



MINISTER PRZEMYSŁU

Marzena Czarnecka

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

za okres od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.

Warszawa,
lipiec 2024 r.

Szanowni Państwo,

Pomimo szeregu wyzwań, które obserwowaliśmy na rynku paliw gazowych w 2023 r. krajowy system gazowy działał bez zakłóceń, nie było przerw w dostawach do odbiorców końcowych ani konieczności wprowadzania działań zaradczych. Bezpieczeństwo energetyczne w zakresie dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców nie było zagrożone.

Sektor gazu ziemnego staje obecnie przed szeregiem nowych wyzwań związanych z dekarbonizacją rynku paliw gazowych. Głównym wyzwaniem, ale i szansą dla sektora gazowego w Polsce jest przystosowanie infrastruktury do wyzwań transformacji energetycznej, przede wszystkim w zakresie sprostania potencjalnemu dynamicznemu rozwojowi rynku gazów zdekarbonizowanych, które będą mogły być transportowane sieciami gazowymi. Cieszy mnie, że przedsiębiorstwa gazowe już teraz prowadzą intensywne działania w tym zakresie. Zainicjowane procesy inwestycyjne w gazowe jednostki wytwórcze wspierają integrację odnawialnych źródeł energii wzmacniając bezpieczeństwo funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Niemniej, gdyby decyzje dotyczące realizacji inwestycji w zakresie nowych gazowych mocy wytwórczych zostały podjęte wcześniej elastyczność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego byłaby zauważalnie wyższa.

W związku z procesem integracji sektora elektroenergetycznego i gazowego, kluczowym zadaniem będzie wzmocnienie współpracy pomiędzy operatorami systemu przesyłowego gazowego i elektroenergetycznego, tak aby obydwa systemy wzajemnie się uzupełniały. Paliwa gazowe mają do odegrania ważną rolę jako paliwa wspierające stabilizację funkcjonowania systemu energetycznego. Sprzyjać temu będą posiadane przez Polskę zdywersyfikowane źródła dostaw gazu ziemnego, które już dziś gwarantują niezakłócone dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców. Podkreślić należy, że są to źródła alternatywne i niezależne od Rosji.

Po kryzysie w 2022 r. sektor gazowy w Polsce jest na ścieżce wzrostowej – zużycie paliw gazowych w 2023 r. kształtowało się na poziomie ok. 198,5 TWh, a dalszy wzrost zużycia paliw gazowych będzie wynikał przede wszystkim z uruchamiania kolejnych bloków gazowych w elektrowniach i elektrociepłowniach w związku z potrzebą ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz potrzebą bilansowania systemu elektroenergetycznego wynikającą ze wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym. Należy jednak zauważyć, że w perspektywie

najbliższych lat niezbędne będzie stopniowe zmniejszanie konsumpcji paliw kopalnych i zastępowanie ich gazami odnawialnymi i niskoemisyjnymi, a tam gdzie to możliwe energią elektryczną. Do realizacji tego celu niezbędna jest odpowiednio rozwinięta infrastruktura, dlatego inwestycje infrastrukturalne, zarówno w sieć przesyłową, jak i dystrybucyjną, będą realizowane na tych obszarach kraju, na których sieć gazowa jest w dalszym ciągu niewystarczająca. Ponadto kontynuowana jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu oraz prowadzona jest rozbudowa PMG Wierzchowice. Ostatnim dużym projektem w zakresie rozbudowy infrastruktury gazowej wzmacniającej bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców jest budowa FSRU w Zatoce Gdańskiej – inwestycja ta również jest realizowana przy wsparciu środków unijnych.

Niniejsze *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych* to kompleksowe opracowanie podsumowujące najważniejsze wydarzenia i działania w zakresie funkcjonowania rynku paliw gazowych w Polsce w minionym roku.

Życzę Państwu udanej lektury,

Marzena Czarnecka

Spis treści

1. Wnioski	8
2. Wstęp	10
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	12
3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych	13
3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe	15
4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe	21
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych	22
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC	22
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa	22
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	32
5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa	33
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	37
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych	40
5.2. System dystrybucyjny gazowy	40
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury	40
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE	41
5.3. System magazynowania paliw gazowych	43
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej	44
5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe	45
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego	46
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury	46
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu	46
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG	47
5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowanie statków	48
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE	48
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu	48

5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej	49
5.4.2.3. Prace legislacyjne.....	51
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	54
6.1. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania	55
6.2. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego	56
6.3. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego	57
6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938	59
6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw	60
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski	63

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF Energy	- Connecting Europe Facility
KE	- Komisja Europejska
PMG	- podziemny magazyn gazu ziemnego
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.
ORLEN S.A.	- ORLEN S.A. (wcześniej: Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.)
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (obecnie ORLEN S.A.) ¹
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 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 (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.)</i>
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 (NC BAL) (Dz. Urz. UE L. 91/15 z 27.03.2014 r.)</i>
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.)

¹ W dniu 2 listopada 2022 r. wpisane zostało do Krajowego Rejestru Sądowego połączenie spółki PGNiG S.A. z PKN Orlen S.A. (obecnie ORLEN S.A.).

- 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. 551.)
- 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 2023 r. poz. 1650, 1681)
- rozporządzenie dywersyfikacyjne - rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz. U. z 2017 r. poz. 902)

1. Wnioski

- W 2023 r. sektor gazowy w Polsce powrócił po kryzysie energetycznym na ścieżkę wzrostową – zużycie gazu ziemnego w 2023 r. kształtowało się na poziomie ok. 198,5 TWh. W stosunku do 2022 r. zużycie paliw gazowych wzrosło o ok. 5%.
- Zapotrzebowanie było w pełni pokrywane z dostępnych źródeł, a 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. Powyższe możliwe było dzięki alternatywnym wobec Rosji, zdywersyfikowanym źródłom dostaw paliw gazowych do kraju, w szczególności z Norwegii poprzez gazociąg Baltic Pipe i terminal LNG w Świnoujściu oraz uzupełniająco z Litwy poprzez gazociąg GIPL.
- Krajowe wydobycie gazu ziemnego, które wzorem lat ubiegłych utrzymywało się na stabilnym poziomie, pozostaje jednym z filarów bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych.
- Etapowa rozbudowa mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu umożliwiła w minionym roku dostawy na poziomie 41% całkowitego przywozu paliw gazowych. Ukończenie rozbudowy terminalu LNG do docelowej przepustowości 8,3 mld m³ rocznie, a także realizacja projektu terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej zwiększy gwarancję niezakłóconych dostaw do krajowych odbiorców.
- W 2023 r. oddanych do użytkowania zostało 373 km sieci przesyłowej oraz ponad 2,6 tys. km sieci dystrybucyjnych. Przy czym w zakresie dystrybucji, z uwagi na występujące na przestrzeni ostatnich lat opóźnienia w realizacji inwestycji, wykorzystanie dostępnego dofinansowania w ramach środków UE było znikome.
- Zapewnienie odpowiednich pojemności magazynowych zwiększa bezpieczeństwo niezakłóconych dostaw paliw gazowych do odbiorców w przypadku wzmożonego zapotrzebowania lub przerw w dostawach z importu.

- Z uwagi na strukturę polskiego rynku gazu ziemnego, wprowadzone zmiany w latach 2016-2017 w ustawie o zapasach istotnie ograniczyły konkurencyjność i liberalizację rynku gazu ziemnego w Polsce. Tym samym, jednym z kluczowych wyzwań w kolejnych latach będzie odbudowa konkurencyjności rynku gazu ziemnego oraz stworzenie odpowiednich ram prawnych dla jego rozwoju.
- Wyzwaniem, ale i szansą dla sektora gazowniczego 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 gazowych, ale również dla zapewnienia stabilnych i akceptowalnych społecznie cen paliw gazowych.

2. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Przemysłu *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 2023 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 Unii Europejskiej sprawował minister właściwy do spraw energii. Zadania ministra właściwego do spraw energii w 2023 r. wykonywał 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).

W 2023 r. jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 działał Minister Klimatu i Środowiska.

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

- Całkowita rezygnacja z dostaw paliw gazowych z Rosji i ich pełne zastąpienie dostawami z kierunków alternatywnych wpłynęło na wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców.
- Zmiana struktury importu paliw gazowych do kraju pozwoliła na elastyczne kształtowanie portfela dostaw i dostosowywanie go do zmieniających się potrzeb rynku.
- Dostęp do globalnego rynku LNG gwarantuje pewne dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców z dowolnego kierunku na świecie. W 2023 r. dostawy LNG poprzez terminal w Świnoujściu stanowiły 41% całkowitego przywozu.
- Pozostała, znacząca część krajowego zapotrzebowania na paliwa gazowe pokrywana była z kierunku północnego za pośrednictwem gazociągu Baltic Pipe. W 2023 r. dostawy poprzez gazociąg Baltic Pipe stanowiły już ponad 40% całkowitego przywozu.
- W dalszym ciągu istotnym elementem zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych pozostaje wydobycie krajowe.

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

Złóża gazu ziemnego na terenie kraju występują 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 72,2% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Na Przedgórzu Karpat udokumentowane złoża gazu ziemnego stanowią 23,4%. Na terenie wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz w Karpatach występują niewielkie złoża gazu ziemnego, stanowiące odpowiednio 3,3% i 1,1% krajowych zasobów wydobywalnych.

Według opracowania przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy w 2024 r. pn. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2023 r.* stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 684,4 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zwiększył się o 0,11 TWh.

Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 150,4 TWh, co stanowi 68,6% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2023 r. wyniosły 876,5 TWh.

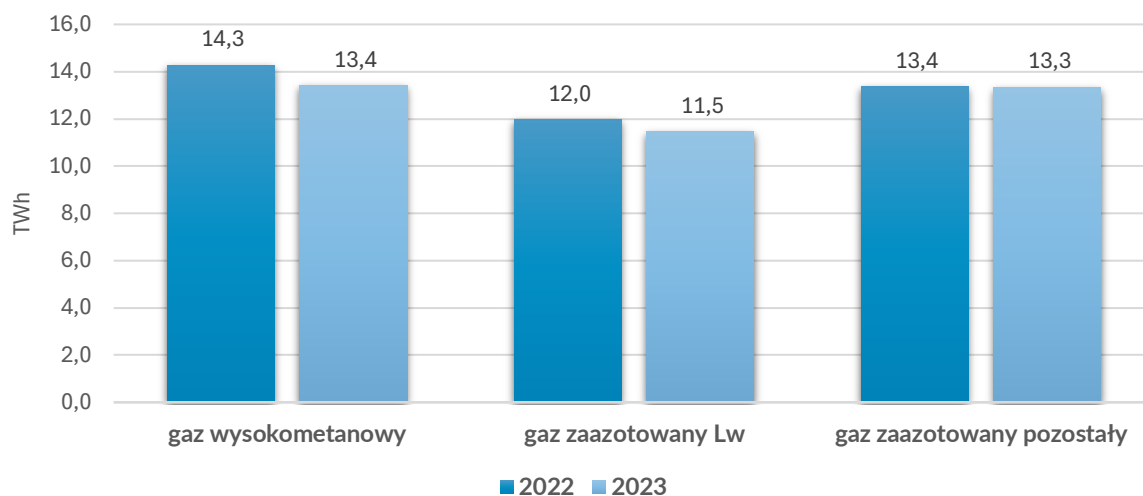
W 2023 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 40,7 TWh, co stanowiło ok. 20,5% krajowego zużycia gazu ziemnego, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 13,4 TWh,
- gazu ziemnego zaazotowanego – 24,8 TWh,
- gazu innego² – 2,5 TWh

W stosunku do poprzedniego roku całkowite wydobycie zmniejszyło się o 3,6%,

² Gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego.

Rysunek 1. Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2022 i 2023 r.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.*

W 2023 r. ORLEN S.A. kontynuował prace w zakresie zagospodarowania największego złoża gazu ziemnego w Polsce – złoża Przemyśl oraz prowadził prace na pozostałych złożach m.in. w zakresie zagospodarowania odwiertów: Kramarzówka 1K, 2H, 3H, Korzeniówek 1-KGZ Pilzno, Brońsko-31H i 32, Chwałęcín-1K, Turkowo-2 oraz podłączenia odwiertów: Jaksmanice 219-KGZ Maćkowice po rekonstrukcji, Jurowce 4 po rekonstrukcji i eksploatacji złoża Karmin.

Na koniec 2023 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 12 podmiotów (łącznie 62 koncesje, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 51 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż posiadało 6 podmiotów, z łączną liczbą koncesji wynoszącą 182 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 180 koncesji).

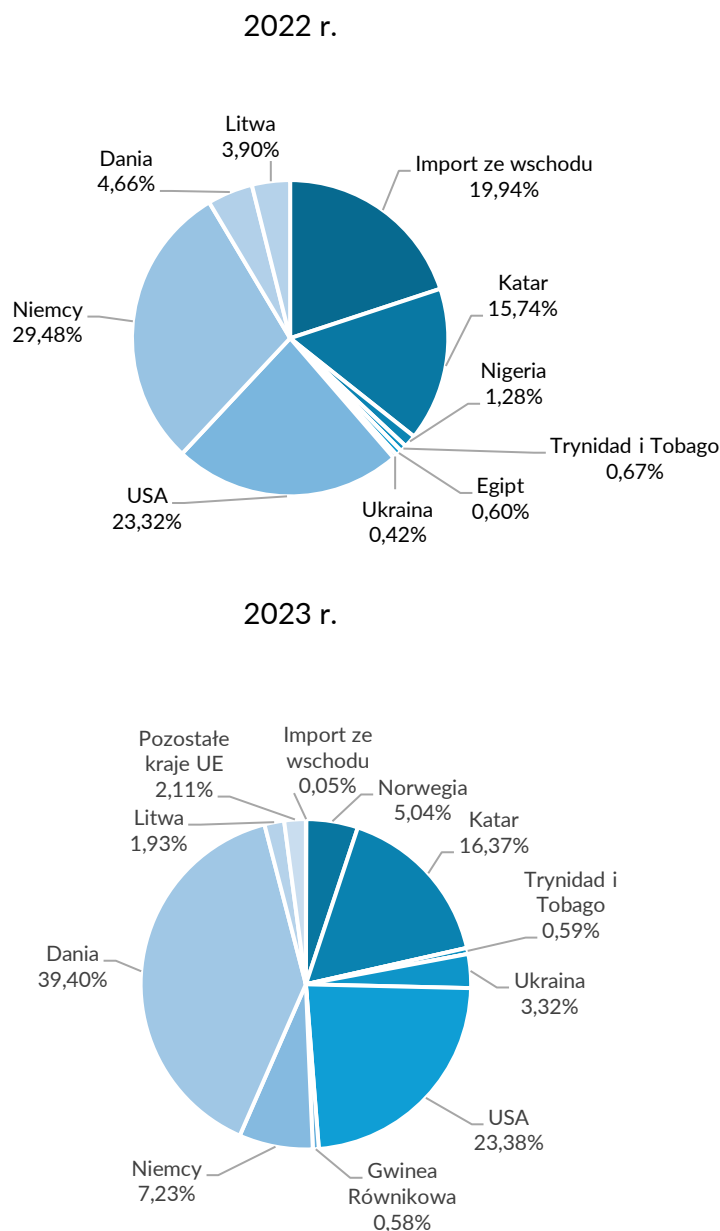
Dominującym podmiotem w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2023 r. była spółka ORLEN S.A.

3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe

W 2023 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 173,2 TWh. W porównaniu do 2022 r. wzrósł o 8,8 TWh, tj. o 5,4%, w tym:

- import z kierunku wschodniego – 82 GWh (0,05% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadł o 99,7%;
- import z Norwegii poprzez gazociąg Baltic Pipe – 7,7 TWh (4,4% całkowitego przywozu);
- import z Ukrainy – 5,7 TWh (3,3% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrósł o 606% (w tym pobór paliwa gazowego z magazynów na Ukrainie w wielkości 2,3 TWh);
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec – 12,5 TWh (7,2% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 73,5%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Danii – 68,2 TWh (39,4% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 815%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Litwy – 3,3 TWh (1,9% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 48%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych państw UE – 3,6 TWh (2,1% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 13,4%;
- LNG do terminalu w Świnoujściu – łącznie 71,9 TWh (41% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 8,4%, w tym:
 - import z Kataru – 28,3 TWh (16,4% całkowitego przywozu) - wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 12,5%;
 - import z USA – 40,5 TWh (23,4% całkowitego przywozu) - wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 9,4%;
 - import z Norwegii – 1,0 TWh (0,6% całkowitego przywozu);
 - import z Trynidadu i Tobago – 1,0 TWh (0,6% całkowitego przywozu);
 - import z Gwinei Równikowej – 1,0 TWh (0,6% całkowitego przywozu).

Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2022 i 2023 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Eksport paliw gazowych z Polski w 2023 r. wyniósł 7,8 TWh i w porównaniu do 2022 r. wzrósł o 20%. Wywóz paliwa gazowego realizowany był przede wszystkim na Ukrainę w wielkości 4,8 TWh (w tym zatlaczanie paliwa gazowego do magazynów na terytorium Ukrainy wyniosło 3,0 TWh) oraz na Litwę w wysokości 2,8 TWh. Eksport do pozostałych państw UE kształtował się na poziomie ok. 0,2 TWh.

Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2023 r. w porównaniu do 2022 r.

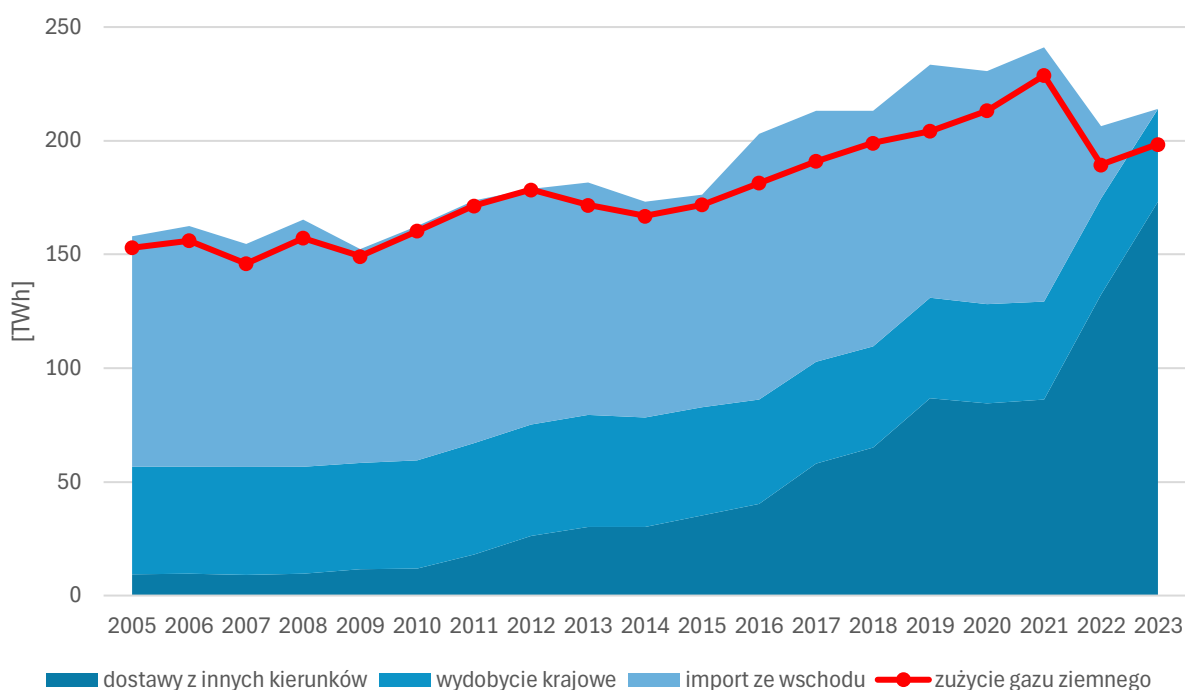
	2022 r.			2023 r.			Różnica 2023-2022	
	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Zmiana [%]
1. Wydobyte krajowe¹⁾	42 225	20,43%	-	40 709	19,03%	-	-1 516	-3,6%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	164 416	79,57%	-	173 213	80,97%	-	8 797	5,4%
2.1. Import	99 057	47,94%	60,25%	85 443	39,94%	49,33%	-13 613	13,7%
2.1.1. Import z kierunku wschodniego	31 926	15,45%	19,42%	82	0,04%	0,05%	-31 844	-99,7%
2.1.2. Import z Kataru	25 206	12,20%	15,33%	28 359	13,26%	16,37%	3 153	12,5%
2.1.3. Import z USA	37 021	17,92%	22,52%	40 493	18,93%	23,38%	3 472	9,4%
2.1.4. Import z Norwegii	-	-	-	8 736	4,08%	5,04%	-	-
2.1.5. Import z Trynidadu i Tobago	1 073	0,52%	0,65%	1 023	0,48%	0,59%	-50	-4,7%
2.1.6. Import z Nigerii	2 051	0,99%	1,25%	-	-	-	-	-
2.1.7. Import z Egiptu	967	0,47%	0,59%	-	-	-	-	-
2.1.8. Import z Gwinei Równikowej	-	-	-	1 007	0,47%	0,58%	-	-
2.1.9. Import z Ukrainy	813	0,39%	0,49%	5 743	2,68%	3,32%	4 930	606,4%
2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe	65 359	31,63%	39,75%	87 770	41,03%	50,67%	22 411	34,3%
2.2.1. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z RFN	47 234	22,86%	28,73%	12 524	5,85%	7,23%	-34 710	-73,5%
2.2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Danii	7 456	3,61%	4,54%	68 251	31,90%	39,40%	60 795	815,4%
2.2.3. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Litwy	6 450	3,12%	3,92%	3 340	1,56%	1,93%	-3 110	-48,2%
2.2.4. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych krajów UE ²⁾	4 219	2,04%	2,57%	3 655	1,71%	2,11%	-564	-13,4%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP ³⁾ (1+2)	206 641	100,00%	-	213 922	100,00%	-	7 281	3,5%
3. Eksport ⁴⁾	-6 516	3,15%	-	-7 834	3,66%	-	-1 318	20%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	200 125	96,85%	-	206 088	96,34%	-	5 963	3,0%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾	5 572	-	-	2 278	-	-	-3 294	-59,1%
5. Straty i zużycie własne	-5 423	-	-	-5 310	-	-	113	-2,1%

C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	189 130	-	-	198 500	-	-	9 370	4,9%
---	----------------	----------	----------	----------------	----------	----------	--------------	-------------

- 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 Klimatu i Środowiska.*

Rysunek 3. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w latach 2005-2023



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.*

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, wymierzanej przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.

W 2023 r. Polska całkowicie uniezależniła się od dostaw gazu ziemnego z Rosji w ramach długoterminowego kontraktu jamalskiego. Pomimo tego, że kontrakt miał obowiązywać do końca 2022 r., dostawy rosyjskiego gazu ziemnego zostały wstrzymane przez rosyjską spółkę Gazprom w dniu 27 kwietnia 2022 r. W 2023 r. śladowe ilości rosyjskiego LNG sprowadzane były na krajowy rynek przez jeden podmiot, który decyzją Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji wpisany został na krajową listę sankcyjną. Tym samym przywóz paliwa gazowego z Rosji realizowany był jedynie w I półroczu 2023 r. i wyniósł 82 GWh.

Konsekwentnie wzrasta udział LNG w całkowitym przywozie paliw gazowych do kraju. W 2023 r. import LNG stanowił 41% całkowitego przywozu i wzrósł w stosunku do roku poprzedniego o ok. 8%. Łącznie zrealizowano 62 dostaw do terminalu LNG w Świnoujściu, w tym 40 z USA, 19 z Kataru, 1 z Norwegii, 1 z Trynidadu i Tobago oraz 1 z Gwinei Równikowej. Dla porównania – w 2022 r. miało miejsce 58 dostaw, w 2021 r. – 37 dostaw, w 2020 r. – 35 dostaw, w 2019 r. – 31 dostaw, w 2018 r. – 23, 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 do kraju. W 2023 r. spółka realizowała dostawy paliw gazowych do kraju na podstawie zawartych kontraktów z:

- Qatar Liquefied Gas Company (obecnie QatarEnergy) – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie (obowiązuje do 2034 r.);
- 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.

Na podstawie ww. kontraktu w latach 2019-2022 dostarczono ok. 0,5 mln ton LNG.

Dodatkowo PGNiG S.A. posiada zawarte umowy długoterminowe z:

- 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.

Ponadto 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 londyńskiego biura spółki PGNiG Supply & Trading GmbH pozyskiwał również LNG na rynku spot, na którym zakupy dokonywane są na bieżąco, zgodnie z zapotrzebowaniem na surowiec. W 2023 r. spółki GK ORLEN zrealizowały łącznie 24 dostawy LNG nabytego na rynku spot, o łącznym wolumenie ok. 1,6 mln ton LNG, co odpowiada ok. 24,5 TWh gazu ziemnego po regazyfikacji.

4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- Dynamika zmian w zakresie podmiotów prowadzących działalność gospodarczą na krajowym rynku gazu ziemnego pozostawała na poziomie zbliżonym do 2022 r.
- Stabilizacja hurtowych cen gazu ziemnego zarówno na europejskich jak i na krajowej giełdzie gazu, spowodowała wzrost zużycia paliwa gazowego w stosunku do 2022 r. o 5%.
- W związku z trwającym kryzysem energetycznym w 2023 r. utrzymywano czasowe obniżenie obliża giełdowego na sprzedaż paliw gazowych do poziomu nie mniejszego niż 30%, co negatywnie wpłynęło na poziom wykorzystywania giełdy jako platformy obrotu przez spółki obrotu.
- Na podobnym poziomie utrzymuje się struktura zużycia paliw gazowych – największe zapotrzebowanie generuje przemysł odpowiadający za 58,9% zużycia. Natomiast zużycie paliw gazowych przez gospodarstwa domowe stanowiło prawie 31%.
- Dalszy wzrost zużycia gazu ziemnego 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 zużycia gazu ziemnego.
- 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 2023 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 2023 koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 178 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 37 podmiotów.

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.

W 2023 r. łączny wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE wyniósł 133,1 TWh, co stanowi spadek o 6% w stosunku do roku poprzedniego. Obroty na rynku spot wyniosły 18,2 TWh (spadek r/r o 19,7%), a na rynku terminowym (RTPG) 114,9 TWh (spadek r/r o 3,4%).

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 20,9 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 312,55 zł/MWh.

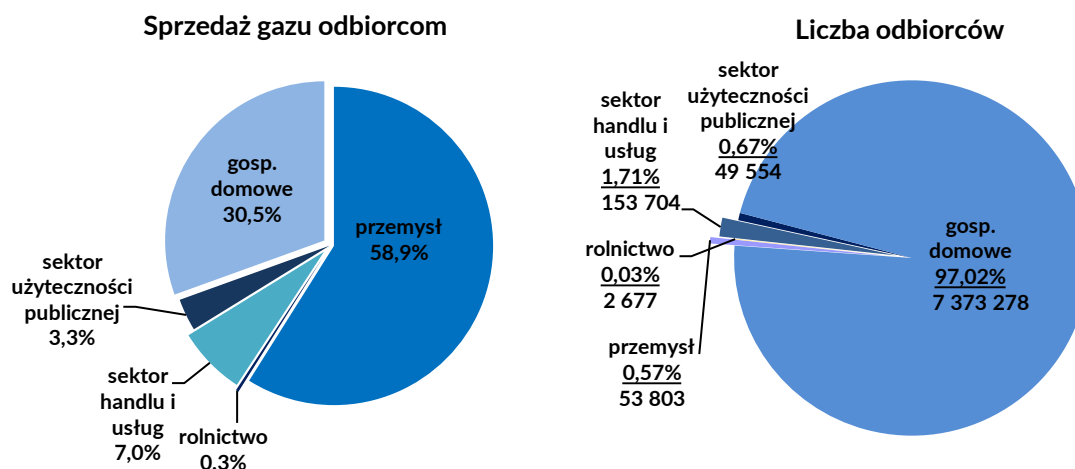
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.

W 2023 r. krajowe zużycie paliw gazowych wyniosło 198,5 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o ok. 5%.

W analizowanym okresie przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały 178,1 TWh paliw gazowych do 7,6 mln odbiorców końcowych, co w porównaniu do 2022 r. stanowi spadek sprzedaży paliw gazowych o 2,1%. Zwiększyła się natomiast liczba odbiorców końcowych zużywających paliwa gazowe o prawie 50 tys. (o 0,7%).

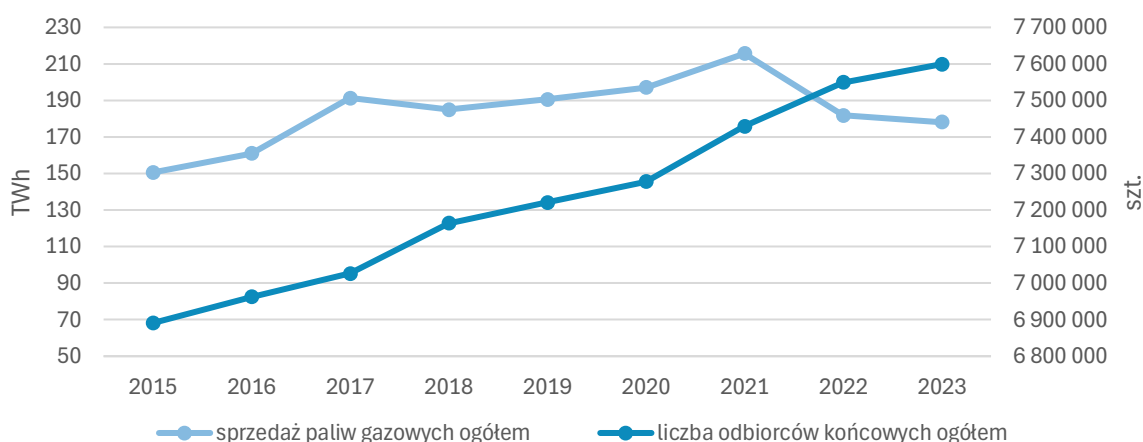
Podobnie jak w latach poprzednich, przeważająca część wolumenu paliw gazowych – 58,9% – została sprzedana do odbiorców przemysłowych, podczas gdy odbiorcy będący gospodarstwami domowymi odpowiadali za ok. 30,5% sprzedaży.

Rysunek 4. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2023 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Rysunek 5. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2010–2023.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2023 r. pozostawała GK ORLEN, której udział w rynku wyniósł 84%. Łącznie spółki GK ORLEN dokonały sprzedaży do odbiorców końcowych 149,6 TWh paliw gazowych. Poza podmiotami z GK ORLEN, sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych zrealizowało 106 podmiotów.

Wprowadzony w 2022 r. ustawą z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r., poz. 202) mechanizm ograniczający wzrostów ceny paliw gazowych dla najbardziej wrażliwych odbiorców, tj. dla odbiorców w gospodarstwach

domowych oraz dla jednostek świadczących kluczowe dla społeczeństwa usługi został przedłużony na 2023 r. Przepisy ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. *o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687 z późn. zm.) utrzymały w 2023 r. dodatkowe mechanizmy ochronne stosowane w rozliczeniach z odbiorcami wrażliwymi paliw gazowych, ustalając maksymalną cenę paliw gazowych dla tych odbiorców na poziomie 200,17 zł za MWh.

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., zgodnie z przepisami 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).

Z prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu zmiany sprzedawcy wynika, że w 2023 r. 6 133 odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych, co stanowi wzrost o ok. 2,1% w stosunku do roku poprzedniego. Łącznie, od momentu rozpoczęcia zbierania danych w tym zakresie do dnia 31 grudnia 2023 r., sprzedawcę paliw gazowych zmieniło 298 722 odbiorców. Z roku na rok rośnie liczba odbiorców paliw gazowych dokonujących zmiany sprzedawcy, jednak na przestrzeni ostatnich lat dynamika tych zmian jest znacznie mniejsza, co wynika z negatywnych zmian krajowych przepisów przyjętych w ostatnich latach, które ograniczyły konkurencję na rynku paliw gazowych.

Utrzymujący się w 2023 r. kryzys energetyczny (trwająca wojna w Ukrainie oraz wahania hurtowych cen gazu ziemnego) w dalszym ciągu wpływał na poziom zużycia paliw gazowych przez odbiorców przemysłowych, w tym przez elektroenergetykę. W 2023 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 16,5 TWh energii elektrycznej (9,9% całkowitej jej produkcji), co stanowi wzrost udziału energetyki gazowej w wytwarzaniu energii elektrycznej względem dwóch ostatnich lat, lecz w dalszym ciągu jest to wynik niższy niż w 2020 r.

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	16,5	9,9%

*Dane wstępne

Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

W najbliższych latach w związku z procesem transformacji energetycznej polskiego sektora energetycznego spodziewany jest wzrost znaczenia jednostek gazowych dla regulowania pracy systemu elektroenergetycznego. Niemniej jednak, weryfikacji mogą podlegać dotychczasowe plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych, co będzie wpływać na prognozy wykorzystania gazu ziemnego w kolejnych latach.

4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe

W dniu 8 lutego 2024 r. Prezes URE, po konsultacji z ministrem właściwym do spraw energii, uzgodnił przygotowany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2024-2033³. 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

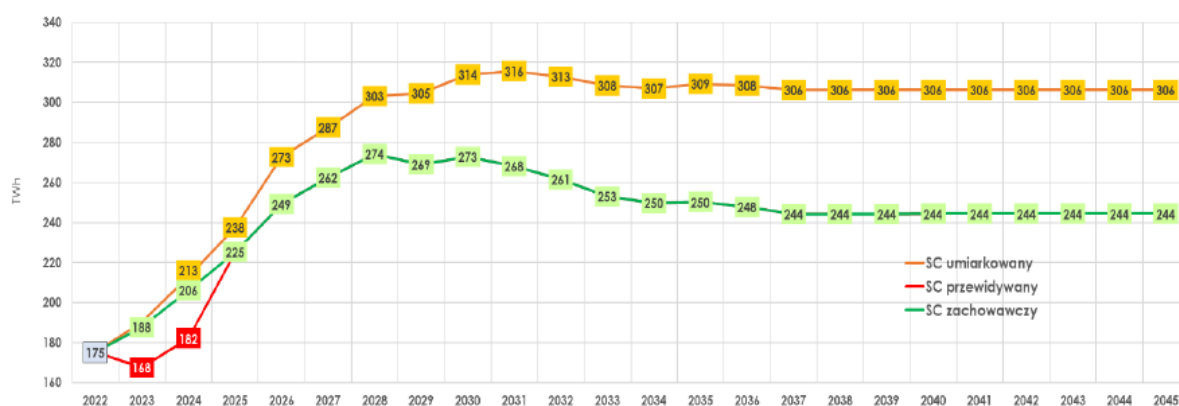
³ Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033 Część A uzgodniony z Prezesem URE w dniu 8 lutego 2024 r.

popytu ze strony dotychczasowych odbiorców paliw gazowych może być uzupełniony lub równoważony przez planowane nowe przyłączenia do sieci gazowej.

Nowa 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.

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.

Rysunek 6. 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.

5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- Najistotniejszymi elementami infrastruktury pozwalającej na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski pozostaje gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu.
- Doświadczenia wynikające z kryzysu na rynkach energetycznych w Europie wskazują na dalszą potrzebę wzmocnienia niezależności energetycznej i bezpieczeństwa gazowego państwa. W związku z tym, istotne jest przyspieszenie realizacji projektów dywersyfikacyjnych, tj. pilne zakończenie rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu oraz budowa drugiego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej.
- Kontynuowana jest również rozbudowa krajowej sieci gazowej celem wsparcia transformacji energetycznej. W 2023 r. do użytkowania oddano 373 km sieci przesyłowej, w tym kluczowy dla stabilności funkcjonowania krajowego systemu gazowego gazociąg Gustorzyn-Wronów. Kluczowymi inwestycjami w zakresie przesyłu paliw gazowych pozostają projekty na Górnym Śląsku.
- W odniesieniu do dystrybucji paliw gazowych priorytetem jest likwidacja ograniczeń systemowych i zapewnienie wymaganych przepustowości w systemie na potrzeby dostaw do odbiorców końcowych – w 2023 r. wybudowano ponad 2,6 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.
- 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 2023 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (OGP GAZ-SYSTEM S.A.);
- 50 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 2 prawnie wydzielonych, – PSG sp. z o.o. oraz G.EN. Operator Sp. z o.o.);
- 1 operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland sp. z o.o.);
- 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (Barter S.A., Duon Dystrybucja S.A., G.EN. GAZ Energia Sp. z o.o., LNG Silesia sp. z o.o., OGP GAZ-SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o., Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz).

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 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 zarówno na własnych sieciach przesyłowych, jak również na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa 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 a SGT EuRoPol GAZ S.A. Na warunkach określonych w umowie powierzającej OGP GAZ-SYSTEM S.A. będzie wykonywał 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 2023 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/wyjścia do SGT z kierunku Niemiec),
 - h) połączenia realizujące import lokalny:
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin, Kaminke – 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 2023 r. usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych świadczone były na rzecz 90 podmiotów, a wolumen przesyłanych paliw gazowych osiągnął poziom 220,7⁴ TWh, co stanowi wzrost o 5,5 TWh w porównaniu do 2022 r.

W 2023 r. OSP zawarł 1 umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej i przyłączył do sieci 14 odbiorców.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. w 2023 r. zarządzał własną siecią gazociągów przesyłowych o długości 12 121 km oraz świadczył usługi operatorskie na polskim odcinku SGT o długości 685 km.

W 2023 r. liczba punktów wejścia do KSP oraz punktów wyjścia z KSP, wyniosła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia⁵ (krajowe i importowe): 66
- liczba punktów wyjścia⁶: 880

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 paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnię). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Wejście.

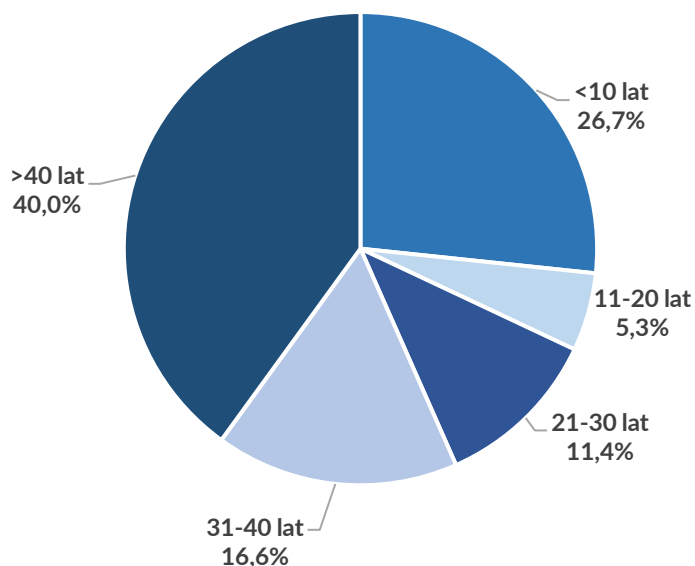
⁶ Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu ziemnego, zatłaczanie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

Tabela 3. System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2023 r.

Lp.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓŁEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	12 806
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	km	12 121
	Infrastruktura SGT	km	685
2.	Stacja gazowe	szt.	830
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	828
	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 7. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP GAZ-SYSTEM S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2023 r.



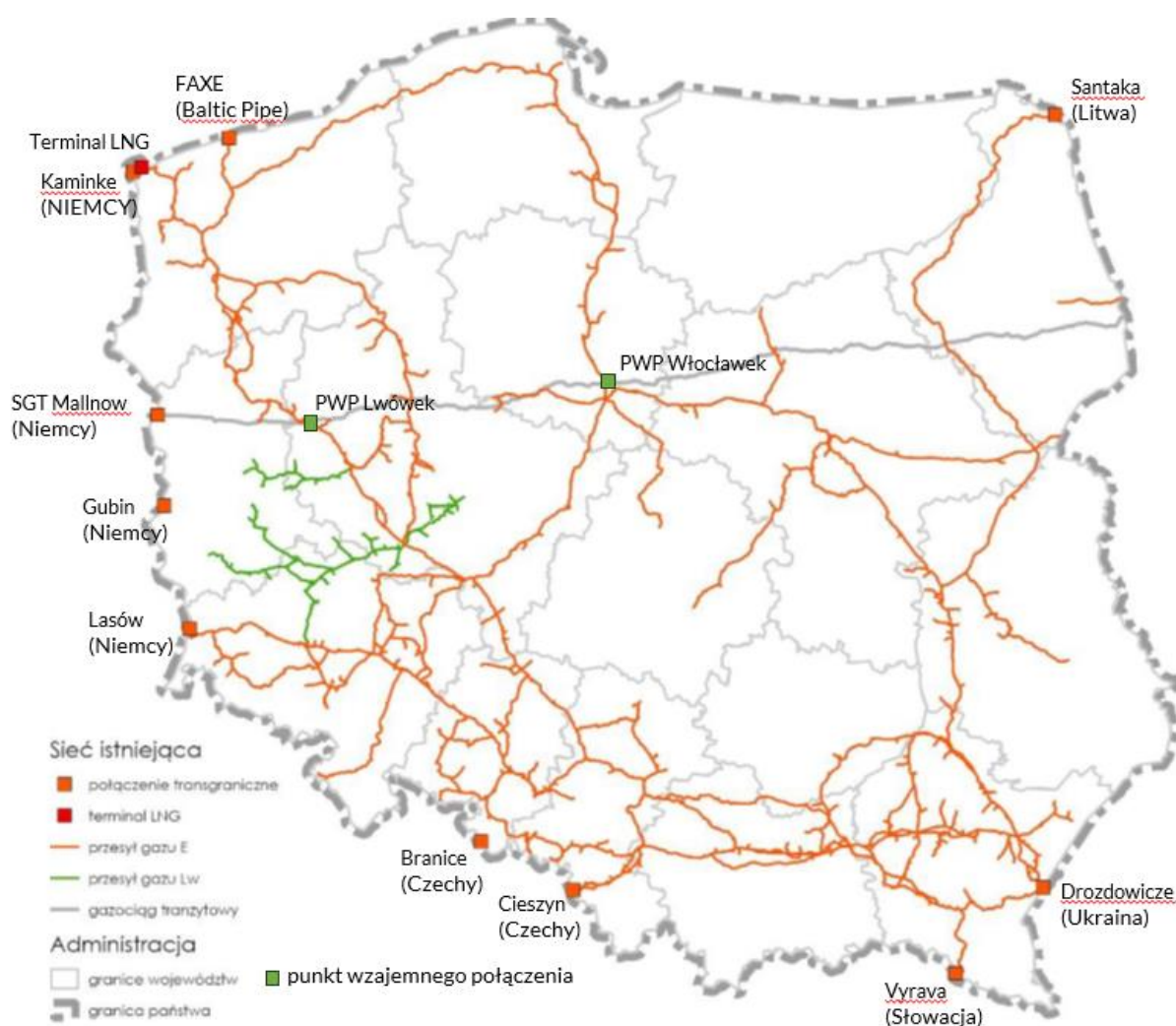
Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Prowadzona przez OSP systematyczna rozbudowa systemu przesyłowego oraz budowa nowej infrastruktury (w 2023 r. wybudowano 373 km sieci przesyłowej) pozwala na stopniowe obniżenie kategorii wiekowej gazociągów w Polsce – gazociągi w kategorii wiekowej poniżej 5 lat stanowią już 17,3% wszystkich eksploatowanych

gazociągów przesyłowych. Jednakże w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów w Polsce znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 40 lat, gazociągi te stanowią 40% 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 8. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. wg. stanu na dzień 31 grudnia 2023 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 9. 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. Akcjonariuszami SGT EuRoPol GAZ S.A. w przeszłości byli: ORLEN S.A. (48%), PAO Gazprom (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%). Na mocy decyzji Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 10 października 2023

r. 100% akcji przysługujących PAO Gazprom przejętych zostało przez SGT EuRoPol Gaz S.A. Natomiast decyzją z dnia 9 października 2023 r. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wyraził zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejęciu przez ORLEN S.A. kontroli nad spółką SGT EuRoPol Gaz S.A. Tym samym, na mocy ww. decyzji jedynym akcjonariuszem spółki jest ORLEN S.A.

Powyższe działania były konsekwencją decyzji podjętych na podstawie przepisów 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 2024 r., poz. 507), tj. decyzji Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 25 kwietnia 2022 r. o wpisaniu PAO Gazprom na krajową listę sankcyjną i zamrożenie środków finansowych PAO Gazprom oraz decyzji Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 14 listopada 2022 r. ustanawiającej tymczasowy zarząd przymusowy nad akcjami należącymi do PAO Gazprom.

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.

W 2023 r. na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa w Punkcie Wzajemnego Połączenia odebrano 4,2 TWh na potrzeby krajowe. W ramach przesyłania zwrotnego (dotyczy punktu wejścia Mallnow) dostarczono paliwa gazowe w ilości wynoszącej 3,8 TWh.

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 do kraju, a tym samym do odbiorców końcowych. Z tego względu w 2023 r. była ona monitorowana szczegółowo zarówno przez ministra właściwego do spraw energii, jak również – w zakresie kluczowych z punktu widzenia zdolności importowych do kraju inwestycji OSP – przez Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury

Energetycznej. W 2023 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 obejmuje 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.

OSP konsekwentnie realizuje inwestycje związane z rozbudową i modernizacją wewnętrznego systemu przesyłowego. W 2023 r. ukończona została kluczowa inwestycja – budowa gazociągu Gustorzyn-Wronów, który eliminuje ograniczenia sieciowe i zwiększa możliwości rozptyłów paliw gazowych dostarczanych do Polski za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń z systemami krajów sąsiednich.

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 2023 r. obowiązywał, uzgodniony w dniu 29 października 2021 r. przez Prezesa URE *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2031*.

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

W 2023 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. realizował zadania inwestycyjne ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone na dwie perspektywy:

- Perspektywa 2024 – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2018-2027, kontynuowanych w Planie Rozwoju 2020-2029 oraz projektowanie dla zadań związanych w szczególności z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego do Polski;

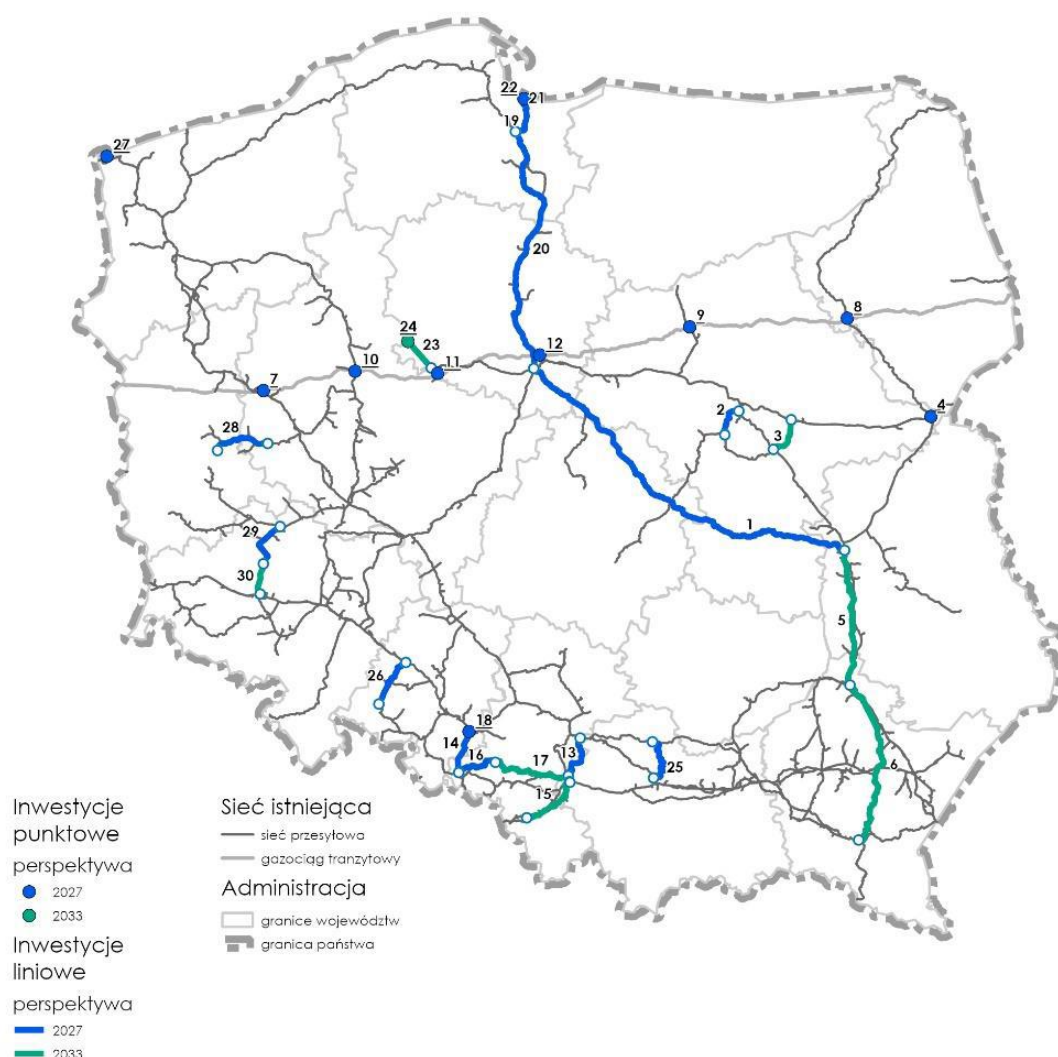
⁷ Zarządzenie nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej (M.P. z 2020 r. poz. 567 z późn zm.).

- Perspektywa 2031 – uwzględniająca zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu ziemnego w Polsce i w regionie. W perspektywie do 2031 r. ujęte zostały następujące inwestycje strategiczne:
 - gazociąg Kolnik-Gdańsk,
 - gazociąg Kolnik-Gustorzyn,
 - gazociąg Racibórz-Oświęcim,
 - gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim,
 - gazociąg Kędzierzyn-Racibórz,
 - zasilanie Warszawy,
 - układ łączący węzeł Wronów z Korytarzem N-S,
 - gazociąg PMG Damastawek-Mogilno,
 - tłocznia gazu Lwówek (budowa), węzeł Lwówek (rozbudowa),
 - połączenie KSP z SGT w m. Zambrów,
 - połączenie KSP z SGT w m. Ciechanów,
 - połączenie KSP z SGT w m. Długa Goślina,
 - połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo,
 - połączenie KSP z SGT w m. Włocławek

W 2023 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. zrealizował prace nad aktualizacją Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju na lata 2024-2033, który został uzgodniony z Prezesem URE, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, decyzją z dnia 8 lutego 2024 r. Nowy plan rozwoju zakłada:

- 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 10. 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.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

Operator systemu przesyłowego w 2023 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 2023 r. zrealizowanych zostało 155 zadań z planowanych 106 zadań, co stanowi 97% planu. OSP łącznie przeznaczył na prace remontowe kwotę ok. 73,6 mln PLN. Zadania remontowe niezakończone w 2023 r. będą kontynuowane w 2024 r.

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

Według stanu na dzień 31 grudnia 2023 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),
 - gazociąg Rembelszczyzna-Mory,
 - gazociąg Racibórz-Oświęcim (etap I Racibórz-Rybnik),
 - gazociąg Polska-Czechy (etap I Kedzierzyn-Racibórz),
 - przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra;
- 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,
 - gazociąg Rakoniewice-Świebodzin,
 - połączenie KSP z SGT w m. Długa Goślina,
 - połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo,
 - połączenie KSP z SGT w. Włocławek,
 - połączenie KSP z SGT – SSRP Wydartowo,
 - 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,
- gazociąg Wężeń-Przewóz,
- przyłączenie EC Kozienice w Świerżach Górnych,
- przyłączenie PGE Elektrownia Rybnik.

W 2023 r. przekazano do eksploatacji gazociągi przesyłowe o łącznej długości 373 km, w tym min.:

- gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap I Gustorzyn-Leśniewice) o długości 54,1 km i średnicy DN 1 000 na terenie województwa kujawsko-pomorskiego i mazowieckiego,
- gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap III Rawa Mazowiecka-Wronów) o długości 154 km i średnicy DN 1 000 na terenie województwa łódzkiego, mazowieckiego i lubelskiego,
- przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra o długości 63 km i średnicy DN 700 na terenie województwa zachodniopomorskiego, oraz:
- rozbudowę TG Kędzierzyn z 23 MW do 36 MW w województwie opolskim.

W 2023 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. kontynuował rozbudowę krajowego systemu przesyłowego w ramach projektów związanych z dywersyfikacją dostaw paliw gazowych, dofinansowywanych z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020. Dofinansowanie w ubiegłych latach w ramach POIiŚ 2014-2020 otrzymało łącznie 13 projektów na sumaryczną kwotę ponad 3,4 mld PLN. Do końca 2023 r. ukończono realizację 12 dofinansowanych projektów. W realizacji pozostaje projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu.

Dodatkowo OGP GAZ-SYSTEM S.A. złożył wnioski o dofinansowanie w ramach programu FENIKS dla inwestycji budowy gazociągu Rembelszczyzna-Mory oraz gazociągu Oświęcim-Tworzeń.

5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

W 2023 r. nie prowadzono prac związanych z rozbudową połączeń transgranicznych. W odniesieniu do możliwości rozbudowy połączenia Polska-Ukraina, przeprowadzono tzw. procedurę przyrostową w oparciu o przepisy prawa UE (*Incremental Procedure*). Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Ukrainy (LLC *Gas Transmission System Operator of Ukraine*) poinformowali, że w aukcji, która odbyła się w dniu 3 lipca 2023 r., żaden uczestnik rynku nie zarezerwował przepustowości przyrostowej w ww. aukcji rocznej. W związku z tym, test ekonomiczny zakończył się wynikiem negatywnym po obu stronach granicy polsko-ukraińskiej. Wobec tego proces uzyskiwania przepustowości przyrostowej został zakończony. Jednocześnie OGP GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczął pracę w ramach kolejnej procedury na lata 2023-2025.

5.2. System dystrybucyjny gazowy

5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

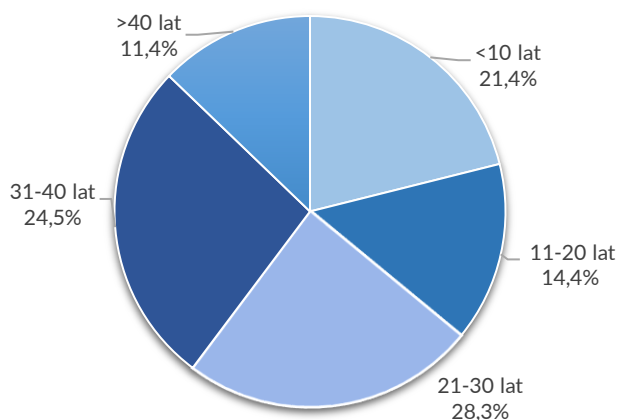
Według stanu na dzień 31 grudnia 2023 r. krajowy system dystrybucyjny składał się z 162,8 tys. km sieci dystrybucyjnej oraz 56,59 tys. km czynnych przyłączy. Działalność w obszarze dystrybucji paliw gazowych w Polsce w 2023 r. prowadziło 50 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE, w tym dwóch prawnie wydzielonych – podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego wydzielenia od innych rodzajów działalności – PSG sp. z o.o. oraz G.EN. Operator Sp. z o.o. W 2023 r. największym operatorem systemu dystrybucyjnego była PSG sp. z o.o., która zarządzała 95,1% sieci dystrybucyjnej w kraju. Pozostałe ok. 4,9% sieci dystrybucyjnych było własnością pozostałych spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK ORLEN i w 2023 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 724 gminach na terenie całego kraju. W 2023 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców końcowych 124,8 TWh paliw gazowych, tj. w ilości zbliżonej do ilości paliw gazowych dostarczonych w 2022 r.

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

Rysunek 11. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych według stanu na dzień 31 grudnia 2023 r.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.*

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

W 2023 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie prawie 2,7 tys. km sieci dystrybucyjnych, z czego 95,7% przypada na PSG sp. z o.o. Należy podkreślić, że w latach poprzednich oddawanych do użytkowania było ponad 4 tys. km sieci dystrybucyjnej rocznie. Spowolnienie rozwoju dystrybucyjnej sieci gazowej spowodowało wzrost stopnia gazyfikacji kraju w stosunku do roku poprzedniego jedynie o 0,3 pp., tj. do poziomu ok. 74,6%.

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 2023 r. obwiał, uzgodniony z Prezesem URE w dniu 21 października 2021 r. *Plan rozwoju PSG sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2026.*

W 2023 r. PSG sp. z o.o. przygotowała i przekazała do uzgodnienia z Prezesem URE *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2028.* Zgodnie z art. 16 ust. 3 ustawy – *Prawo energetyczne*

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).

ww. plan rozwoju został uzgodniony z ministrem właściwym do spraw energii. Ostateczny nowy plan rozwoju PSG sp. z o.o. na lata 2024-2028 został uzgodniony przez Prezesa URE, po konsultacji z ministrem właściwym do spraw energii, w styczniu 2024 r⁹.

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 umożliwiającej 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 2023 r. realizowała 27 inwestycji dystrybucyjnych wskazanych w ustawie terminalowej. Na koniec 2023 r. większość z inwestycji realizowanych przez PSG sp. z o.o. i ujętych w ustawie terminalowej, znajdowała się w fazie przygotowania i projektowania, natomiast 13 inwestycji znajdowało się w fazie robót budowlanych.

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).

⁹ Plan Rozwoju PSG sp. z o.o. na lata 2024-2028 uzgodniony z Prezesem URE w dniu 29 stycznia 2024 r.

W celu poprawy parametrów zasilania w gaz ziemny rejonu Białegostoku, spółki PSG sp. z o.o. i OGP GAZ-SYSTEM S.A. kontynuowały w 2023 r. realizację inwestycji umożliwiającej przyłączenie sieci dystrybucyjnej gazowej do systemu przesyłowego po oddaniu do użytkowania gazociągu przesyłowego Polska-Litwa (GIPL). Projekt zakłada wybudowanie czterech nowych punktów wyjścia z systemu przesyłowego: Zambrów, Konopki, Kuków oraz Czyżew. W pierwszej kolejności realizowane została inwestycja budowy przyłączenia w Zambrowie (inwestycja ujęta w ustawie terminalowej), która została zakończona pod koniec 2022 r. Realizacja inwestycji zwiększyła lokalne bezpieczeństwo energetyczne rejonu Białegostoku, w którym infrastruktura gazowa w dalszym ciągu jest niedostatecznie rozwinięta.

W 2023 r. w obszarze dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych paliw gazowych) finalizowano realizację projektów objętych umowami o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020. Łącznie do końca 2023 r. wsparto realizację 10 projektów w sektorze dystrybucji na kwotę 255,6 mln zł.

5.3. System magazynowania paliw gazowych

Funkcję operatora systemu magazynowania (OSM) pełni spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. (należąca do GK ORLEN) wyznaczona decyzją Prezesa URE na okres do dnia 31 grudnia 2024 r.

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

- magazyny w szcherpanych 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 Daszewo i PMG Bonikowo. Magazyny te służą do stabilizacji wydobycia gazu ziemnego zaazotowanego.

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 12. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Spółka stale modyfikuje zasady świadczenia usług i 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 2023 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 37,5 TWh, co odpowiada ok. 18,9% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh.

Tabela 4. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2023 r.)

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [GWh]	Max. moc załączania [GWh/d]	Max. moc odbioru [GWh/d]
Mogilno	kawerny solne	6 471,4	106,9	200,5
Kosakowo	kawerny solne	3 309,3	26,8	107,0
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	14 729,0	107,5	158,4
Husów	złoże wyeksploatowane	5 650,0	46,7	64,6
Strachocina	złoże wyeksploatowane	5 211,8	43,7	37,9
Swarzów	złoże wyeksploatowane	1 013,4	11,2	10,7
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 126,0	16,2	16,1
Razem		37 510,9	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. W dniu 3 marca 2023 r. Minister Klimatu i Środowiska wyraził zgodę na realizację przedmiotowej inwestycji. 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.

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). W 2023 r. kontynuowany był przez Prezesa URE proces uzgadniania przygotowanego przez OSM projektu Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na lata 2023–2032. Ostatecznie Prezes URE, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, odmówił uzgodnienia tego planu rozwoju.

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2023 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego posiadało siedem podmiotów: Barter S.A., Duon Dystrybucja S.A., G.EN. Operator Sp. z o.o., LNG Silesia 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 2023 r. zdolności regazyfikacyjne terminalu wynosiły 68 TWh/rok. Terminal realizował ponadto usługi w zakresie:

- rozładunku LNG z tankowców o pojemności od 120 000 m³ do 217 000 m³ LNG,
- procesowego składowania w zbiornikach o łącznej pojemności 320 000 m³ LNG,
- przeładunku LNG na autocysterny.

Dostęp do obecnie istniejących 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 cysterny. Z roku na rok rośnie liczba załadowanych autocystern LNG, za pomocą których paliwo trafia do odbiorców niemających dostępu do sieci dystrybucyjnej. W 2023 r. w terminalu w Świnoujściu załadowano ok. 8,42 tys. autocystern LNG o łącznym wolumenie ok. 2,3 TWh. Dla porównania w 2022 r. dokonano przeładunku na ok. 5,36 tys. autocystern, w 2021 r. – 5,5 tys. autocystern, w 2020 r. – 3,8 tys. autocystern, w 2019 r. – 2,3 tys. autocystern, w 2018 – na 1,8 tys. autocysterny, a w 2017 r. – na 1,5 tys.

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 wzmacniającej pozycję konkurencyjną spółki na globalnym rynku LNG. W 2023 r. dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu realizowane były przy wykorzystaniu dwóch pierwszych gazowców floty GK ORLEN. Do końca 2025 r. GK ORLEN planuje posiadać osiem jednostek o pojemności każdej ok. 70 tys. ton LNG.

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 takiej sieci.

W 2023 r. PSG sp. z o.o. poprzez wyspowe sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG dostarczyła do odbiorców końcowych przyłączonych do tych sieci ok. 382,6 GWh paliw gazowych, co stanowi wzrost wolumenu dystrybucji LNG o ok. 36,1% w stosunku do 2022 r. Należy przy tym zauważyć, że na 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 2023 r. dysponowała łącznie 107 stacjami regazyfikacji LNG, w tym 2023 r. spółka oddała do eksploatacji 7 nowych stacji 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 paliwa gazowego z

wykorzystaniem 47 stacji regazyfikacji LNG należących do Novatek Green Energy Sp. z o.o.

5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowanie statków

Wzrost popularności wykorzystania LNG wymusza rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowania statków. Ponadto zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. U. UE z 28.10.2014 r. L 3017/1), najpóźniej do końca 2025 r. w portach morskich powinna powstać odpowiednia liczba punktów bunkrowania LNG.

Rozszerzenie funkcjonalności polskich portów zwiększy ich konkurencyjność oraz rozpowszechni wykorzystanie LNG w rejonie Morza Bałtyckiego.

W 2023 r. ORLEN S.A. kontynuował działalność w zakresie wyłącznego użytkowania (do 2025 r.) nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG w Kłajpedzie. Działalność w Kłajpedzie umożliwia dostęp do rynku LNG małej skali w rejonie Morza Bałtyckiego, jak również pozwala spółce zwiększyć konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Spółka posiadała zarezerwowane moce regazyfikacyjne na poziomie 6,0 TWh/rok w okresie od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.

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

5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu

W 2023 r. kontynuowano prace budowlane w zakresie budowy nowego zbiornika magazynowego oraz nabrzeża do przyjmowania metanowców. Docelowo zdolności regazyfikacyjne terminalu, po ukończeniu inwestycji w 2024 r. mają wzrosnąć do poziomu 91 TWh/rok. Prowadzona rozbudowa terminalu, oprócz uruchomienia dodatkowych zdolności regazyfikacyjnych, obejmuje również rozszerzenie zakresu świadczonych usług związanych z regazyfikacją i rozładunkiem LNG, na które obserwowany jest wzrost zapotrzebowania. Program rozbudowy terminalu zakłada:

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu do 91 TWh/rok – projekt SCV;
- budowę dodatkowego nabrzeża dla statków, które umożliwi 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 zwiększającego elastyczność pracy instalacji terminalu oraz zapewniający 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, sprawuje Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Inwestorem jest OGP GAZ-SYSTEM S.A., przy czym Projekt Nabrzeże realizowany jest wspólnie z Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście.

W 2023 r. kontynuowano 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. Na potrzeby realizacji projektu w *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 2023 r. spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. kontynuowała realizację prac koncepcyjnych, obejmujących zadanie przedprojektowe, analizy przestrzenne, techniczne i przygotowanie podstaw projektowych związanych z tzw. pływającym terminalem LNG (ang. *floating storage and regasification unit* – FSRU) w rejonie Zatoki Gdańskiej, który posiadałby funkcję magazynowania i regazyfikacji LNG. Dodatkowo nowy terminal powinien umożliwić świadczenie szeregu usług dodatkowych takich jak przeładunek na mniejsze jednostki lub bunkrowanie.

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. 35 km,

- budowę gazociąg lądowego Kolnik-Gardeja-Gustorzyn o średnicy DN 1000 i długości ok. 214 km.

W 2023 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. posiadał pozwolenia na budowę dla wszystkich gazociągów lądowych w ramach programu i rozpoczął prace związane z opracowaniem dokumentacji przetargowej na roboty budowlane. W zakresie części morskiej wybrany wykonawca prowadził analizy, prace badawcze i projektowe zmierzające do uzyskiwania poszczególnych pozwoleń administracyjnych – złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowej dla części morskiej terminalu FSRU. Uruchomiono także procedurę wyboru dostawcy nowej jednostki pływającej w ramach umowy czarteru na okres 15 lat. W ramach procedury Open Season wiążąco potwierdzono zainteresowanie rynku mocą regazyfikacyjną nowego terminalu. Rezerwacji 100% przepustowości na okres 15 lat dokonał ORLEN S.A. W 2023 r. przeprowadzono także procedurę Open Season dotyczącą możliwości rezerwacji przepustowości dla ewentualnej drugiej jednostki FSRU. Z uwagi na brak dostatecznej liczby zgłoszeń od podmiotów rynkowych procedura została zakończona. W wyniku procedury OGP GAZ-SYSTEM S.A. nie uzyskał zamówień na poziomie, który stanowiłby podstawę do realizacji projektu obejmującego dwie jednostki pływające. Zakończenie inwestycji obejmującej jedną jednostkę FSRU planowane jest w perspektywie 2027/2028 r.

Projekt FSRU pod nazwą *LNG Gdańsk* w 2023 r. znajdował się na tzw. piątej liście PCI. Status PCI obejmował część morską, a także niezbędne elementy systemu przesyłowego, umożliwiające rozprowadzenie paliwa gazowego z nowego terminalu. KE w ramach procedury konkursowej instrumentu *Łącząc Europę* (CEF Energy 2.0) przyznała projektowi bezzwrotne dofinansowanie na opracowanie specyfikacji technicznej i przeprowadzenie prac projektowych w wysokości ok. 19,6 mln euro. Umowa o dofinansowanie została zawarta z unijną agencją CINEA w maju 2023 r.

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 630 mln EUR (ok. 2,8 mld PLN) 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 2023 r. ochrona odbiorców paliw gazowych, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne oparta była na ustawie z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. poz. 2687). Ze względu na wpływ kryzysu energetycznego na ceny gazu ziemnego również w 2024 r., ustawą z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła (Dz. U. 2023 poz. 2760), przytoczeni wcześniej odbiorcy paliw gazowych, zostali objęci kompleksową ochroną, chroniącą tych odbiorców przed drastycznym wzrostem rachunków za energię w 2024 r.

W 2023 r. kontynuowane były prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o zapasach (w wykazie prac legislacyjnych i programowych nr UC52), który modyfikował obowiązujący obecnie system zapasów obowiązkowych gazu ziemnego poprzez nałożenie na Rządową Agencję Rezerw Strategicznych obowiązku tworzenia oraz utrzymywania zapasów strategicznych gazu ziemnego.

Projekt nie został skierowany do rozpatrzenia przez Sejm RP przed zakończeniem kadencji. W związku z brakiem przyjęcia zmian w zakresie funkcjonowania krajowego systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w dniu 16 listopada 2023 r. KE podjęła decyzję o skierowaniu do Trybunału Sprawiedliwości UE sprawy przeciwko Polsce dotyczącej nadmiernych obowiązków na przedsiębiorstwa prowadzące transgraniczny handel gazem ziemnym na mocy krajowych przepisów dotyczących magazynowania gazu ziemnego. Z uwagi na zamknięcie i zarchiwizowanie wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów według stanu na dzień 27 listopada 2023 r. rozpoczęto ponownie proces legislacyjny związany z projektem ustawy o zapasach.

W 2023 r. wydano Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2023 r. *zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* (Dz. U. z 2023 r., poz. 2582). Zmiany dokonane w nowym rozporządzeniu polegają na:

- uzupełnieniu rozporządzenia o elementy doprecyzowujące zasady dokonywania rozliczeń przez przedsiębiorców energetycznych z odbiorcami paliw gazowych oraz ustalania stawek opłat przez przedsiębiorstwa energetyczne,
- doprecyzowaniu treści rozporządzenia w celu ujednoczenia z przepisami rozporządzenia Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. *ustanawiającego*

kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017) oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017),

- wprowadzeniu konta regulacyjnego dla działalności infrastrukturalnych w zakresie paliw gazowych, celem zapewnienia stabilnych warunków prowadzenia działalności dla operatorów (stanowiąc ochronę przed niepełnym odzyskiwaniem przez operatora przychodów, które mają pokryć koszty uzasadnione) oraz ochrony podmiotów zamawiających usługi infrastrukturalne przed ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów w przypadku, gdy rzeczywisty przychód operatora przewyższa koszty uzasadnione prowadzenia działalności.

W 2023 r. rozpoczęto pracę, a w dniu 28 marca 2024 r. wydano rozporządzenie Ministra Klimatu zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2024 r., poz. 517). Nowelizacja ta odpowiadała na problemy zgłaszane przez branżę biometanową w zakresie spełnienia przez zatłaczany do sieci biometan wskazanych w rozporządzeniu systemowym parametrów jakościowych, w tym określonego poziomu ciepła spalania. Wartość tego parametru jest istotna do celów rozliczeniowych w ramach konkretnych obszarów rozliczeniowych. Biometan, z uwagi na niższe ciepło spalania niż wysokokaloryczny gaz ziemny (LNG), w niektórych obszarach rozliczeniowych nie mieścił się w granicach dopuszczalnej różnicy w średniej wartości ciepła spalania w danej dobie zmierzonej w danym punkcie wyjścia. Efektem takiego stanu rzeczy jest ograniczona liczba wydawanych przez operatora dystrybucyjnego warunków przyłączenia do sieci. W związku z tym w rozporządzeniu systemowym w przypadkach obszarów, w których przyłączane będą biometanownie, rozszerzono procentową granicę dopuszczalnych różnic w średnich wartościach ciepła spalania w ramach obszaru rozliczeniowego z $\pm 3\%$ do $\pm 4\%$. Dodatkowo nowe przepisy pozwalają operatorowi na przyjęcie odpowiedniej metodologii określania ciepła spalania, tak aby mógł podjąć dodatkowe działania, takie jak: modyfikowanie zasięgu obszarów dla nowego układu przepływów, mieszanie strumieni gazu ziemnego, wzbogacanie parametrów biogazu, itp., potrzebne dla osiągnięcia przewidzianego poziomu średniej wartości ciepła spalania.

Ponadto w 2023 r. kontynuowano prace nad rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Celem tych prac jest dostosowanie istniejących rozwiązań prawnych do najnowszej wiedzy technicznej w zakresie zasad budowania i lokowania gazociągów w Polsce, poprzez m.in. poszerzenie o materiały kompozytowe katalogu materiałów, które mogą być wykorzystane do budowy gazociągów oraz określenie szczegółowych zasad stosowania tych materiałów. Mając na względzie konieczność wydania niniejszego rozporządzenia w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, w 2023 r. kontynuowane były szczegółowe uzgodnienia projektu z Ministrem Rozwoju i Technologii.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- W 2023 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 98%.
- W wyniku wprowadzonych zmian do ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo budowlane wzmocniono bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do odbiorców zaopatrywanych z systemów gazowych o charakterze lokalnym. Dodatkowo, analogicznie jak to miało miejsce w 2022 r., kluczowe spółki sektora gazowego podjęły skuteczną współpracę w zakresie zapewnienia niezbędnej infrastruktury w tych obszarach, zgodnie z zapotrzebowaniem odbiorców na sezon zimowy 2023/2024.
- Zaktualizowano przygotowane na podstawie rozporządzenia 2017/1938 dokumenty: *Ocena ryzyka* (zarówno na poziomie krajowym, jak i regionalnym), *Plan działań zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*.

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 powinny mieć 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 dni¹⁰.

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 2023 r. organem właściwym w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 oraz zgodnie z art. 26 ustawy o zapasach, był minister właściwy do spraw energii, obecnie jest to 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.

¹⁰ Na podstawie art. 2 pkt 14 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) termin 40 dni został wydłużony do dnia 30 września 2024 r.

W okresie od dnia 1 października 2022 r. do dnia 30 września 2023 r. wolumen zapasów obowiązkowych, utrzymywanych przez 15 podmiotów, wyniósł 15,9 TWh. Zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jedynie trzy podmioty utrzymywały zapasy obowiązkowe poza terytorium kraju w łącznej ilości 960,9 GWh, co stanowiło ok. 6% całkowitej ich wielkości.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2023 r. (do dnia 30 września 2024 r.), do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, zobowiązanych zostało 17 podmiotów, które utrzymywały zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 12,1 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie zimowym, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP. Poza granicami kraju zapasy obowiązkowe utrzymywane są w wielkości 111,4 GWh, co stanowi jedynie ok. 0,9% całkowitej ich wielkości. Zapasy obowiązkowe poza granicami kraju utrzymywane są przez trzy podmioty. W stosunku do sezonu poprzedniego, wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zmniejszyła się o ok. 24%. Powyższe wynika ze spadku dokonanego przywozu gazu ziemnego w okresie stanowiącym podstawę wyliczenia poziomu zapasów obowiązkowych.

Zarówno w 2022 r., jak i w 2023 r. nie było konieczności uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

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

- rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów 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 zapasach,
- 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 2023 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 2022/2023 wywiązały się wszystkie podmioty zobowiązane do tego obowiązku.

6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia 2017/1938, w 2023 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 2023 r. przyjęta została aktualizacja dokumentów przygotowanych na podstawie rozporządzenia 2017/1938, tj.: aktualizacja *Oceny ryzyka*, zarówno na poziomie krajowym, jak i regionalnym, a także aktualizacje *Planu działań zapobiegawczych* oraz *Planu 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 gazu ziemnego 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 2023 r. wystąpiło w dniu 6 stycznia i wyniosło ok. 870 GWh/dobę. Dla porównania największe szczytowe zapotrzebowanie wystąpiło w dniu 18 stycznia 2021 r. i wyniosło ok. 960 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, w dniu 1 października 2023 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 98%.

Na dzień 31 grudnia 2023 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 95% gwarantując ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania.

Maksymalne zatłoczenie PMG gwarantowało zapewnienie ciągłych dostaw do odbiorców, a system przesyłowy był przygotowany do sezonu zimowego i działał bez zakłóceń. W 2023 r. nie istniała potrzeba wprowadzenia działań nadzwyczajnych, tj. uruchamiania środków o charakterze nierynkowym. W 2023 r. do ministra właściwego do spraw energii nie wpłynął żaden wniosek o uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ani o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Dostawy paliwa gazowego realizowane były z kierunków alternatywnych do rosyjskiego, w szczególności poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu.

Tabela 5. Stan napełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 1 października 2023 r., 31 grudnia 2023 r. i 31 marca 2024 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2023 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.12.2023 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2024 r.
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	100,0%	100,0%	35,5%
Mogilno	kawerny solne	93,1%	92,2%	69,1%
Husów	złoże wyeksploatowane	100,0%	93,9%	32,4%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	93,6%	35,6%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	100,0%	53,2%	18,5%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0%	74,5%	37,5%
Kosakowo	kawerny solne	92,5%	95,1%	69,0%
RAZEM		98,0%	95,0%	43,0%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2023 r., analogicznie jak w roku poprzednim, wypracowany został harmonogram działań oraz zabezpieczona została niezbędna infrastruktura gazowa w postaci stacji LNG, celem zniwelowania ryzyka wstrzymania dostaw paliwa gazowego z Niemiec i Czech do krajowych odbiorców, w tym do odbiorców chronionych zaopatrywanych w paliwa gazowe z systemów o charakterze lokalnym, niemających połączenia z krajową siecią gazową. Zidentyfikowane obszary to: połączenie

międzysystemowe Branice (granica polsko-czeska), połączenie międzysystemowe Gubin (granica polsko-niemiecka) oraz połączenie międzysystemowe Brieskow-Finkenheerd (granica polsko-niemiecka).

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

- W 2023 r. wyzwaniem stojącym przed państwami członkowskimi UE nadal było 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.
- Dzięki aktywnym działaniom Polski na forum UE, możliwe było przedłużenie obowiązywania niektórych regulacji wzmacniających bezpieczeństwo energetyczne państw członkowskich i niwelujących negatywne skutki wysokich cen paliw gazowych, przy jednoczesnym ograniczeniu rosyjskich wpływów na europejskim rynku gazu. Wśród tych środków kluczowe znaczenia miały akty prawne przedłużające okresy obowiązywania:
 - rozporządzenia *ustanawiającego mechanizm korekty rynku w celu ochrony obywateli Unii i gospodarki przed nadmiernie wysokimi cenami* (wprowadzające tzw. *gas price cap* - limit cenowy),
 - rozporządzenia w sprawie *zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu* (wprowadzające możliwość tzw. wspólnych zakupów gazu przez uczestników europejskiego rynku).
- Trwająca w dalszym ciągu 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 2023 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 zakłóciła dostaw surowca do krajowych odbiorców. W 2023 r. dostawy paliwa gazowego do kraju realizowane były

z kierunków alternatywnych do rosyjskiego, w szczególności poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz poprzez terminal LNG w Świnoujściu.

W celu wzmocnienia odporności krajowego systemu gazowego na ewentualne zakłócenia w dostawach w 2024 r. planowane jest zakończenie rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu do poziomu 91 TWh/rok. 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.

Po bezprecedensowym ataku Rosji na Ukrainę i związanym z tym znacznym ograniczeniem dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Europy instytucje UE w 2023 r. w dalszym ciągu kontynuowały działania regulacyjne wzmacniające bezpieczeństwo gazowe Europy. W tym aspekcie Polska negatywnie odnosiła się do przepisów rozporządzenia Rady (UE) 2022/1369 z dnia 5 sierpnia 2022 r. w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz, które nakładało nadmierne zobowiązania wobec państw członkowskich.

Polska aktywnie uczestniczyła w tworzeniu nowych regulacji wzmacniających bezpieczeństwo gazowe Europy. W 2023 r. przedłużono okres obowiązywania na 2024 r. dwóch aktów prawa UE wzmacniających europejskie bezpieczeństwo w zakresie dostaw gazu ziemnego, tj.

- rozporządzenie Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie *zwiększenia solidarności dzięki lepszemu koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu*, które między innymi podnosi transparentność funkcjonowania unijnych rynków gazu oraz umożliwia realizację tzw. wspólnych zakupów gazu ziemnego, oraz

- rozporządzenie Rady (UE) 2022/2578 z dnia 22 grudnia 2022 r. w sprawie *ustanowienia mechanizmu korekty rynku w celu ochrony obywateli Unii i gospodarki przed nadmiernie wysokimi cenami*, które umożliwiło utworzenie limitu cenowego na gaz ziemny w wysokości 180 euro za MWh, podczas gdy w kulminacyjnym momencie kryzysu na europejskim rynku gazowym cena giełdowa gazu ziemnego wynosiła 350 euro za MWh.