu).

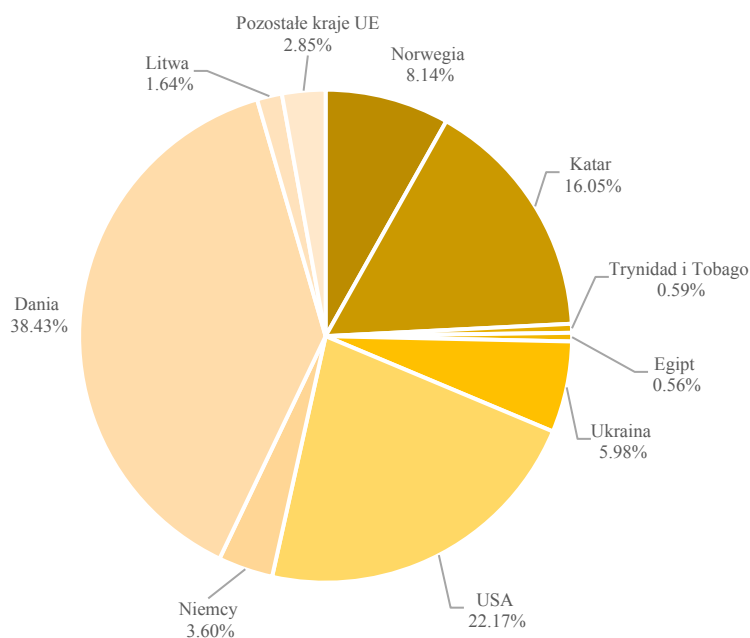
Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2023 i 2024 r.

2023 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Przemysłu.

2024 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Przemysłu.

Eksport paliw gazowych z Polski w 2024 r. wyniósł 1,0 TWh i w porównaniu do 2023 r. spadł o 86,1%. Wywóz paliw gazowych realizowany był przede wszystkim na Litwę w wielkości 0,88 TWh.

Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2024 r. w porównaniu do 2023 r.

	2023 r.			2024 r.			Różnica 2024-2023	
	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe¹⁾	40 709	19,03%	-	39 849	18,67%	-	-883	-2,2%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	173 226	80,96%	-	173 547	81,33%	-	321	0,2%
2.1. Import	85 443	39,94%	49,33%	92 821	43,50%	53,49%	7 277	8,5%
2.1.1. Import z kierunku wschodniego	91	0,04%	0,05%	0,00	0,0%	0,0%	-	-
2.1.2. Import z Kataru	28 359	13,25%	16,37%	27 858	13,05%	16,05%	-501	-1,8%
2.1.3. Import z USA	40 493	18,93%	23,38%	38 468	18,03%	22,17%	-2 026	-5,0%
2.1.4. Import z Norwegii	8 736	4,08%	5,04%	14 134	6,62%	8,14%	5 398	62,0%
2.1.5. Import z Trynidadu i Tobago	1 023	0,48%	0,59%	1 017	0,48%	0,59%	-6	-0,5%
2.1.6. Import z Egiptu	-	-	-	974	0,46%	0,56%	-	-
2.1.8. Import z Gwinei Równikowej	1 007	0,47%	0,58%	-	-	-	-	-
2.1.9. Import z Ukrainy	5 835	2,73%	3,37%	10 370	4,86%	5,98%	4 535	77,7%
2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe	87 682	40,98%	50,62%	80 726	37,83%	46,51%	-6 956	-7,9%
2.2.1. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z RFN	12 550	5,85%	7,24%	6 243	2,93%	3,60%	-6 307	-50,3%
2.2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Danii	68 251	31,90%	39,40%	66 701	31,26%	38,43%	-1 550	-2,3%
2.2.3. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Litwy	3 499	1,64%	2,02%	2 843	1,33%	1,64%	-656	-18,7%
2.2.4. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych krajów UE ²⁾	3 382	1,58%	1,95%	4 939	2,31%	2,85%	1 557	46,0%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP ³⁾ (1+2)	213 958	100,00%	-	213 396	100,00%	-	-565	-0,26%
3. Eksport ⁴⁾	-7 610	3,56%	-	-1 056	0,5%	-	-6 554	-86,1%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	206 348	96,44%	-	212 340	99,5%	-	5 992	2,9%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾	2 278	-	-	-6 062	-	-	-8 340	-366,0%
5. Straty i zużycie własne	-5 310	-	-	-4 072	-	-	1 238	-23,3%
C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	198 760	-	-	214 330	-	-	15 570	7,8%

¹⁾ Wielkość wydobycia krajowego zawiera gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego.

²⁾ W nabyciu wewnątrzwspólnotowym są również zakupy LNG w cysternach.

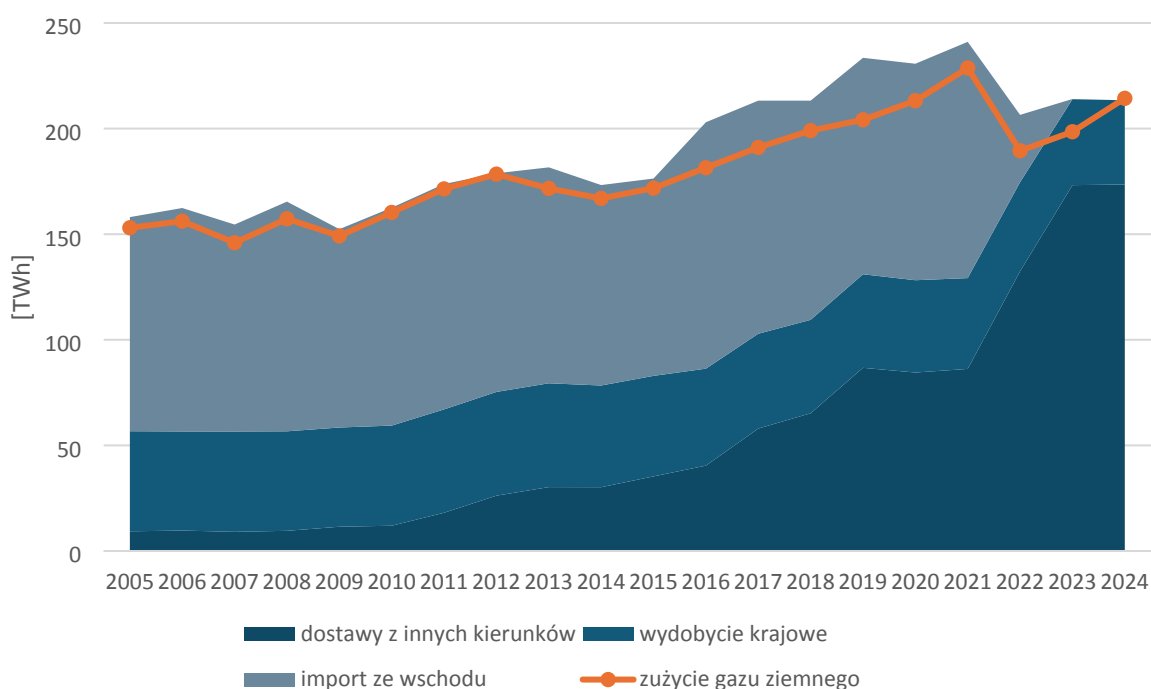
³⁾ W bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono tranzytu (gazociąg Jamał-Europa).

⁴⁾ Wielkości ze znakiem ujemnym oznaczają sprzedaż paliw gazowych poza granice kraju.

⁵⁾ Różnica pomiędzy wolumenem zatłoczonych i pobranych paliw gazowych w ciągu roku -wielkość dodatnia oznacza, że do magazynów zatłoczono większy wolumen paliw gazowych niż z nich odebrano (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C), wielkość ujemna oznacza, że z magazynów pobrano więcej paliw gazowych niż do nich zatłoczono (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C)

Źródło: *Badania statystyczne Ministra Przemysłu.*

Rysunek 3. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w latach 2005-2024



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Przemysłu.*

Zgodnie z rozporządzeniem dywersyfikacyjnym minimalny udział paliw gazowych importowanych przez każde przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w latach 2017-2022 nie mógł być wyższy niż 70%. Natomiast po 2022 r. udział gazu ziemnego z jednego kierunku w dostawach przedsiębiorstw energetycznych nie może wynosić więcej niż 33%. Obowiązkiem dywersyfikacji objęte są wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Powyższe, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, uwzględniane jest przez Prezesa URE w trakcie procedowania wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Dodatkowo, realizacja obowiązku dywersyfikacyjnego jest na bieżąco monitorowana przez Prezesa URE w trakcie obowiązywania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacyjnego

podlega karze pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.

Od 2024 r. Polska całkowicie uniezależniła się od dostaw gazu ziemnego z Rosji. W 2023 r. śladowe ilości rosyjskiego LNG sprowadzane były za pośrednictwem transportu kołowego na krajowy rynek przez jeden podmiot, który decyzją Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji wpisany został na krajową listę sankcyjną. Głównym źródłem dostaw paliw gazowych do kraju w 2024 r. był gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu.

W 2024 r. import LNG stanowił 40,5% całkowitego przywozu. Łącznie zrealizowano 61 dostaw do terminalu LNG w Świnoujściu, w tym 37 z USA, 20 z Kataru, 2 z Norwegii, 1 z Trynidadu i Tobago oraz 1 z Egiptu. Dla porównania – w 2023 r. miały miejsce 62 dostawy, w 2022 r. – 58 dostaw, w 2021 r. – 37 dostaw, w 2020 r. – 35 dostaw, w 2019 r. – 31 dostaw, w 2018 r. – 23 dostawy, a w 2017 r. – 12 dostaw.

Główny importer paliw gazowych do kraju ORLEN S.A. wypełniając obowiązek dywersyfikacyjny posiada zróżnicowane portfolio w zakresie kierunków dostaw surowca. W 2024 r. spółka realizowała dostawy paliw gazowych do kraju na podstawie zawartych umów długoterminowych z:

- Qatar Liquefied Gas Company (obecnie QatarEnergy) – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. obowiązującej do 2034 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, tj. ok. 2,70 mld m³/rok;
- Cheniere Marketing International LLP z dnia 8 listopada 2018 r. na dostawy 1,45 mln ton LNG rocznie w okresie od 2023 r. do 2042 r., tj. ok. 1,95 mld m³/rok.
- Equinor ASA z dnia 23 września 2022 r. na dostawy do 1,2 mld m³ gazu rocznie w okresie od 1 stycznia 2023 r. do dnia 1 stycznia 2033 r. Equinor Gas Marketing AS z dnia 23 września 2022 r. na dostawy do 1,2 mld m³ gazu rocznie w okresie od 1 stycznia 2023 r. do dnia 1 stycznia 2033 r.

Dodatkowo w dniu 25 stycznia 2023 r. ORLEN S.A. zawarł z Sempra Infrastructure kontrakt na dostawy 1 mln ton LNG rocznie z terminalu Port Arthur w Teksasie na okres 20 lat, począwszy od 2027 r.

Poza dostawami w ramach kontraktów długoterminowych, ORLEN S.A. za pośrednictwem spółki PGNiG Supply & Trading GmbH realizuje dostawy krótkoterminowe, dokonywane na bieżąco, zgodnie z zapotrzebowaniem na surowiec.

4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- W 2024 r. liczba podmiotów prowadzących działalność gospodarczą na krajowym rynku gazu ziemnego pozostała na poziomie zbliżonym co w 2023 r.
- Utrzymał się zapoczątkowany w 2022 r. trend wzrostowy krajowego zużycia paliw gazowych, które w 2024 r. osiągnęło poziom 214,3 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło aż o 7,8%.
- W dalszym ciągu największe zapotrzebowanie generuje przemysł, zużywając ok. 62,1% sprzedanych paliw gazowych, natomiast odbiorcy w gospodarstwach domowych odpowiadali za ok. 28,0% całkowitej sprzedaży na krajowym rynku.
- Dalszy wzrost zużycia paliw gazowych będzie wynikał przede wszystkim z uruchamiania nowych bloków gazowych w elektrowniach i elektrociepłowniach, w związku ze stopniowym wygaszaniem bloków węglowych i potrzebą bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych w sektorze ciepłowniczym. Szczytowa wartość zapotrzebowania na paliwa gazowe przewidywana jest w 2030 r., po którym wraz ze wzrostem wykorzystania gazów zdekarbonizowanych, nastąpi spadek ich zużycia.
- Z uwagi na politykę energetyczno-klimatyczną UE, w tym m.in. wejście w życie przepisów dyrektywy dot. efektywności energetycznej budynków, zużycie paliw gazowych przez gospodarstwa domowe w perspektywie długoterminowej powinno systematycznie spadać.
- W 2024 r. utrzymywane były mechanizmy wspierające odbiorców wrażliwych paliw gazowych, tj. odbiorców w gospodarstwach domowych oraz podmioty realizujące kluczowe usługi użyteczności publicznej, w celu łagodzenia skutków wysokich cen paliw gazowych.

4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych

Na koniec 2024 r. koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi posiadało 185 podmiotów, a koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą – 43 podmioty.

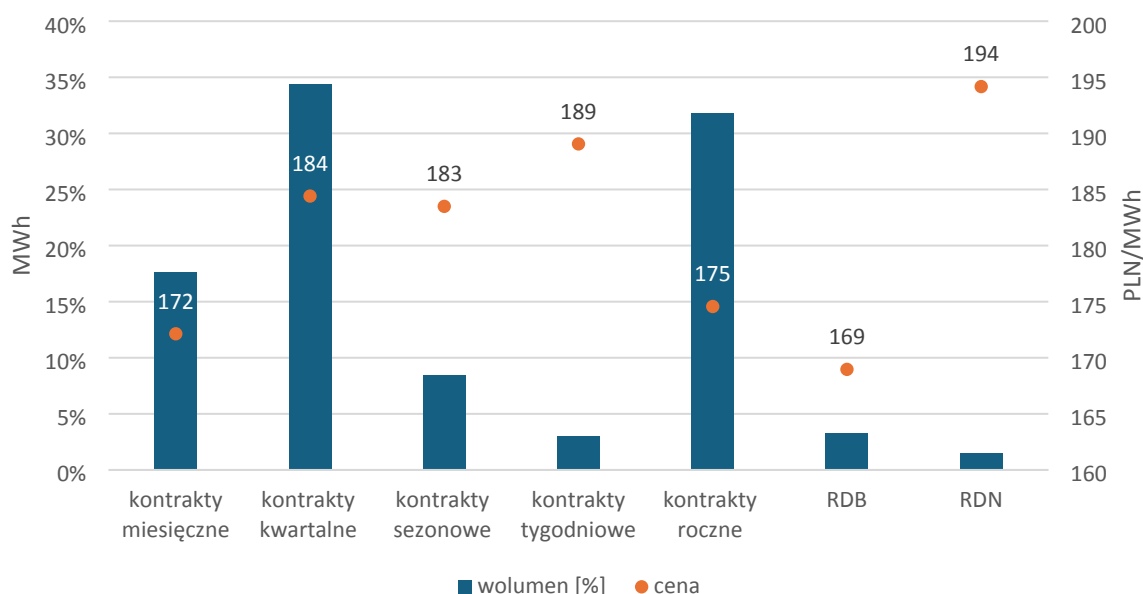
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC

Obrót hurtowy paliwami gazowymi w Polsce prowadzony jest przede wszystkim na TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego – na mocy umowy zawartej z TGE S.A. – są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi.

Zakontraktowany w 2024 r. łączny wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE wyniósł 136,4 TWh, co stanowi wzrost o 2,6% w stosunku do roku poprzedniego. Obroty na rynku spot w całym 2024 r. wyniosły 25,1 TWh (wzrost r/r o 37,6%), natomiast na rynku terminowym (RTPG) 111,3 TWh (spadek r/r o 2,9%).

W ramach transakcji zawartych w 2024 r. największy wolumen gazu ziemnego został zakontraktowany w zakresie kontraktów kwartalnych – ok. 29% (największy wolumen gazu ziemnego sprzedano w ramach instrumentów GAS_BASE_Q-1-25 i GAS_BASE_Q-4-24) oraz rocznych – ok. 27% (kontrakty na instrumenty GAS_BASE_Y-25 i GAS_BASE_Y-26). Pozostała część obrotu w 2024 r. była realizowana głównie w ramach instrumentów krótkoterminowych: miesięcznych (15%), tygodniowych (3%), a także na rynku SPOT (łącznie 19%). Najwyższą cenę osiągnęły instrumenty tygodniowe (BASE_GAS_WEEK) oraz kwartalne (GAS_BASE_Q), dla których średnia cena ważona wolumenem sprzedaży kształtowała się na poziomach odpowiednio: 189,06 zł/MWh i 184,41 zł/MWh. Natomiast najniższą cenę osiągnęły instrumenty roczne (GAS_BASE_Y) oraz na rynku SPOT (RDB, RDN), sprzedawane po średniej cenie ważonej wolumenem na poziomie odpowiednio 174,57 zł/MWh dla gazu ziemnego w kontraktach rocznych, 173,50 zł/MWh w kontraktach na rynku dnia bieżącego i 179,27 zł/MWh w kontraktach na rynku dnia następnego. Dane dotyczące wolumenu cen gazu ziemnego na TGE dla kontraktów zawartych w 2024 r. przedstawione zostały na rysunku nr 4.

Rysunek 4. Dane dotyczące wolumenu cen gazu ziemnego na TGE dla kontraktów zawartych w 2024 r.

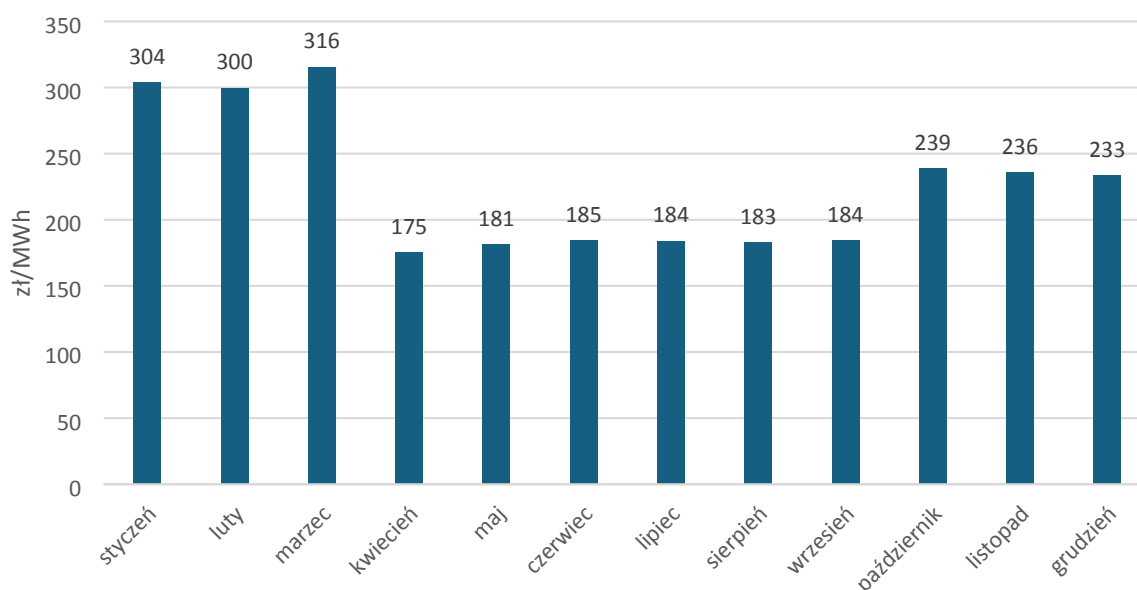


Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Przemysłu na podstawie danych TGE S.A

W porównaniu do 2023 r. średnia cena ważona wolumenem dla wszystkich instrumentów zakontraktowanych w 2024 r na TGE spadła o ok 20% (z 224 zł/MWh w 2023 r. do 179 zł/MWh w 2024 r.). Największą różnicę odnotowano dla instrumentów sezonowych (spadek o prawie 35%) i kwartalnych (spadek o prawie 28%).

Na rysunku 5 przedstawione zostały ceny gazu ziemnego z dostawą w poszczególnych miesiącach 2024 r., rozumianą jako średnio ważoną wolumenem cenę wszystkich instrumentów obejmujących dostawę w poszczególnych miesiącach.

Rysunek 5. Średnia ważona wolumenem cena gazu ziemnego z dostawą w poszczególnych miesiącach 2024 r.



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Przemysłu na podstawie danych TGE S.A.

Obrót paliwami gazowymi realizowany jest również na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji bezpośrednich (tzw. OTC – *over the counter*). Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Prezesa URE, w wyniku realizacji kontraktów zawartych w punkcie wirtualnym, na rynku OTC dostarczono 25,0 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 190,30 zł/MWh.

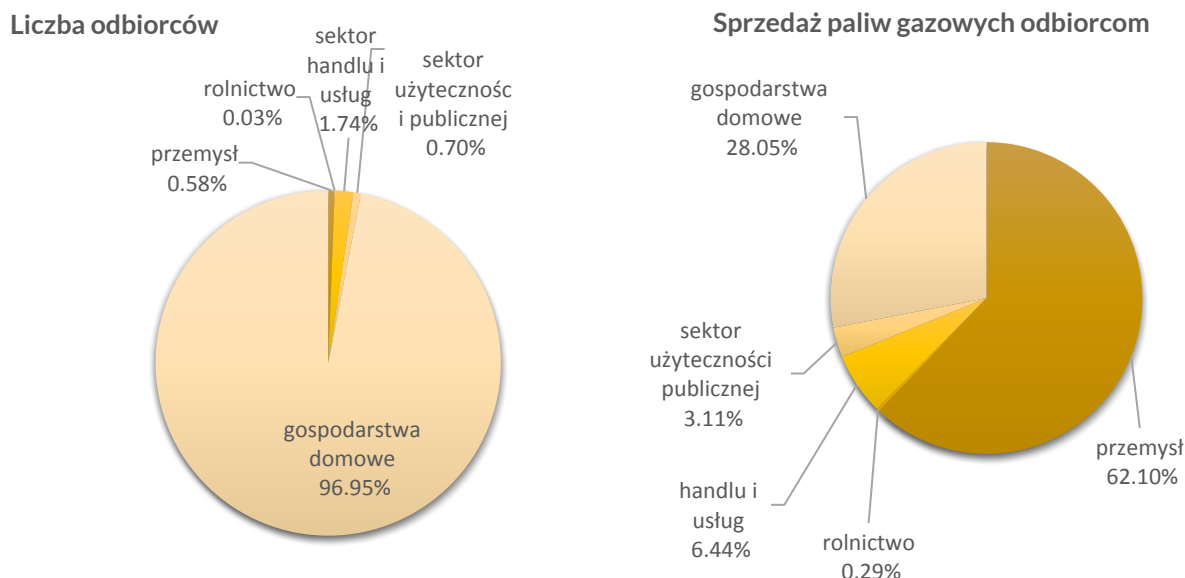
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.

W 2024 r. krajowe zużycie paliw gazowych wyniosło 214,3 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o ok. 7,8%.

W analizowanym okresie przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały 195,1 TWh paliw gazowych do 7,67 mln odbiorców końcowych, co w porównaniu do 2023 r. stanowi wzrost sprzedaży paliw gazowych o 9,5%. Zwiększyła się również liczba odbiorców końcowych zużywających paliwa gazowe o ponad 75 tys. (wzrost o ok. 1%).

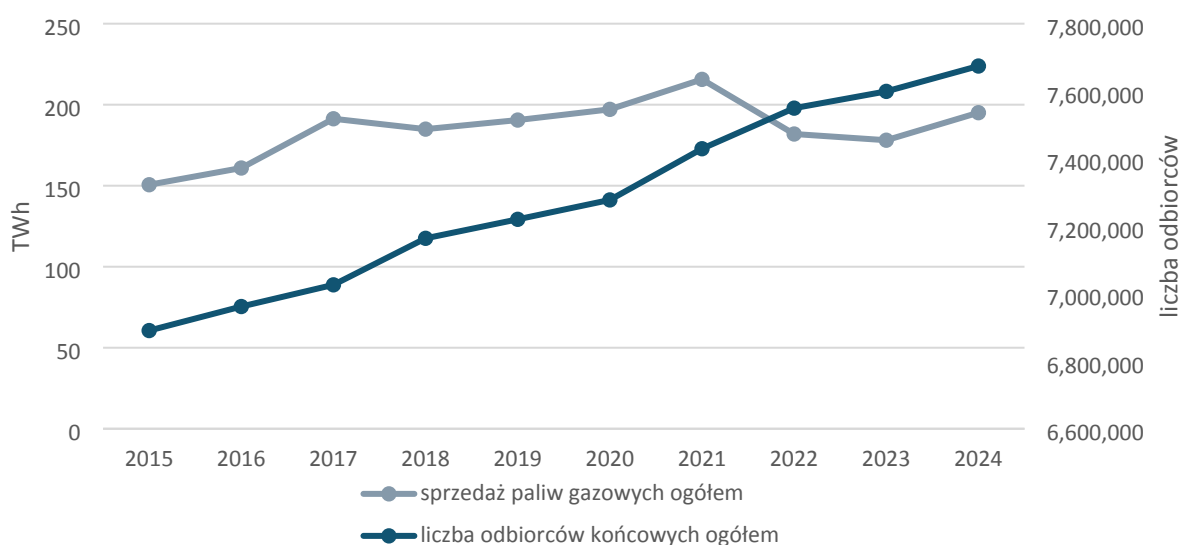
Podobnie jak w latach poprzednich, przeważająca część wolumenu paliw gazowych – 62,1% – została sprzedana do odbiorców przemysłowych, podczas gdy odbiorcy będący gospodarstwami domowymi odpowiadali za ok. 28,0% sprzedaży.

Rysunek 6. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2024 r.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Przemysłu.*

Rysunek 7. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2015–2024.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Przemysłu.*

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2024 r. pozostawała GK ORLEN, której udział w rynku wyniósł 84%. Łącznie spółki GK ORLEN dokonały sprzedaży do odbiorców końcowych 163,8 TWh paliw gazowych. Łącznie w 2024 r. sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych zrealizowało 106 podmiotów.

Ustawą z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła (Dz.U. z 2023 r. poz. 2760) został przedłużony mechanizm ograniczający wzrost ceny paliw gazowych dla najbardziej wrażliwych odbiorców, tj. dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz dla jednostek świadczących kluczowe dla społeczeństwa usługi, który obowiązywał do dnia 30 czerwca 2024 r. Przepisy ustawy z dnia 7 grudnia 2023 r. utrzymały do dnia 30 czerwca 2024 r. maksymalną cenę paliw gazowych dla tych odbiorców na poziomie 200,17 zł za MWh. Ponadto, ustawa ta przedłużyła funkcjonowanie dodatkowego instrumentu wsparcia dla gospodarstw domowych o najniższych dochodach, czyli refundacji podatku VAT za dostarczone paliwa gazowe w okresie od dnia 1 stycznia 2024 r. do dnia 30 czerwca 2024 r.

Wsparcie dla odbiorców w gospodarstwach domowych oraz dla jednostek świadczących kluczowe dla społeczeństwa usługi w drugim półroczu 2024 r. zapewnione zostało na mocy ustawy z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym (Dz. U. z 2024 r. poz. 859), która w odniesieniu do paliw gazowych przedłużyła mechanizm ceny maksymalnej do dnia 31 grudnia 2024 r. ustalając ją na poziomie nowej taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE dla przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 62c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (tj. dla spółki PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.) na poziomie 239,65 zł/MWh dla odbiorców z grup taryfowych o zużyciu godzinowym nie większym niż 110 kWh/h oraz na poziomie 239,18 zł/MWh dla odbiorców zamawiających moc umowną powyżej 110 kWh/h. Dodatkowo, celem wsparcia gospodarstw domowych o najniższych dochodach, w drugiej połowie 2024 r. została wprowadzona możliwość ubiegania się o bon energetyczny, który w zależności od ilości osób w gospodarstwie domowym wyniósł od 300 do 600 zł. W przypadku, gdy gospodarstwo domowe było wyposażone w źródło ogrzewania zasilane energią elektryczną (pompa ciepła/ bojler elektryczny), przysługiwał bon energetyczny w podwyższonej wysokości w kwocie od 600 do 1200 zł.

Ochrona taryfowa Prezesa URE dla odbiorców wrażliwych wskazanych w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne będzie funkcjonować do dnia 31 grudnia 2027 r.

Z prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu zmiany sprzedawcy wynika, że w 2024 r. 5 771 odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych, co stanowi spadek o

ok. 5,9% w stosunku do roku poprzedniego. Na przestrzeni ostatnich lat obserwowany jest spadek liczby zmiany sprzedawcy, przy czym zgodnie z danymi przedstawionymi przez Prezesa URE, zmiany sprzedawców były znacznie częstsze w pierwszej połowie roku niż w drugiej².

W 2024 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 20,6 TWh energii elektrycznej, co stanowi 12,2% całkowitej jej produkcji. Wzrost produkcji energii elektrycznej z paliw gazowych wynika przede wszystkim z rosnącej roli elektrowni gazowych do stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego. Kluczowe znaczenie w tym obszarze miało oddanie do eksploatacji przez PGE Polska Grupa Energetyczna największej w Polsce elektrowni gazowej – PGE Elektrownia Dolna Odra. W związku z trwającą w Polsce transformacją energetyczną powstające bloki gazowo-parowe będą gwarancją elastyczności i stabilności systemu elektroenergetycznego, niezbędnej w związku z zwiększającą się generacją z odnawialnych źródeł energii.

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych [TWh]

Rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [TWh]	w tym z paliw gazowych [TWh]	%
2010	157,7	4,9	3,1%
2015	164,9	6,4	3,9%
2016	166,6	7,9	4,7%
2017	170,5	10,1	5,9%
2018	170,0	12,7	7,5%
2019	163,9	14,5	8,8%
2020	157,9	16,1	10,2%
2021	179,4	15,30	8,5%
2022	179,6	11,7	6,5%
2023	166,4	16,7	10,0%
2024*	169,3	20,6	12,2%

*Dane wstępne

Źródło: Badania statystyczne Ministra Przemysłu.

W najbliższych latach w związku z procesem transformacji energetycznej polskiego sektora energetycznego spodziewany jest dalszy wzrost znaczenia jednostek gazowych dla regulowania pracy systemu elektroenergetycznego. Niemniej jednak,

² Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2024 r. str. 215.

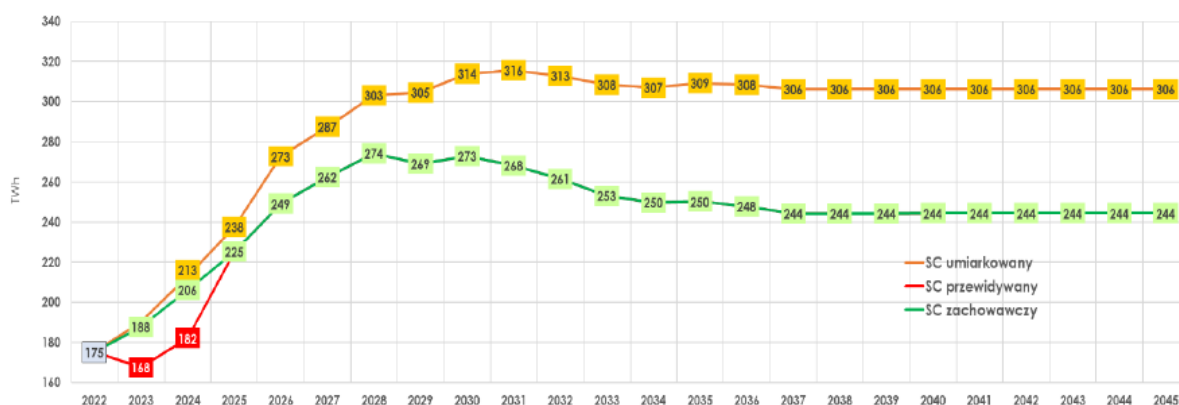
weryfikacji mogą podlegać dotychczasowe plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych, co będzie wpływać na prognozy wykorzystania gazu ziemnego w kolejnych latach. Szczególny wpływ w tym zakresie będzie mieć kształt rynku mocy.

4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe

W 2024 r. obowiązywał, uzgodniony z Prezesem URE przygotowany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2024-2033*³. Przedstawiona w Planie Rozwoju prognoza zapotrzebowania na usługi przesyłowe zakłada redukcję popytu na paliwa gazowe w grupie aktualnych odbiorców przede wszystkim związaną ze zwiększeniem udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, rozwojem technologii i wzrostem efektywności energetycznej instalacji zasilanych paliwami gazowymi, a także z termomodernizacją budynków. Prognozowany spadek popytu ze strony dotychczasowych odbiorców paliw gazowych może być uzupełniony lub równoważony przez planowane nowe przyłączenia do sieci gazowej.

Przedstawiona prognoza zakłada wzrost zapotrzebowania na usługi przesyłania do 2030 r. na poziomie niższym niż zakładano wcześniej, tj. na poziomie 273-314 TWh. Od połowy lat 30-tych XXI w. zakłada się stopniowy spadek ww. zapotrzebowania i stabilizację na poziomie ok. 250-309 TWh.

Rysunek 8. Prognoza krajowego zapotrzebowania na usługi przesyłowe OGP GAZ-SYSTEM S.A.

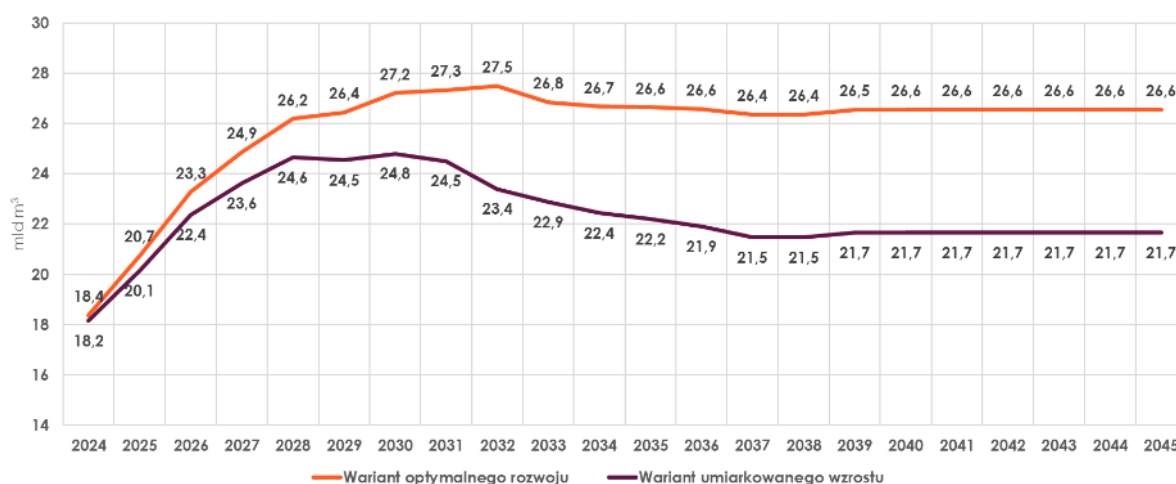


Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. - *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033* część A – wyciąg, luty 2024 r.

³ Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033 Część A uzgodniony z Prezesem URE w dniu 8 lutego 2024 r.

Z uwagi na panującą sytuację na światowym rynku energetycznym, w maju 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. przygotował aktualizację prognozy zapotrzebowania na usługi przesyłowe. Zaktualizowana prognoza zakłada spadek rocznych wolumenów zapotrzebowania na usługi przesyłowe przy zachowaniu dotychczasowych tendencji. Prognoza opracowana została w dwóch wariantach: optymalnego rozwoju i umiarkowanego wzrostu.

Rysunek 9. Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową na lata 2024-2045 OGP GAZ-SYSTEM S.A.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. – Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową na lata 2024-2045.

5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- Najistotniejszymi elementami infrastruktury pozwalającej na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski pozostaje terminal LNG w Świnoujściu oraz gazociąg Baltic Pipe.
- Panująca sytuacja geopolityczna, w tym w szczególności wojna na Ukrainie, wymusza dalszą potrzebę wzmacniania niezależności energetycznej i bezpieczeństwa gazowego państwa. Istotne jest więc kontynuowanie i terminowe zakończenie budowy drugiego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej.
- Kontynuowana jest również rozbudowa krajowej sieci gazowej celem wsparcia transformacji energetycznej oraz eliminacji ograniczeń sieciowych i zwiększenia możliwości rozptyłów paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń z systemami krajów sąsiednich, a także za pośrednictwem budowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej.
- W odniesieniu do dystrybucji paliw gazowych priorytetem jest likwidacja ograniczeń systemowych i zapewnienie wymaganych przepustowości w systemie na potrzeby dostaw do odbiorców końcowych – w 2024 r. wybudowano ponad 2,2 tys. km sieci dystrybucyjnej.
- Rozbudowa pojemności magazynowych i zwiększenie maksymalnych mocy odbioru to dodatkowy filar zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego lub znacznego wzrostu jego zapotrzebowania – prowadzona rozbudowa PMG Wierchowice zwiększy pojemności magazynowe o dodatkowe ok. 8,8 TWh w perspektywie od 2027 r.
- Zgodnie z polityką energetyczną, budowana i planowana infrastruktura gazowa powinna być w jak największym stopniu dostosowana do przesyłu gazów niskoemisyjnych i odnawialnych, tj. wodoru, biogazu, biometanu.
- Wybór poszczególnych wariantów dekarbonizacji sieci będzie uzależniony od stopnia i szybkości rozwoju rynku wodoru czy biometanu, poziomu zapotrzebowania i jego produkcji, cen, technicznych możliwości sieci gazowej oraz innych procesów ekonomiczno-biznesowych wpierających rozwój rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2024 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (OGP GAZ-SYSTEM S.A.);
- 51 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych;
- 1 operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland sp. z o.o.);
- 5 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

5.1. System przesyłowy gazowy

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – Prawo energetyczne na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego, działającego w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Funkcję OSP, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa, pełni OGP GAZ-SYSTEM S.A. Nadzór właścicielski nad operatorem systemu przesyłowego gazowego w zakresie wykonywania uprawnień z akcji należących do Skarbu Państwa, zgodnie z art. 12a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, sprawuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

W rozumieniu rozporządzenia Komisji 312/2014 (NC BAL) system gazu ziemnego wysokometanowego, gazu ziemnego zaazotowanego i system gazociągów tranzytowych stanowią oddzielne systemy bilansowania.

Spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. na mocy decyzji Prezesa URE została wyznaczona operatorem krajowego systemu przesyłowego na własnych sieciach przesyłowych do dnia 6 grudnia 2068 r.

W dniu 1 stycznia 2023 r. weszła w życie decyzja Prezesa URE ustalającą treść kolejnej umowy powierzającej pomiędzy spółkami OGP GAZ-SYSTEM S.A. a SGT EUROPOL GAZ S.A. Na warunkach określonych w umowie powierzającej OGP GAZ-SYSTEM S.A. wykonuje obowiązki operatora systemu przesyłowego na znajdującym się na terytorium RP odcinku SGT Jamał-Europa Zachodnia do dnia 6 grudnia 2068 r. Właścicielem SGT EUROPOL GAZ S.A. jest ORLEN S.A.

5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- krajowego systemu przesyłowego, na który składają się dwa podsystemy gazu ziemnego:
 - wysokometanowego E,
 - zaazotowanego Lw.
- systemu gazociągów tranzytowych.

5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy

Krajowy system przesyłowy, zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., w 2024 r. zasilany był poprzez następujące punkty wejścia związane z:

1. przywozem paliw gazowych:

- a) Punkt GCP Gaz-System/UA TSO (Drozdowicze i Hermanowice – granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe – punkt wejścia na gazociągu Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),
- e) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – granica polsko-niemiecka),
- f) Cieszyn (granica polsko-czeska),
- g) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (punkt wejścia do SGT z kierunku Niemiec),
- h) połączenia realizujące import lokalny:
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin – granica polsko-niemiecka),
 - Branice (granic polsko-czeska),
- i) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu;

2. złożami krajowymi:

- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego – 37 punktów wejścia,
- b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu ziemnego zaazotowanego i wysokometanowego (2 punkty wejścia do systemu gazu ziemnego wysokometanowego),

- c) węzły w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobia, Kotowo, Chynów II, Nowe Tłoki,
 - d) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków i Szczyglice;
3. PMG – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu ziemnego wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu ziemnego stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:
- a) GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica,
 - b) GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo, oraz
 - c) odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice, w skład, której wchodzi PMG Wierzchowice.

W 2024 r. usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych świadczone były na rzecz 85 podmiotów, a wolumen przesyłanych paliw gazowych osiągnął poziom 226,7⁴ TWh, co stanowi wzrost o 6,0 TWh w porównaniu do 2023 r.

W 2024 r. OSP zawarł 3 umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej i przyłączył do sieci 5 odbiorców.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. w 2024 r. zarządzał własną siecią gazociągów przesyłowych o długości 12 151 km oraz świadczył usługi operatorskie na polskim odcinku SGT o długości 685 km.

W 2024 r. liczba punktów wejścia do KSP oraz punktów wyjścia z KSP, wyniosła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia⁵ (krajowe i importowe): 66
- liczba punktów wyjścia⁶: 891

⁴ Wielkość przesyłanych paliw gazowych uwzględnia pracę PMG oraz przesył gazu zaazotowanego (Lw), którego objętość przeliczono na gaz ziemny wysokometanowy (E).

⁵ Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnię).

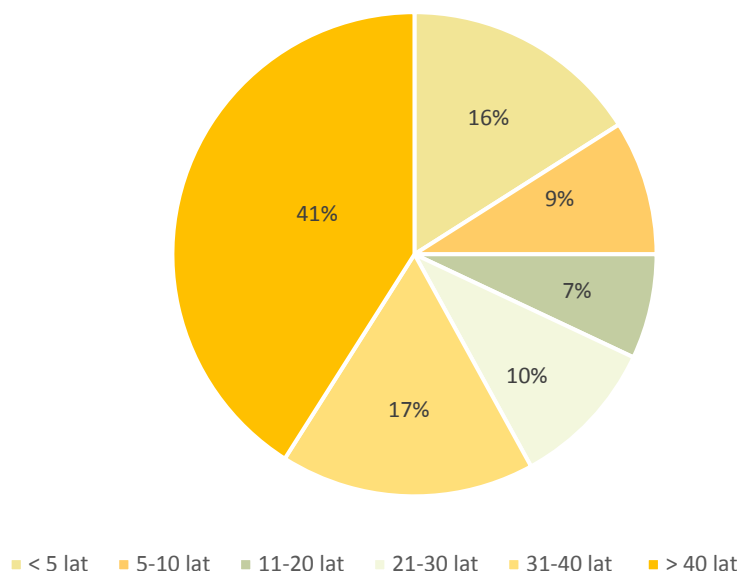
⁶ Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu ziemnego, załączanie PMG, eksport oraz odbiorców końcowych.

Tabela 3. System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2024 r.

Lp.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓŁEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	12 836
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	km	12 151
	Infrastruktura SGT	km	685
2.	Stacja gazowe	szt.	842
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	840
	Infrastruktura SGT	szt.	2
3.	Tłocznie	szt.	14
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	14
	Infrastruktura SGT	szt.	0

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Rysunek 10. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP GAZ-SYSTEM S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2024 r.



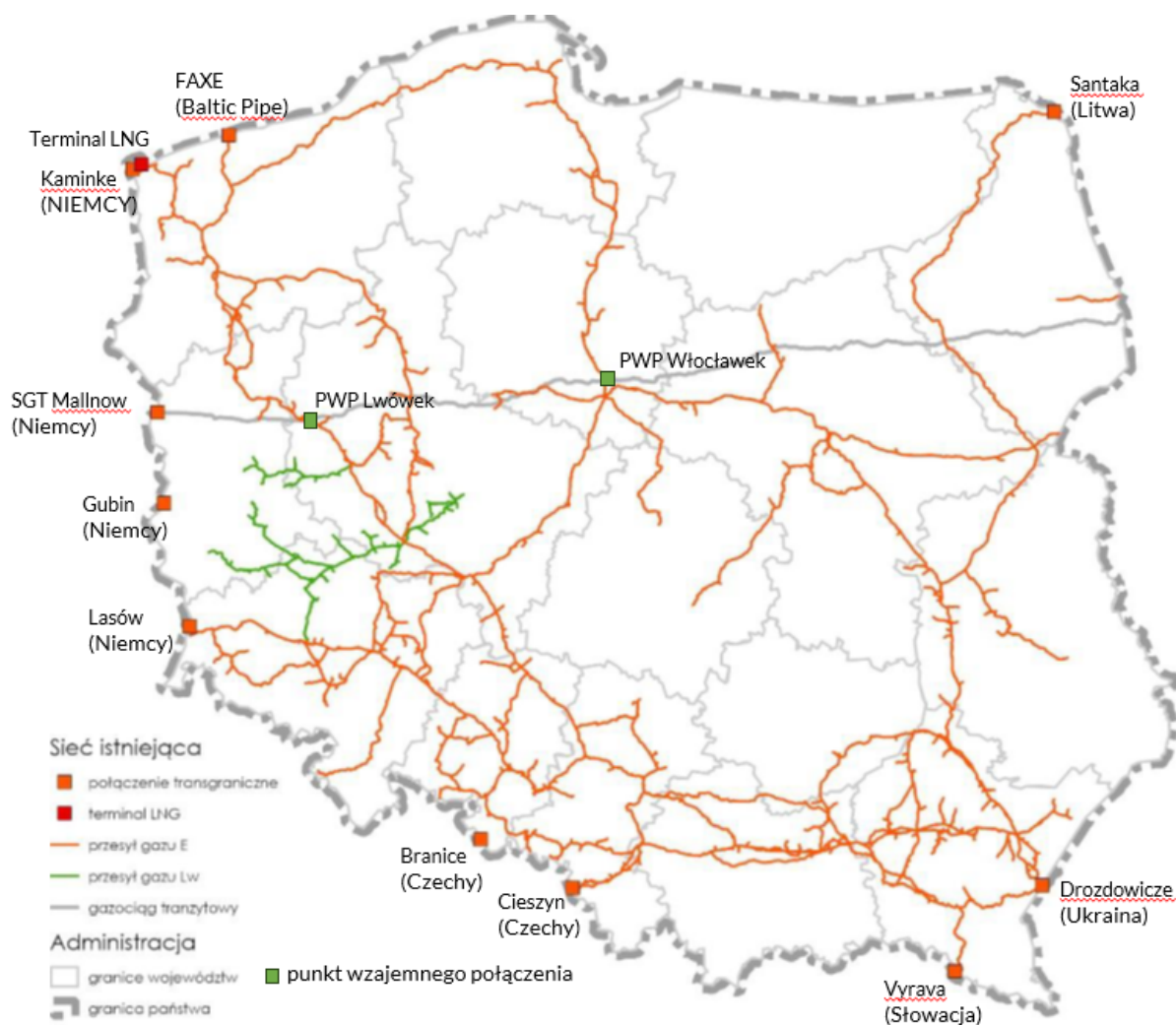
Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Przemysłu na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W wyniku prowadzonej przez OSP systematycznej rozbudowy systemu przesyłowego i budowy nowej infrastruktury zmianie ulega struktura wiekowa gazociągów przesyłowych w Polsce. Gazociągi w kategorii wiekowej poniżej 20 lat

stanowią 32% wszystkich eksploatowanych gazociągów przesyłowych. Jednak w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów w Polsce znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 40 lat, gazociągi te stanowią 41% wszystkich eksploatowanych gazociągów.

Z tego względu planowane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. działania inwestycyjne w dalszym ciągu uwzględniają także zadania modernizacyjno-odtworzeniowe, które mają na celu przede wszystkim poprawę bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury przesyłowej i zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców.

Rysunek 11. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. wg. stanu na dzień 31 grudnia 2024 r.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Zasilany jest gazem ziemnym ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu ziemnego: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy) oraz z podziemnych magazynów gazu ziemnego (Daszewo i Bonikowo). Dodatkowo system gazu ziemnego zaazotowanego zasilany jest gazem ziemnym z kopalni Wielichowo, który do osiągnięcia parametrów gazu ziemnego podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu ziemnego wysokometanowego w mieszalni gazu ziemnego Grodzisk Wielkopolski. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego jest również zasilany poprzez sieć dystrybucyjną w punktach wejścia Kotowo, Nowe Tłoki, Krobia, Szczyglice oraz Chynów II.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego.

Rysunek 12. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa

Właścicielem polskiego odcinka gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej jest SGT EUROPOL GAZ S.A. Jedynym akcjonariuszem SGT EUROPOL GAZ S.A. jest ORLEN S.A.

Parametry techniczne gazociągu Jamał-Europa:

- długość gazociągu – 685 km,
- ciśnienie robocze – 8,4 MPa,
- średnica gazociągu – DN1400,
- 3 punkty wyjścia – Mallnow, Punkt Wzajemnego Połączenia (poprzez stacje we Lwówku i Włocławku),
- 5 tłoczni gazu ziemnego o łącznej mocy 400 MW – TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE

Rozbudowa infrastruktury gazowej stanowi jeden z głównych elementów przyczyniających się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, a tym samym do odbiorców końcowych. Z tego względu w 2024 r. była ona monitorowana szczegółowo zarówno przez ministra właściwego do spraw energii oraz ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, jak również – w zakresie kluczowych inwestycji OSP – przez Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. W 2024 r. swoją działalność kontynuował *Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej* powołany zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów⁷. W zakresie inwestycji gazowych zakres prac Zespołu obejmował inwestycję w rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu oraz projekt budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej (tzw. FSRU). Zadaniem Zespołu jest koordynacja działań poszczególnych organów administracji związanych z realizacją projektów objętych monitoringiem. Przewodniczącym Zespołu jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

⁷ Zarządzenie nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej (M.P. z 2020 r. poz. 567 z późn zm.).

OSP konsekwentnie realizuje inwestycje związane z rozbudową i modernizacją wewnętrznego systemu przesyłowego, mające na celu eliminację ograniczeń sieciowych i zwiększenie możliwości rozptyłów paliw gazowych dostarczanych do Polski za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń z systemami sąsiadujących krajów, a także za pośrednictwem budowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej.

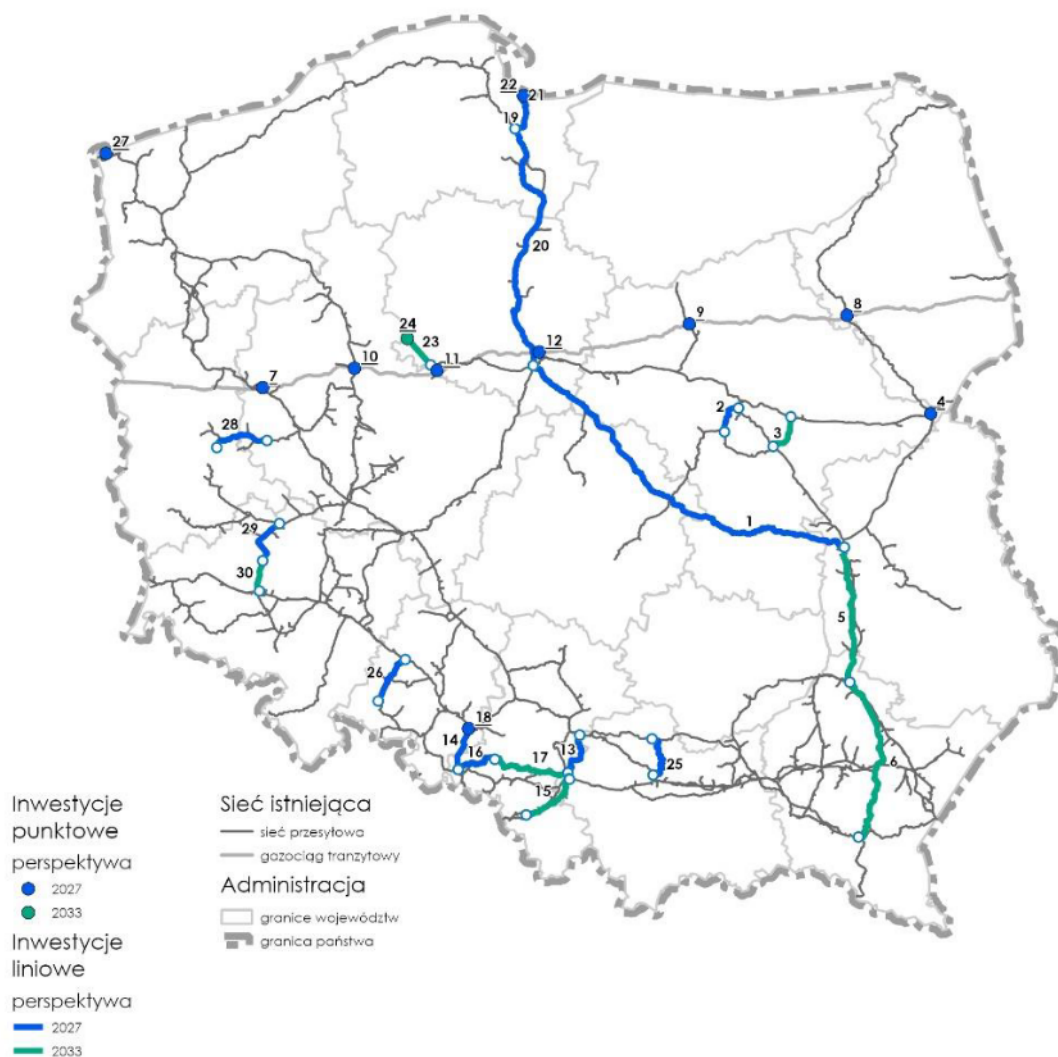
Wypełniając obowiązek ustawowy wynikający z art. 16 ust. 2 ustawy – *Prawo energetyczne*, operator systemu przesyłowego sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co dwa lata. W 2024 r. obowiązywał, uzgodniony w dniu 8 lutego 2024 r. z Prezesem URE *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033. Część A*.

Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju, zgodnie z przyjętymi w PEP 2040 celami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego państwa, zakładał kontynuację rozbudowy krajowego systemu przesyłowego.

W 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. realizował zadania inwestycyjne ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone na dwie perspektywy:

- w perspektywie 2027 r. – kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w poprzednich planach rozwoju,
- w perspektywie 2033 r. – zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Rysunek 13. Inwestycje realizowane i planowane do realizacji przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., w latach 2024-2033



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. – Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033 Część A – wyciąg, luty 2024 r.

W 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczął prace nad aktualizacją Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Część A na lata 2026-2035, który w terminie określonym w art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne został złożony do uzgodnienia z Prezesem URE.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązany jest również na podstawie art. 16 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne do przygotowania planu rozwoju dla systemu gazociągów tranzytowych będących własnością SGT EUROPOL GAZ S.A. W 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. opracował i przedłożył do uzgodnienia z Prezesem URE aktualizację Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Część B na lata 2025-2034 dotyczącego majątku SGT będącego przedmiotem umowy powierzeniowej. Plan ten został

uzgodniony z Prezesem URE w dniu 4 czerwca 2024 r. Plan zakłada głównie utrzymanie istniejących zdolności przesyłowych SGT na kierunku zachód-wschód, a także dostosowanie majątku SGT do funkcjonowania po wydzieleniu w ramach umowy powierzeniowej obowiązującej do 2068 r. w nowej roli układu importowo-eksportowego współpracującego z KSP.

Zadania inwestycyjne na infrastrukturze SGT ujęte w KDPR 2025-2034 Część B mają charakter modernizacyjno-odtworzeniowy i służą zapewnieniu bezpieczeństwa, ciągłości, niezawodności i optymalizacji przesyłania gazu przy minimalizacji kosztów tej usługi oraz założonym efekcie przesyłania zgodnie z udostępnianymi zdolnościami przesyłowymi.

Planowane inwestycje w/na infrastrukturze SGT, wskazane w KDPR 2025-2034 Część B, obejmują:

- modernizację obiektów SGT, związaną z wydzieleniem infrastruktury SGT i jej odseparowania od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A. niepodlegającemu powierzeniu,
- modernizację systemów łączności i SCADA,
- zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

W związku z wyłączeniem z umowy powierzeniowej Tłoczni Gazu, które są ściśle zintegrowane (pod względem technicznym) z powierzonymi Zespołami Podłączeniowymi Tłoczni (ZPT) niezbędne jest przeprowadzenie procesu rozgraniczenia i odseparowania. Najważniejsze zadania w tym obszarze to:

- odseparowanie ZPT i stacji pomiarowej Kondratki od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A.,
- odseparowanie ZPT Zambrów od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A.,
- odseparowanie ZPT Ciechanów od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A.,
- odseparowanie SSRP Włocławek od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A.,
- odseparowanie ZPT Szamotuły od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A.

Dodatkowo Plan Rozwoju SGT zakłada również rozwój systemów IT i systemów łączności oraz sukcesywną modernizację i odtworzenie obiektów SGT.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

Operator systemu przesyłowego w 2024 r. realizował zadania modernizacyjno-odtworzeniowe mające na celu przede wszystkim wymianę wyeksploatowanych elementów systemu, a także poprawę funkcjonowania systemu przesyłowego oraz zadania remontowe. Działania modernizacyjne służą zwiększeniu bezpieczeństwa funkcjonowania sieci przesyłowej. W ramach planu remontowego w 2024 r. zrealizowanych zostało 140 zadań z planowanych 145 zadań, co stanowi 96,6% planu. OSP łącznie przeznaczył na prace remontowe kwotę ok. 95,6 mln PLN. Zadania remontowe niezakończone w 2024 r. będą kontynuowane w 2025 r.

Oprócz działań w zakresie bieżącego utrzymania sieci, operator kontynuował prace w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego.

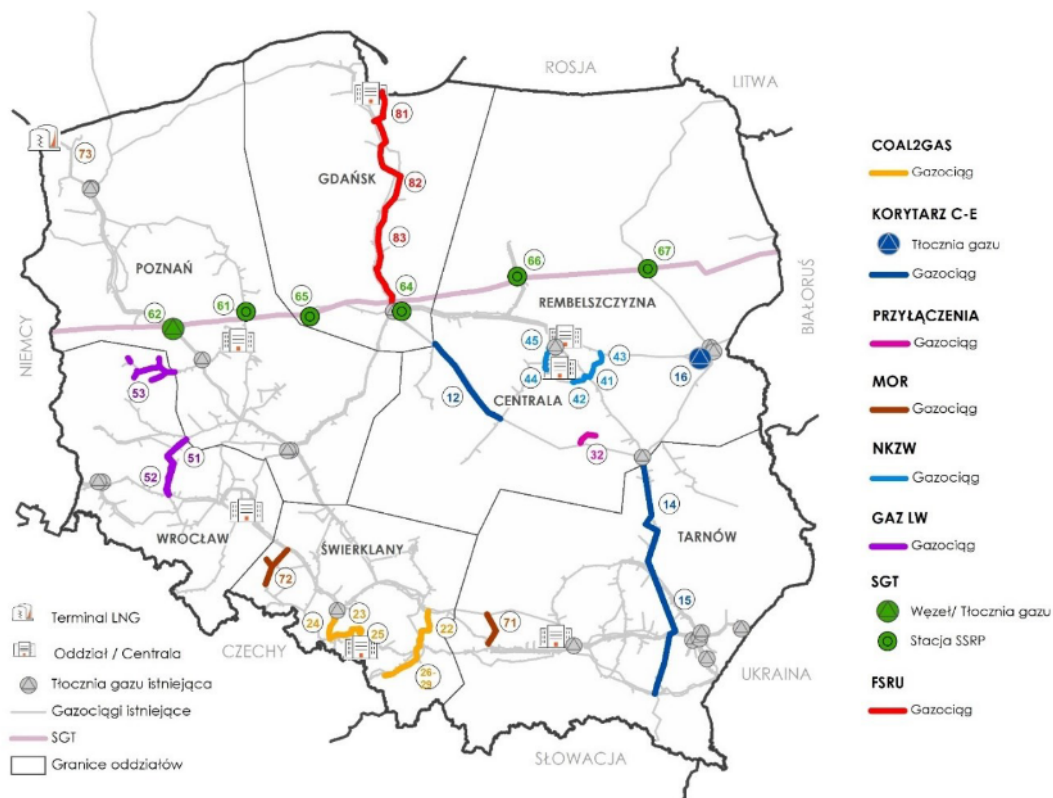
Według stanu na dzień 31 grudnia 2024 r. spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. prowadziła inwestycje w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego na różnym poziomie zaawansowania. W fazie:

- 1) realizacji – obejmującej okres od zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych do przekazania gazociągu do eksploatacji:
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap II Leśniewice-Rawa Mazowiecka) – w 2023 r. zakończono budowę, odbiór końcowy nastąpił 2 lutego 2024 r.,
 - gazociąg Oświęcim-Tworzeń wraz z systemową stacją redukcyjno-pomiarową Oświęcim (etap II) – w 2024 r. zakończono budowę, odbiór końcowy nastąpił w lutym 2025 r.,
 - gazociąg Rembelszczyzna-Mory,
 - gazociąg Racibórz-Oświęcim (etap I Racibórz-Rybnik),
 - gazociąg Polska-Czechy (etap I Kędzierzyn-Racibórz),
 - gazociąg Kolnik-Gdańsk,
 - gazociąg Gardeja-Kolnik,
 - gazociąg Gustorzyn-Gardeja,
 - gazociąg Wężerów-Przewóz,
 - gazociąg Nowe Tłoki-Sulechów,
 - połączenie KSP z SGT w m. Długa Goślina,
 - połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo,
 - przyłączenie PGE Elektrownia Rybnik;
- 2) projektowania i przetargowej – od rozpoczęcia prac projektowych do podpisania umowy na wykonanie robót budowlanych, obejmującą etapy wykonania

dokumentacji projektowej, pozyskiwania decyzji administracyjnych oraz przetargu na roboty budowlane:

- gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim,
- gazociąg Wronów-Rozwadów,
- gazociąg Rozwadów-Strachocina,
- gazociąg Stanisławów (Mińsk Mazowiecki-SG Wola Karczewska),
- gazociąg Wola Karczewska-Karczew,
- gazociąg Karczew-Gassy,
- gazociąg Mory-Reguły,
- gazociąg Lewin Brzeski-Nysa,
- gazociąg Kotowice-HM Legnica,
- połączenie KSP z SGT - SSRP Włocławek,
- połączenie KSP z SGT - SSRP Ciechanów-Pawłowo,
- połączenie KSP z SGT - SSRP Zambrów,
- połączenie KSP z SGT - TG Lwówek,
- połączenie KSP z SGT - Węzeł Lwówek,
- przyłączenie EC Kozienice w Świerżach Górnych.

Rysunek 14. Mapa inwestycji kluczowych stan na 31.12.2024 r.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Tabela 4. Inwestycje strategiczne według stanu na dzień 31 grudnia 2024 r.

Lp.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
1	PROGRAM CENTRUM- WSCHÓD	12	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka	DN=1000 L=100 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyna	Zakończone
2	PORTFEL COAL2GAS	23	GAZOCIĄG RACIBÓRZ – OŚWIĘCIM Etap I: Racibórz-Rybnik	DN=700 L= 38,7 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
3		24	GAZOCIĄG POLSKA – CZECHY Etap I: Kędzierzyn-Racibórz	DN=1000 L= 37 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
4		25	GAZOCIĄG PRZYŁĄCZENIOWY PGE RYBNIK	DN=500 L=4,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Budowa
5		22	GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZEŃ WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM	DN=700/500 L=44/0,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Zakończone
6		26	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: Wilamowice – Oświęcim	DN=500 L=20,1 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
7		27	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: Komorowice – Wilamowice	DN=500 L=11,4 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
8		28a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV a: od ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN=500 L=4,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
9		28b	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV b: od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN=500 MOP 8,4 MPa L=4,0 km	Świerklany	Projektowanie
10		29	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: Pogórze – Wapienica	DN=500 L= 17,3 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
11	PORTFEL KORYTARZ C-E	14	GAZOCIĄG WRONÓW – ROZWADÓW	DN=1000 L=119,8 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Projektowanie
12		15	GAZOCIĄG ROZWADÓW – STRACHOCINA	DN=1000 L=161,6 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Projektowanie
13		16	TG HOŁOWCZYCE NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)	Agr. Spręż = 1 szt. Moc= do 13 MW	Rembelszczyna	Projektowanie

Lp.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
14	PORTFEL PRZYŁĄCZE NIA	32	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN=700 L= 20 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
15	PORTFEL MOR	71	GAZOCIĄG WĘŻERÓW- PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN=700 L=45 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Budowa
16		72	GAZOCIĄG LEWIN BRZEŃSKI – NYSA WRAZ Z ODGAŁĘZIENIAMI	DN=500/150/100 L=41/10,1/1,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Projektowanie
17	PORTFEL NKZW	45	GAZOCIĄG REMBELSZCZYNA – MORY	DN=700 L= 28,5 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyna	Budowa
18		41	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN=500 L=14,4 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
19		42	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN=400 L= 1,8 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
20		43	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – WOLA KARCZEWSKA	DN=700 L=38 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
21		44	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN=400 L= 5,2 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyna	Projektowanie
22	PORTFEL GAZ LW	51	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN=300 L= 37,9 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Projektowanie
23		52	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN=300 L= 25,8 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Projektowanie
24		53	GAZOCIĄG NOWE TŁOKI – SULECHÓW (RAKONIEWICE – ŚWIEBODZIN)	DN=300/150/100 L=42,9/23,6/10,6 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	Budowa
25	PORTFEL SGT	61	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN=500 MOP=8,4 MPa Q=250 tys. m ³ /h	Poznań	Budowa
26		62	TG LWÓWEK	DN=1000 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)= 1600 tys. m ³ /h Agr. Spręż = 3 szt. Moc=24 MW	Poznań	Projektowanie
27		64	SSRP WŁOCŁAWEK	DN=1000 Q(dwukier)= 1000 tys. m ³ /h	Gdańsk	Projektowanie
28		65	SSRP WYDARTOWO	DN=700 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)= 1200 tys. m ³ /h	Gdańsk	Budowa

Lp.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
29		66	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO	DN=700 MOP 8,4 MPa Q=250 tys. m ³ /h	Rembelszczyna	Projektowanie
30		67	SSRP ZAMBRÓW	DN=700 Q=1000 tys. m ³ /h	Rembelszczyna	Projektuj i buduj
31	PORTFEL FSRU	81	GAZOCIĄG KOLNIK – GDAŃSK POM 1	DN1000 L= 34 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Budowa
32		82	GAZOCIĄG GARDEJA – KOLNIK POM 2	DN1000 L= ok. 88 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Budowa
33		83	GAZOCIĄG GUSTORZYN – GARDEJA POM 3	DN1000 L= ok. 128 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Budowa

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. zakończył budowę gazociągu Oświęcim-Tworzeń o długości 44 km i średnicy DN 700 mm wraz z Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową (SSRP) Oświęcim o przepustowości 300 000 m³/h. Oddanie gazociągu do eksploatacji nastąpiło na początku 2025 r. Realizacja inwestycji zwiększy dostęp do paliw gazowych na terenie województwa śląskiego i małopolskiego. Nowy gazociąg posiada połączenie z gazowym Korytarzem Północ-Południe w miejscowości Sławków. W 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. ukończył także realizację projektu rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu. Był to ostatni projekt spółki z dofinansowywanych z budżetu UE w ramach POLiŚ na lata 2014-2020. Dofinansowanie w ramach POLiŚ 2014-2020 otrzymało łącznie 13 projektów na sumaryczną kwotę ponad 3,4 mld PLN.

Dodatkowo w 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. uzyskał dofinansowanie w ramach programu FENIKS dla budowy gazociągów Rembelszczyna-Mory, Oświęcim-Tworzeń, Kędzierzyn-Koźle- Racibórz- Rybnik na kwotę ok. 684 mln zł.

5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

W 2024 r. nie prowadzono prac budowlanych związanych z rozbudową połączeń transgranicznych. Natomiast w odniesieniu do istniejącego połączenia Polska-Ukraina, OGP GAZ-SYSTEM S.A. przeprowadził analizę dostępnych przepustowości w KSP i uzyskał możliwość tymczasowego zapewnienia ciągłej przepustowości oferowanej w kierunku Ukrainy (na poziomie 200 tys. m³/h) od 1 stycznia do 30 września 2025 r. Jednocześnie OGP GAZ-SYSTEM S.A. w ramach tzw. procedury przyrostowej na lata 2023-2025 w oparciu o przepisy prawa UE (*Incremental Procedure*) 1 lipca 2024 r., wraz z operatorem systemu przesyłowego Ukrainy, przeprowadził aukcję powiązanych przepustowości przyrostowych w punkcie połączenia Polska-Ukraina. Żaden z

uczestników rynku nie zarezerwował przepustowości, w związku z powyższym test ekonomiczny zakończył się wynikiem negatywnym.

W odniesieniu do istniejącego połączenia gazowego Polska-Czechy „Cieszyn/Český Těšín Stork I”, dzięki ukończeniu przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w 2024 r. budowy gazociągu Sławków (Tworzeń) – Oświęcim oraz rozbudowie o przenośny agregat sprężarkowy Tłocznia gazu – Kędzierzyn, uzyskana została możliwość oferowania od 1 stycznia 2025 r. przepustowości ciągłej w kierunku Czech na poziomie 40 tys. m³/h.

5.2. System dystrybucyjny gazowy

5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

Według stanu na dzień 31 grudnia 2024 r. krajowy system dystrybucyjny składał się z 166,1 tys. km sieci dystrybucyjnej oraz 57,5 tys. km czynnych przyłączy. Działalność w obszarze dystrybucji paliw gazowych w Polsce w 2024 r. prowadziło 51 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE. W 2024 r. największym operatorem systemu dystrybucyjnego była PSG sp. z o.o., która zarządzała 94,7% sieci dystrybucyjnej w kraju. Pozostałe ok. 5,3% sieci dystrybucyjnych było własnością pozostałych spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK ORLEN i w 2024 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 729 gminach na terenie całego kraju. W 2024 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców końcowych 131,24 TWh paliw gazowych, co stanowi wzrost w stosunku do roku poprzedniego o ok. 5,2%.

PSG sp. z o.o., na mocy decyzji Prezesa Rady Ministrów z dnia 29 kwietnia 2022 r., na podstawie art. 7a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2023 r. poz. 122) została zobowiązana do świadczenia usługi dystrybucji dla odbiorców objętej sankcjami spółki Novatek Green Energy Sp. z o.o.⁸

5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE

⁸ Na mocy decyzji Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 25 kwietnia 2022 r. spółka Novatek Green Energy Sp. z o.o. wpisana została na listę osób i podmiotów objętych sankcjami zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 835).

W 2024 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie prawie 2,2 tys. km sieci dystrybucyjnych, z czego 96,1% przypada na PSG sp. z o.o. Na koniec 2024 r. stopień gazyfikacji kraju wyniósł ok. 74,77%.

Zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy – *Prawo energetyczne* operator systemu dystrybucyjnego gazowego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres nie krótszy niż 5 lat.

W 2024 r. obowiązywał, zatwierdzony w dniu 29 stycznia 2024 r. przez Prezesa URE, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2028.

PSG sp. z o.o., zgodnie z aktualnym planem rozwoju w latach 2024-2028 planuje:

- przyłączenie do sieci dystrybucyjnej 228,6 tys. nowych odbiorców,
- budowę 15,2 tys. km nowej sieci dystrybucyjnej oraz 128,5 tys. nowych przyłączy,
- budowę 219 nowych stacji gazowych redukcyjno-pomiarowych,
- budowę 41 nowych stacji regazyfikacji LNG,
- modernizację 14,9 tys. km sieci dystrybucyjnej,
- modernizację 428 stacji gazowych redukcyjno-pomiarowych,
- wymianę 2,9 mln gazomierzy i układów pomiarowych,
- budowę sieci gazowej o długości 3,6 tys. km umożliwiającą przyłączenie 406 biogazowni.

Kluczowe inwestycje dystrybucyjne realizowane przez PSG sp. z o.o. związane z likwidacją istniejących ograniczeń na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego oraz inwestycje umożliwiające dostawy paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu do jak największej grupy odbiorców końcowych, objęte są reżimem ustawy terminalowej.

Łącznie PSG sp. z o. o. w 2024 r. realizowała 27 inwestycji dystrybucyjnych wskazanych w ustawie terminalowej. Na koniec 2024 r. zakończono realizację 5 inwestycji, w fazie realizacji znajdowało się 13 inwestycji a w fazie projektowania 6 inwestycji. W przypadku 1 inwestycji podjęta została decyzja o zaniechaniu jej realizacji a w przypadku 2 inwestycji decyzja o wstrzymaniu prac projektowych.

Dodatkowo w celu zapewnienia wszystkim odbiorcom końcowym niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz ciepła w katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu ujęto również inwestycje polegające na budowie przyłączy do największych odbiorców gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania

energii elektrycznej lub ciepła w jednostkach wytwórczych lub kogeneracyjnych (jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej).

W celu poprawy parametrów zasilania w paliwa gazowe rejonu Białegostoku, spółki PSG sp. z o.o. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. kontynuowały w 2024 r. realizację inwestycji umożliwiającej przyłączenie sieci dystrybucyjnej gazowej do systemu przesyłowego po oddaniu do użytkowania gazociągu przesyłowego Polska-Litwa (GIPL). W pierwszej kolejności zrealizowana została inwestycja budowy przyłączenia w Zambrowie (inwestycja ujęta w ustawie terminalowej), która ukończona została pod koniec 2022 r. Realizacja inwestycji zwiększyła lokalne bezpieczeństwo energetyczne rejonu Białegostoku, w którym infrastruktura gazowa w dalszym ciągu jest niedostatecznie rozwinięta. Dodatkowo PSG sp. z o.o. realizuje inwestycję budowy gazociągu wysokiego ciśnienia DN500 o długości 55,7 km relacji Wólka Radzyńska - Białystok na odcinku od Zambrowa w kierunku Białegostoku do odgałęzienia na kierunek Wyszki (etap I) – zakończenie inwestycji planowane jest na koniec 2029 r.

W 2024 r. w obszarze dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych paliw gazowych) projekty objęte umowami o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020 funkcjonowały już w ramach systemu gazowego. Łącznie do końca 2024 r. zakończono realizację wszystkich dofinansowanych projektów w sektorze dystrybucji na kwotę 281,3 mln zł. Natomiast w ramach programu FENIKS w 2024 r. wsparto dofinansowaniem 4 projekty na kwotę ok. 393 mln zł.

5.3. System magazynowania paliw gazowych

Funkcję operatora systemu magazynowania (OSM) pełni Gas Storage Poland sp. z o.o. W dniu 28 czerwca 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. przejął od ORLEN S.A. 100% akcji Gas Storage Poland sp. z o.o. Decyzją Prezesa URE z 24 października 2024 r. Gas Storage Poland sp. z o.o. została certyfikowanym operatorem systemu magazynowania paliw gazowych. Przyznanie certyfikatu było poprzedzone uzyskaniem opinii KE. Następnie decyzją z dnia 13 grudnia 2024 r. Prezes URE wyznaczył spółkę operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na okres od dnia 1 stycznia 2025 r. do dnia 31 grudnia 2026 r.

W Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego, współpracujących z gazowym systemem przesyłowym:

- magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina,

- magazyny w kawernach solnych: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Oprócz ww. magazynów gazu ziemnego wysokometanowego funkcjonują dwa magazyny gazu ziemnego zaazotowanego, zarządzane przez ORLEN S.A.: PMG Bonikowo i PMG Daszewo. Magazyny te służą do stabilizacji wydobycia gazu ziemnego zaazotowanego oraz rocznego bilansowania tego systemu.

OSM odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, świadczenie usług magazynowania oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych. OSM oferuje usługi magazynowania, zarówno w formie pakietów, jak i usług rozdzielonych. Usługi magazynowania świadczone są przez OSM:

- w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
- z wykorzystaniem dwóch grup instalacji magazynowych (GIM), tj.:
 - GIM Sanok obejmująca instalacje magazynowe: PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
 - GIM Kawerna obejmująca instalacje magazynowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Rysunek 15. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Spółka stale modyfikuje zasady świadczenia usług oraz udostępniania pojemności i moce instalacji magazynowych, aby dostosować je do potrzeb uczestników rynku przy optymalnym wykorzystywaniu instalacji magazynowych.

5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej

Według stanu na koniec 2024 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 37,5 TWh, co odpowiada ok. 17,5% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce w 2024 r. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh.

Tabela 5. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2024 r.)

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [GWh]	Max. moc załłączania [GWh/d]	Max. moc odbioru [GWh/d]
KPMG Mogilno	kawerny solne	6 471,4	106,9	200,5
KPMG Kosakowo	kawerny solne	3 291,5	26,8	107,0
PMG Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	14 729,0	107,5	158,4
PMG Husów	złoże wyeksploatowane	5 650,0	46,7	64,6
PMG Strachocina	złoże wyeksploatowane	5 211,8	43,7	37,9
PMG Swarzędz	złoże wyeksploatowane	1 013,4	11,2	10,7
PMG Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 126,0	16,2	16,1
Razem		37 493,1	359,0	595,2

Źródło: Gas Storage Poland sp. z o.o.

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

Podziemne magazyny gazu ziemnego pozostają istotnym elementem zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców.

Zarówno dokument PEP 2040, jak i *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* zakładają rozbudowę pojemności magazynowych do minimum 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r. Mając na względzie powyższe, ORLEN S.A. realizuje inwestycję w zakresie rozbudowy pojemności PMG Wierzchowice do poziomu ok. 23 TWh, tj. wzrost o ok. 8,8 TWh. Ukończenie inwestycji planowane jest do końca 2026 r., a oddanie nowych pojemności do użytkowania planowane od 2027 r. Dodatkowo OGP GAZ-SYSTEM S.A. prowadzi inwestycje w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego w zakresie eliminacji dotychczasowych ograniczeń mocy odbioru z magazynu KPMG Mogilno z 28,8 mln m³/dobę do 18,0 mln m³/dobę. Ukończenie inwestycji planowane jest do końca 2026 r.

Operator systemu magazynowania, zgodnie z art. 16¹ ustawy – Prawo energetyczne sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Plan ten aktualizowany jest co dwa lata. Plan rozwoju, zgodnie z art. 16¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne powinien uwzględniać:

- miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,

- politykę energetyczną państwa,
- plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2 ww. ustawy,
- plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego, o którym mowa w art. 16 ust. 2 ww. ustawy.

Obowiązek sporządzenia przez OSM planu rozwoju oraz jego aktualizacji wprowadzony został na mocy ustawy z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 1723). Projekt Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na lata 2025–2034 jest w trakcie uzgodnień z Prezesem URE.

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2024 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego posiadało pięć podmiotów – Duon Dystrybucja S.A., G.EN. Operator Sp. z o.o., OGP GAZ-SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o. oraz Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz.

5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury

5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu

Kluczową instalacją skroplonego gazu ziemnego pozostaje niezmiennie terminal LNG w Świnoujściu. Operatorem instalacji jest OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Terminal LNG w Świnoujściu stanowi jedną z największych i najważniejszych zrealizowanych na przestrzeni ostatnich lat inwestycji, mającej na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski, pozwalając na odbiór LNG drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. W 2024 r. zdolności regazyfikacyjne terminalu wzrosły do 91 TWh/rok. Terminal dzięki zakończonej rozbudowie rozszerza dotychczasową skalę i zakres usług i będzie je realizował w zakresie:

- rozładunku LNG z tankowców o pojemności od 120 000 m³ do 217 000 m³ LNG,
- procesowego składowania w zbiornikach o łącznej pojemności 500 000 m³ LNG,
- przeładunku LNG na autocysterny,
- przeładunku LNG na statki małej i dużej skali,
- bunkrowania LNG.

Dostęp do zdolności regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu został w całości zarezerwowany przez spółkę ORLEN S.A.

Większość LNG z terminalu w Świnoujściu, po regazyfikacji jest dostarczana do odbiorców poprzez sieć gazową. Niewielka część gazu w postaci skroplonej przeładowywana jest na przystosowane do transportu LNG autocysterny, za pomocą których paliwo trafia m. in. do odbiorców niemających dostępu do sieci dystrybucyjnej przyłączonej do krajowego systemu przesyłowego. W 2024 r. w terminalu w Świnoujściu na autocysterny załadowano ok. 2,96 TWh LNG. Dla porównania w 2023 r. dokonano przeładunku LNG na autocysterny o łącznym wolumenie ok. 2,3 TWh.

Grupa ORLEN poza rozbudową portfela importowego w zakresie dostaw LNG do terminalu LNG w Świnoujściu prowadzi również działania w zakresie zwiększenia własnej floty transportowej, gwarantującej elastyczność i stabilność transportu LNG oraz wzmacniającą pozycję konkurencyjną spółki na globalnym rynku LNG. W 2024 r. dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu realizowane były przy wykorzystaniu czterech z łącznie ośmiu zamówionych gazowców floty GK ORLEN: „Lecha Kaczyńskiego”, „Grażyny Gęsickej”, „Świętej Barbary” i „Ignacego Łukasiewicza” każdy o pojemności ok. 70 tys. ton LNG. W 2025 r. do floty GK ORLEN dołączyły kolejne gazowce: „Józef Piłsudski” i „Ignacy Paderewski”.

5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG

W kraju funkcjonują stacje regazyfikacji LNG, służące do zasilania tzw. „wyspowych” systemów dystrybucyjnych, które nie posiadają połączenia z żadnym innym źródłem paliw gazowych lub posiadają takie połączenie, ale jest ono niewystarczające do pokrycia zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do tej sieci.

W 2024 r. PSG sp. z o.o. poprzez wyspowe sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG dostarczyła do odbiorców końcowych przyłączonych do tych sieci ok. 0,45 TWh paliw gazowych, co stanowi wzrost wolumenu dystrybucji LNG o ok. 18,4% w stosunku do 2023 r. Należy przy tym zauważyć, że łączny wolumen dostarczonego przez PSG sp. z o.o. LNG obejmuje również dostawy realizowane za pomocą stacji regazyfikacji objętej sankcjami firmy Novatek Green Energy sp. z o.o.

PSG sp. z o.o. na dzień 31 grudnia 2024 r. dysponowała 105 własnymi stacjami regazyfikacji LNG, w tym 2024 r. spółka oddała do eksploatacji 2 nowe stacje regazyfikacji LNG. Dodatkowo PSG sp. z o.o., na mocy decyzji Prezesa Rady Ministrów z dnia 29 kwietnia 2022 r. zobowiązana została, na podstawie art. 7a ustawy o zarządzaniu

kryzysowym do świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG należących do Novatek Green Energy sp. z o.o., w 2024 r. było to 38 stacji regazyfikacji LNG.

5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG

W 2024 r. ORLEN S.A. kontynuował działalność w zakresie wyłącznego użytkowania nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Umowa z litewskim KN Energies zawarta została do końca marca 2030 r. Działalność w Kłajpedzie umożliwia spółce dostęp do rynku LNG małej skali w rejonie Morza Bałtyckiego, jak również pozwala zwiększyć konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie LNG dostarczane jest cysternami. W 2024 r. GK ORLEN dysponowała również mocami regazyfikacyjnymi zarezerwowanymi w ramach długoterminowej umowy zawartej z KN Energies obowiązującej do 2030 r. Zarezerwowane moce umożliwiają regazyfikację 6,0 TWh/rok w okresie od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2032 r. Gaz po regazyfikacji trafia do odbiorców z krajów bałtyckich oraz na rynek krajowy poprzez uruchomione w 2022 r. połączenie międzysystemowe Polska-Litwa.

5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE

5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu

W 2024 r. zakończono prace budowlane dla części lądowej w zakresie budowy trzeciego zbiornika magazynowego, jak i dla części morskiej obejmującej budowę nowego nabrzeża do przyjmowania, przeładunku i bunkrowania statków. Tym samym zrealizowano program rozbudowy terminalu, który obejmował:

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu do 91 TWh/rok – Projekt SCV;
- budowę drugiego nabrzeża dla statków, które umożliwia przyjmowanie i rozładunek zbiornikowców, przeładunek LNG oraz załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania – Projekt Nabrzeże;
- budowę trzeciego zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami, który zwiększa elastyczność pracy instalacji terminalu oraz zapewnia optymalną zdolność procesową składowania LNG – Projekt Zbiornik.

Nadzór nad przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie rozbudowy terminalu LNG, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, sprawował Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Inwestorem był OGP GAZ-SYSTEM S.A., przy czym Projekt Nabrzeże zrealizowany został wspólnie z Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście.

Na potrzeby realizacji projektu *Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu*, uzyskano dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach POIiŚ 2014-2020 w wysokości 461 mln zł.

5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej

W 2024 r. spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. realizowała prace projektowe, analizy przestrzenne, techniczne i przygotowanie dokumentacji związanej z tzw. pływającym terminalem LNG (ang. *floating storage and regasification unit* – FSRU) w rejonie Zatoki Gdańskiej, który będzie posiadał funkcję magazynowania i regazyfikacji LNG. Za dostawę i czarter jednostki odpowiada japoński armator M.O.L. Dodatkowo w 2024 r. trwała realizacja budowy gazociągów lądowych umożliwiających przesył paliw gazowych z Gdańska do centralnej Polski.

Zakres Programu FSRU obejmuje:

- zamówienie jednostki pływającej o przepustowości do 66,9 TWh/rok w ramach umowy czarterowej;
- budowę stanowiska rozładunkowego (platforma cumownicza) ok. 3 km od linii brzegowej;
- budowę falochronu osłonowego;
- budowę gazociągu podmorskiego łączącego FSRU z miejscem lądowania o średnicy DN 1000 i o długości ok. 3 km;
- budowę gazociągu lądowego Kolnik-Gdańsk o średnicy DN 1000 i długości ok. 34 km,
- budowę gazociąg lądowego Kolnik-Gardeja-Gustorzyn o średnicy DN 1000 i długości ok. 216 km.

W 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. zakontraktował wykonawców prac budowlanych dla wszystkich gazociągów lądowych Programu FSRU. Realizowane były dostawy inwestorskie i przystąpiono do robót ziemnych dla gazociągów lądowych w

ramach programu. W zakresie części morskiej terminalu FSRU wybrany wykonawca prowadził analizy, prace badawcze i projektowe skutkujące uzyskaniem Decyzji o pozwoleniu na budowę. Kontynuowano także działania w zakresie wyboru wykonawcy i inżyniera kontraktu. Zakończenie inwestycji obejmującej jedną jednostkę FSRU planowane jest na przełomie 2027/2028 r.

W 2024 r. realizowano działania, na które otrzymano dofinansowanie w ramach instrumentu *Łącząc Europę* (CEF Energy 2.0) na opracowanie specyfikacji technicznej i przeprowadzenie prac projektowych w wysokości ok. 19,6 mln EUR.

Na potrzeby realizacji prac budowlanych dotyczących lądowej części Programu FSRU, obejmującej budowę gazociągów Gdańsk-Kolnik-Gardeja-Gustorzyn, o łącznej długości ok. 250 km, przewidziano dofinansowanie z komponentu pożyczkowego z Krajowego Programu Odbudowy (KPO) w kwocie 631 mln EUR ze środków RePowerEU w ramach *Instrumentu na rzecz na rzecz Odbudowy i zwiększenia Odporności (Recovery and Resilience Facility – RFF)*.

5.4.2.3. Prace legislacyjne

W 2024 r. kontynuowano prace legislacyjne nad projektem ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Po zamknięciu i zarchiwizowaniu wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów, według stanu na dzień 27 listopada 2023 r., projekt ten 27 maja 2024 r. uzyskał nowy wpis do wykazu pod numerem UC50 (uprzednio był to nr UC52), a w czerwcu 2024 r. został skierowany do konsultacji publicznych. W projekcie tym zaproponowano rozwiązania regulujące przede wszystkim obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego, który miał być realizowany przez RARS, pełniącą funkcję centralnego podmiotu bezpieczeństwa dostaw tego surowca. Ilość zapasów strategicznych gazu ziemnego została ustalona na poziomie ustawy, w wysokości 12,301 TWh. System finansowany miał być poprzez wprowadzenie „opłaty gazowej”, ponoszonej przez operatorów systemów gazowych i podmioty zlecające usługę przesyłania gazu ziemnego, określone jako podmioty zobowiązane. W projekcie wprowadzono także precyzyjne definicje odbiorców chronionych, celem uporządkowania dotychczasowych przepisów i wzmacniania systemu bezpieczeństwa dostaw.

Zmiana kompetencji wynikająca z nowelizacji ustawy o działach administracji rządowej z dnia 15 maja 2024 r. (Dz. U. z 2024 r. poz. 834) spowodowała, że od 1 lipca 2024 r. organem odpowiedzialnym za dalsze procedowanie projektu ustawy został Minister Przemysłu.

Mając na względzie potrzebę wypracowania kompleksowych rozwiązań dotyczących sektora energochłonnego, działając we współpracy z Ministerstwem Rozwoju i Technologii, podjęta została decyzja o przesunięciu w czasie prac legislacyjnych mających na celu wprowadzenie zmiany przepisów regulujących system tworzenia i utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego w Polsce, celem zapewnienia spójności nowych rozwiązań legislacyjnych z równolegle wypracowywanymi regulacjami dotyczącymi sektora energochłonnego. Obecnie prowadzone są konsultacje z przedstawicielami tego sektora, których celem jest wypracowanie rozwiązań prawnych uwzględniających specyfikę działalności przedsiębiorstw energochłonnych oraz konieczność zagwarantowania bezpieczeństwa ich ciągłości operacyjnej, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego państwa i realizacji obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Trwające obecnie prace legislacyjne z obszaru sektora gazu ziemnego dotyczą między innymi projektu ustawy wdrażającego postanowienia zawarte w pakiecie gazowo-wodorowym, który składa się z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniającej dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylającą dyrektywę 2009/73/WE, a także Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009. Pakiet ten wprowadza istotne zmiany prawne dla funkcjonowania rynku gazu ziemnego i wodoru w Unii Europejskiej, które skupiają się na dekarbonizacji sektora energetycznego oraz wprowadzeniu przepisów dotyczących praw konsumentów, operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz dostępu do stron trzecich.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- W 2024 r. krajowy system gazowy działał bez zakłóceń, a wszystkie systemy gazowe (w całym łańcuchu dostaw: wydobywanie, przesył, dystrybucja, regazyfikacja, magazynowanie, obrót) pracowały stabilnie. Dostawy paliw gazowych do odbiorców realizowane były bez przerw.
- Nie zaistniała potrzeba podejmowania działań zaradczych, tj. wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego lub uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.
- Podziemne magazyny gazu ziemnego na początek sezonu zimowego 2023/2024 wypełnione były w ok. 97%.

6.1. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania

W przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego zobowiązane są do podjęcia środków w celu zapewnienia dostaw gazu ziemnego do swoich odbiorców, w szczególności należącym do kategorii odbiorców chronionych (szacuje się, że odbiorcy chronieni rocznie zużywają ok. 60-65 TWh gazu ziemnego).

W tym celu, zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku:

- 1) wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
- 2) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

Procedury postępowania, powinny określać w szczególności sposób:

- 1) uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków,
- 2) zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, niebędące ograniczeniami zgodnie z zawartymi umowami.

Procedury postępowania uzgadniane są z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych, a następnie przekazywane OSP. Procedury te powinny zawierać kompleksowy opis dostępnych środków rynkowych, które przedsiębiorstwa energetyczne podejmą w celu przeciwdziałanie zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach.

W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych mają pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłóceń w dostawach paliw gazowych. Do mechanizmów rynkowych zalicza się uruchomienie dodatkowych umów sprzedaży oraz dostaw pochodzących z zapasów handlowych. Utrzymywane w PMG zapasy handlowe umożliwiają bilansowanie systemu gazowego i zaspokajanie sezonowych nierównomierności w poborze gazu ziemnego. Pozwalają również na zapewnienie dostaw w sytuacji wystąpienia awarii lub krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu. Ponadto gaz ziemny odbierany z systemu

magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych.

W sytuacji, gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego, a dostawy gazu ziemnego są niewystarczające, w szczególności na potrzeby odbiorców chronionych, możliwe jest wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, do których zalicza się wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego oraz uruchomienie zapasów obowiązkowych.

6.2. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego polegają na czasowym ograniczeniu, na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów, maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego na terytorium RP lub jego części. Ten wyjątkowy środek zaradczy wykorzystany został ostatnio w 2009 r. OSP wprowadził wówczas jedynie najniższy, 1 stopień zasilania, który nie skutkował faktycznymi ograniczeniami w poborze gazu ziemnego. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego wprowadzane są zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, których obowiązek opracowywania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorów systemów połączonych lub przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów wynika z art. 58 ustawy o zapasach. Plany te określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Operatorzy informują odbiorców o ustalonej w planie indywidualnej maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego. Wielkości te stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

Przepisy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. poz. 549), zapewniają gwarancję dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych, tj. gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji świadczących kluczowe usługi społeczne, niezależnie od sytuacji panującej na rynku. Dodatkowo, ograniczenia służą optymalizacji pracy sieci gazowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach paliw gazowych do kraju.

6.3. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

W przypadku, gdy zastosowane w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego środki rynkowe okażą się niewystarczające i nadal zagrożony jest stan bezpieczeństwa gazowego państwa, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych zgłasza ministrowi właściwemu do spraw gospodarki surowcami energetycznymi potrzebę wykorzystania środków nierynkowych, do których w Polsce zalicza się, oprócz wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, również uruchomienie zapasów obowiązkowych.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni⁹.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane w instalacjach zlokalizowanych na terytorium RP, a także na terytorium innego państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

Zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach zapasy obowiązkowe gazu ziemnego są utrzymywane przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, niezależnie od wielkości i celu zrealizowanego przywozu.

W 2024 r. organem właściwym w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 oraz zgodnie z art. 26 ustawy o zapasach, do dnia 30 czerwca 2024 r. był minister właściwy do spraw energii, natomiast od dnia 1 lipca 2024 r. minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi. Minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi dysponuje zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego, które mogą zostać uruchomione w drodze decyzji, na wniosek operatora systemu przesyłowego. O fakcie uruchomienia zapasów obowiązkowych minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi informuje niezwłocznie KE, a w przypadku, gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są poza terytorium RP – właściwe państwa członkowskie UE oraz państwa członkowskie EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

⁹ Na podstawie art. 13 pkt 2 ustawy z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Dz. U z 2024 r. poz. 859) termin 40 dni został wydłużony do dnia 30 września 2025 r.

W okresie od dnia 1 października 2023 r. do dnia 30 września 2024 r. wolumen zasobów obowiązkowych, utrzymywanych przez 17 podmiotów, wyniósł 12,1 TWh. Zdecydowana większość zasobów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jedynie trzy podmioty utrzymywały zasoby obowiązkowe poza terytorium kraju w łącznej ilości 111,4 GWh, co stanowiło ok. 0,9% całkowitej ich wielkości.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2024 r. (do dnia 30 września 2025 r.), do utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, zobowiązanych zostało 17 podmiotów, które utrzymują zasoby obowiązkowe w łącznej ilości 13,48 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie zimowym, zdecydowana większość zasobów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP. Poza granicami kraju zasoby obowiązkowe utrzymywane są w wielkości 83,0 GWh, co stanowi jedynie ok. 0,6% całkowitej ich wielkości. Zasoby obowiązkowe poza granicami kraju utrzymywane są przez dwa podmioty. W stosunku do sezonu poprzedniego, wielkość zasobów obowiązkowych gazu ziemnego zwiększyła się o ok. 11,5%. Powyższe wynika ze wzrostu dokonanego przywozu gazu ziemnego w okresie stanowiącym podstawę wyliczenia poziomu zasobów obowiązkowych.

Zarówno w 2023 r., jak i w 2024 r. nie było konieczności uruchamiania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego.

Zasoby obowiązkowe utrzymywane są w krajowych instalacjach magazynowych na podstawie umów zawartych bezpośrednio z Gas Storage Poland sp. z o.o. oraz na podstawie usługi biletowej świadczonej przez RARS i ORLEN S.A.

Ze względu na znaczenie zasobów obowiązkowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, na mocy ustawy o zasobach, wyposażony został w narzędzia umożliwiające monitorowanie przedsiębiorstw energetycznych w zakresie obowiązku utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego. W ramach prowadzonego monitoringu minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi zbiera informacje o:

- rzeczywistej wielkości utrzymywanych zasobów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na dzień 15 września danego roku, zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zasobach,
- działaniach podjętych w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia poprzedniego roku, w celu zapewnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w

zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach.

Konieczne jest również stałe monitorowanie przez Prezesa URE wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych i odpowiednia polityka sankcyjna w przypadku prób omijania obowiązku ustawowego. W 2024 r. Prezes URE prowadził wobec jednego podmiotu postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w związku z niezłożeniem, zgodnie z art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2023 r. do 30 września 2024 r. Z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych w sezonie 2023/2024 nie wywiązało się jedno przedsiębiorstwo energetyczne, któremu zgodnie z art. 63 ust. 1 pkt 1 ustawy o zapasach Prezes URE wymierzył karę pieniężną.

6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia 2017/1938, w 2024 r. Polska była członkiem łącznie pięciu grup ryzyka – trzech grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego ze Wschodu – Białoruś, Ukraina oraz Północny Wschód (dalej: białoruska grupa ryzyka, ukraińska grupa ryzyka oraz północno-wschodnia grupa ryzyka) oraz dwóch grup ryzyka ze względu na dostawy gazu z Morza Północnego (dalej: norweska i duńska grupa ryzyka).

Do białoruskiej grupy ryzyka, poza Polską należą: Belgia, Republika Czeska, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Niderlandy, Słowacja, Finlandia oraz Szwecja, natomiast do ukraińskiej grupy ryzyka należą: Bułgaria, Republika Czeska, Dania, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austria, Rumunia, Słowenia, Słowacja oraz Szwecja. W skład północno-wschodniej grupy ryzyka należą: Republika Czeska, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Polska, Słowacja, Finlandia oraz Szwecja. Do norweskiej grupy ryzyka oprócz Polski należą: Belgia, Dania, Niemcy, Irlandia, Hiszpania, Francja, Włochy, Luksemburg, Niderlandy, Portugalia i Szwecja a do duńskiej grupy ryzyka: Dania, Niemcy, Luksemburg, Niderlandy i Szwecja.

W wyniku doświadczeń wynikających z kryzysu energetycznego, zgodnie z analizami przeprowadzonymi przez KE, w przyszłości planowana jest zmiana liczby i składu poszczególnych grup ryzyka celem dostosowania ich do obecnie panującej sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego.

W 2024 r. pozostały aktualne, przyjęte w 2023 r. dokumenty przygotowane na podstawie rozporządzenia 2017/1938, tj.: *Ocena ryzyka*, zarówno na poziomie krajowym, jak i regionalnym, a także *Plan działań zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*.

Krajowa *Ocena ryzyka* identyfikuje, w oparciu o zdarzenia przeszłe, jak i możliwe do wystąpienia, najpoważniejsze zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do kraju.

Identyfikacja w *Ocenie ryzyka* zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców oraz identyfikacja potencjalnych wrażliwych elementów systemu, najbardziej narażonych na zakłócenia w dostawach, umożliwiła określenie na poziomie *Planu działań zapobiegawczych* działań naprawczych, które powinny zostać podjęte w perspektywie najbliższych lat, aby wyeliminować ryzyko wystąpienia zakłóceń bądź ograniczenia skutków takich zakłóceń w dostawach. Środki te, poprzez umożliwienie dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw, rozwój infrastruktury przesyłowej na połączeniach transgranicznych oraz zwiększenie stopnia integracji regionalnych rynków gazu ziemnego, zwiększą stopień bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski.

Komplet dokumentów planistycznych z zakresu bezpieczeństwa zamyka *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*, w którym określone zostały środki, procedury i działania, jakie powinny zostać podjęte w celu usunięcia lub ograniczenia skutków zakłóceń w dostawach paliw gazowych.

Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do przekazywania do ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi kwartalnych sprawozdań z realizacji najważniejszych inwestycji infrastrukturalnych wskazanych w *Planie działań zapobiegawczych*.

6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2024 r. wystąpiło w dniu 9 stycznia i wyniosło ok. 954 GWh/dobę. Dla porównania największe historyczne szczytowe zapotrzebowanie wystąpiło w dniu 18 stycznia 2021 r. i wyniosło ok. 960 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, w dniu 1 października 2024 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 96,5%.

Na dzień 31 grudnia 2024 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 86% gwarantując ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania.

Wysokie zatłoczenie PMG gwarantowało zapewnienie ciągłych dostaw do odbiorców, a system przesyłowy był przygotowany do sezonu zimowego i działał bez zakłóceń. W 2024 r. nie istniała potrzeba wprowadzenia działań nadzwyczajnych, tj. uruchamiania środków o charakterze nierynkowym. W 2024 r. do ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi nie wpłynął żaden wniosek o uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ani o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Dostawy paliw gazowych realizowane były w szczególności poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu. W 2024 r. nie realizowano dostaw paliw gazowych z Rosji.

Tabela 6. Stan napełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 1 października 2024 r., 31 grudnia 2024 r. i 31 marca 2025 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2024 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.12.2024 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2025 r.
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	98,6%	82,7%	35,6%
Mogilno	kawerny solne	93,4%	83,4%	67,6%
Husów	złoże wyeksploatowane	98,3%	96,8%	34,4%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	85,4%	27,9%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	100,0%	53,4%	21,9%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0%	89,3%	37,3%
Kosakowo	kawerny solne	82,9%	93,8%	69,2%
RAZEM		96,5%	85,70%	42,6%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Przemysłu na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski

- W 2024 r. wyzwaniem stojącym przed państwami członkowskimi UE pozostawało zagwarantowanie stabilnych dostaw gazu ziemnego przy jednoczesnym utrzymaniu cen na społecznie akceptowalnym poziomie.
- Podejmowane przez Polskę działania na forum UE wspierały bezpieczeństwo energetyczne państw członkowskich i wpływały na dalsze ograniczenie rosyjskich wpływów na europejski rynek gazu ziemnego.
- Trwająca agresja zbrojna Rosji na Ukrainę wymusza stałe monitorowanie sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego oraz dalsze niwelowanie aktywności rosyjskich podmiotów w zakresie dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Europy.

Pomimo utrzymującej się w 2024 r. w Europie sytuacji geopolitycznej związanej z wojną na Ukrainie oraz zawirowaniami na rynkach energetycznych, krajowy system gazowy funkcjonował bez zakłóceń.

Funkcjonująca w kraju infrastruktura gazowa oraz zawarte kontrakty handlowe w pełni zabezpieczyły dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców. Całkowita rezygnacja z dostaw rosyjskiego gazu ziemnego nie powodowała zakłóceń dostaw surowca do krajowych odbiorców. W 2024 r. dostawy paliw gazowych do kraju realizowane były z kierunków alternatywnych do rosyjskiego, w szczególności poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz poprzez terminal LNG w Świnoujściu.

Ukończona w 2024 r. rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu do poziomu 91 TWh/rok doprowadziła do dalszego wzmocnienia odporności krajowego systemu gazowego na ewentualne zakłócenia w dostawach. Dodatkowo realizowana jest inwestycja budowy nowego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej (tzw. FSRU), która zapewni dodatkowe dostawy LNG do kraju na poziomie min. 66,9 TWh/rok.