



MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA

ANNA MOSKWA

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH

za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.

WARSZAWA
LIPIEC 2022 R.

Szanowni Państwo,

W 2021 r. sektor gazu ziemnego zmagał się z wieloma wyzwaniami – przede wszystkim na poziomie europejskim. Prowadzona przez Rosję polityka ograniczania dostaw paliw gazowych do europejskich odbiorców, skutkująca niepewnością co do dostępności surowca, doprowadziła w konsekwencji do bezprecedensowego wzrostu cen paliw gazowych na europejskich i krajowej giełdzie gazu.

Należy jednak podkreślić, że z uwagi na konsekwentnie prowadzone przez poprzednie lata działania dywersyfikacyjne, obejmujące rozbudowę infrastruktury gazowej i pozyskiwanie nowych kontraktów od stabilnych i pewnych dostawców, poziom bezpieczeństwa polskiego rynku gazu był nieporównywalnie wyższy niż innych rynków europejskich. Do kluczowych projektów dywersyfikacyjnych, realizowanych na przestrzeni ostatnich lat, zaliczyć należy rozbudowę zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu, budowę gazociągu Baltic Pipe, budowę połączeń międzysystemowych z Litwą i Słowacją oraz rozpoczęcie prac nad budową drugiego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej, tzw. FSRU. Część z wyżej wymienionych projektów zostało już ukończonych w pierwszej połowie 2022 r. (rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu oraz budowa gazociągu Polska-Litwa) a kolejne, tj. połączenie z Danią poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz połączenie ze Słowacją będą już funkcjonować w IV kw. 2022 r.

Z dużą satysfakcją już dziś można stwierdzić, że prowadzone od lat przygotowania infrastrukturalne i handlowe pozwoliły osiągnąć zamierzony skutek, tj. niezależność od dostaw paliw gazowych z Federacji Rosyjskiej.

Nagle przerwanie w dniu 27 kwietnia 2022 r. dostaw paliw gazowych do Polski przez spółkę Gazprom, mimo obowiązywania do końca 2022 r. długoterminowego kontraktu na dostawę gazu do Polski, okazał się testem suwerenności gazowej – test ten zdaliśmy z sukcesem. Bezprawny i nieuzasadniony rosyjski szantaż gazowy nie wpłynął na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do polskich odbiorców. Bezprecedensowym sukcesem w tych warunkach jest również poziom wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego, który na koniec lipca 2022 r. wyniósł 100%, przy średnim napełnieniu europejskich magazynów na poziomie ok. 65%.

Niniejsze *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych* to kompleksowe opracowanie podsumowujące najważniejsze informacje i wydarzenia w zakresie funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce w minionym roku. Wierzę, że kontynuowane w ostatnich latach działania w zakresie zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski potwierdzają, w obliczu panującej obecnie sytuacji geopolitycznej oraz

zawirowań na rynku gazu ziemnego, słuszność przyjętych rozwiązań oraz odpowiadają na rosnące wyzwania, zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim.

Życzę Państwu miłej lektury,

Anna Moskwa

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.....	23
4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe	26
5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego	29
5.1. System przesyłowy gazowy.....	30
5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej.....	31
5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy	31
5.1.1.2. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa	35
5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE ...	36
5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju	38
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych	41
5.2. System dystrybucyjny gazowy	46
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury.....	46
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE.....	47
5.3. System magazynowania paliw gazowych	50
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej	51
5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe	52
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego	52
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury.....	53
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu.....	53
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG.....	54
5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG oraz bunkrowanie statków.....	54
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE	55
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu.....	55
5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej	56

5.4.2.3. Prace legislacyjne	57
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	58
6.1. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania	59
6.2. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego.....	60
6.3. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.....	60
6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938	62
6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw.....	63
6.6. Nowy model bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.....	64
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski.	66

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF Energy	- Connecting Europe Facility
GK PGNiG	- Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRiESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KE	- Komisja Europejska
PMG	- podziemny magazyn gazu ziemnego
KPMG	- kawernowy podziemny magazyn gazu ziemnego
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.
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
POIiŚ	- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSG sp. z o.o.	- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
rozporządzenie 994/2010	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. Urz. UE L. 295/1 z 12.11.2010 r.)
rozporządzenie 2017/1938	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie UE nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.)
rozporządzenie 312/2014	- rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (NC BAL) (Dz. Urz. UE L. 91/15 z 27.3.2014 r.)
RP	- Rzeczpospolita Polska
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EuRoPol GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	- Towarowa Giełda Energii S.A.
UE	- Unia Europejska
ustawa – Prawo energetyczne	- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – <i>Prawo energetyczne</i> (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385)
ustawa terminalowa	- ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. 2021 poz. 1836)
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 2022 r. poz. 1537)
rozporządzenie dywersyfikacyjne	- rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz. U. poz. 902)

- | | |
|---------------------------------|--|
| rozporządzenie o ograniczeniach | - rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 549) |
| rozporządzenie systemowe | - rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie <i>szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego</i> (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 i 1814) |
| rozporządzenie techniczne | - rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie <i>warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie</i> (Dz. U. poz. 640) |

1. Wnioski

- Pomimo wyzwań związanych z utrzymującym się w 2021 r. stanem pandemii COVID-19, oraz zawirowaniami na europejskim rynku gazu, polski system gazowy funkcjonował bez zakłóceń. Utrzymanie jego prawidłowego funkcjonowania możliwe było dzięki skoordynowanym działaniom spółek oraz administracji publicznej. Niezakłócone dostawy paliw gazowych do odbiorców były realizowane przy wykorzystaniu standardowych działań – bez konieczności podejmowania działań nadzwyczajnych.
- W dalszym ciągu kluczowymi wyzwaniami dla sektora paliw gazowych w Polsce pozostawał rosnący poziom ambicji klimatycznych, rozbudowa sieci gazowej, zmiany w zakresie struktury mocy wytwórczych elektroenergetycznych w Polsce oraz dywersyfikacja źródeł dostaw paliw gazowych. W kolejnych latach istotną kwestią, zyskującą coraz bardziej na znaczeniu, będzie umożliwienie zatłaczania nowych gazów do sieci gazowej, w szczególności biometanu i wodoru.
- 2021 r. był kolejnym, w którym obroty na hurtowym rynku gazu utrzymały się na wysokim poziomie, co świadczy o dalszym rozwoju krajowego rynku giełdowego. Kontynuowanie obecnego modelu promującego obrót giełdowy jest wskazane, przy zastrzeżeniu, że dynamicznie zmieniająca się sytuacja związana z bezprecedensowym kryzysem, może wymagać zwiększenia elastyczności systemu w roku 2022 i 2023, poprzez uwzględnienie możliwości reakcji na gwałtowne zmiany otoczenia rynkowego.
- Wzorem lat ubiegłych krajowe wydobycie gazu ziemnego utrzymywało się na stabilnym poziomie, stanowiąc jeden z filarów bezpieczeństwa paliwowego państwa.
- Możliwy dalszy wzrost zużycia paliw gazowych determinować będzie dalsze prace w zakresie budowy nowoczesnej krajowej sieci gazowej, jak również infrastruktury importowej.
- W 2021 r. intensyfikowano prace w zakresie kluczowych projektów dywersyfikacyjnych, tj. rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, budowy gazociągu Baltic Pipe oraz połączeń międzysystemowych z Litwą i Słowacją, które pozwolą zakończyć ich realizację w 2022 r. Prowadzono również dalsze prace w zakresie realizacji koncepcji budowy kolejnego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej, tzw. FSRU.

- W związku z prowadzonymi przez Rosję manipulacjami na rynku paliw gazowych, Europa bezwzględnie musi jak najszybciej uniezależnić się od gazu rosyjskiego. W tym kontekście niezwykle ważna jest kontynuacja budowy odpowiedniej infrastruktury oraz zabezpieczenie na ten cel niezbędnych środków finansowych w ramach UE.
- Celowe powstrzymanie przez rosyjską spółkę odpowiedniego zapełniania europejskich magazynów gazu ziemnego przed sezonem zimowym 2021/2022 oraz zaprzestanie dostaw gazociągiem Jamał-Europa do Unii Europejskiej od grudnia 2021 r., spowodowały gwałtowny wzrost cen paliw gazowych na europejskich i krajowej giełdzie gazu.
- W celu ochrony krajowych odbiorców paliw gazowych Rząd RP wprowadził szereg działań niwelujących skutki wzrostu cen paliw gazowych. Bezprecedensowym rozwiązaniem jest wprowadzony mechanizm rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych, umożliwiający rozłożenie podwyższonego kosztu nabycia paliw gazowych nawet na trzy lata, gwarantując niezakłócone dostawy paliw gazowych do odbiorców chronionych po cenach niższych, niż wskazywałyby na to warunki rynkowe. W obliczu rosnących cen paliw gazowych istotnym wsparciem dla krajowych odbiorców jest również obniżenie podatku VAT do 0% na gaz ziemny oraz wprowadzony dodatek osłonowych chroniący najbardziej potrzebujących obywateli.
- Nie bez znaczenia pozostaje również fakt zamrożenia cen gazu ziemnego na poziomie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE w ostatnim kwartale 2021 r. stanowiąc gwarancję stabilnych ceny paliwa gazowego, niezależnie od dalszych manipulacji na europejskim lub krajowym rynku gazu. W celu dalszej ochrony odbiorców wrażliwych niezbędne jest wydłużenie ochrony taryfowej Prezesa URE – w tym zakresie prowadzone są już odpowiednie prace legislacyjne.
- W obliczu skutków dla europejskich rynków, jakie niesie ze sobą zbrojna napaść Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. i zmniejszenie fizycznych dostaw gazu ziemnego do Europy, niezbędna jest dalsza potrzeba kontynuowania działań w zakresie budowy nowych zdolności importowych i budowy portfela importowego.
- Potwierdziło to słusność prowadzonej konsekwentnie przez Rząd RP polityki dywersyfikacyjnej, zmierzającej do uniezależnienia Polski od dostaw paliw gazowych z Rosji. Ukończenie kluczowych projektów dywersyfikacyjnych, tj. rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu i budowy gazociągu Baltic Pipe realnie zwiększy możliwości dostaw, zarówno do krajowych, jak i europejskich odbiorców. Niezbędne są również inwestycje w rozbudowę infrastruktury

magazynowej, która zapewnia stabilizację dostaw w przypadku wzmożonego zapotrzebowania lub przerw w dostawach paliwa gazowego. Wart odnotowania jest fakt, że terminal LNG w Świnoujściu w obliczu istniejących zawirowań na europejskim rynku gazu wykorzystywany jest w 100%.

2. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Klimatu i Środowiska „*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.

Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym kraju, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw, sprawuje minister właściwy do spraw energii. Zadania ministra właściwego do spraw energii w 2021 r. wykonywał Minister Klimatu i Środowiska, zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2021 poz. 941), a następnie na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. z 2021 poz. 1949). Minister Klimatu i Środowiska działał również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jest 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*”. Przez bezpieczeństwo energetyczne należy więc rozumieć m. in. bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych.

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

- Rosnący udział dostaw z kierunków alternatywnych, w tym wzrost udziału LNG gwarantuje bezpieczne dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców. Dostęp do globalnego rynku LNG wzmacnia również konkurencyjność krajowego rynku paliw gazowych.
- Kluczowym czynnikiem wpływającym na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców jest realizacja projektów dywersyfikacyjnych, które umożliwiają dostawy paliw gazowych ze źródeł alternatywnych do Rosji. Najważniejszym projektem tego typu jest gazociąg Baltic Pipe, łączący Polskę ze złożami Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, którego realizacja postępowała w 2021 r. zgodnie z planem, dzięki czemu zostanie on uruchomiony w dniu 1 października 2022 r.
- Krajowa produkcja gazu ziemnego to w dalszym ciągu istotny czynnik zapewniający bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski, a prowadzone przez przedsiębiorstwa energetyczne działania pozwalają na utrzymanie jej na stabilnym poziomie.
- Ze względu na konieczność wypełnienia celów polityki klimatycznej UE, niezbędne jest prowadzenie dalszych prac w zakresie możliwości wykorzystania potencjału produkcji gazów odnawialnych – biometanu i wodoru, dla zaspokojenia w ten sposób części zapotrzebowania odbiorców końcowych (w tym przemysłu) na paliwa gazowe.

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

Złoża gazu ziemnego na terenie kraju występują na Nizinie Polskiej, Przedgórzu Karpat, Karpatach oraz w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego jest Niz Polski, gdzie udokumentowanych jest 73,9% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Na Przedgórzu Karpat udokumentowane złoża gazu ziemnego stanowią 21,4%. Na terenie strefy Morza Bałtyckiego oraz w Karpatach występują niewielkie złoża gazu ziemnego, stanowiące odpowiednio 3,6% i 1,1% krajowych zasobów wydobywalnych.

Według opracowania przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny w 2022 r. pn. „*Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2021 r.*” stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 597 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zwiększyły się o 14,7 TWh.

W 2021 r. włączono do bilansu złoża Chwałęciny (udokumentowane wydobywalne zasoby bilansowe – 3,7 TWh), Dargosław (5,9 TWh), Granówko (1,5 TWh), Koźminiec (0,6 TWh), Królewska Góra (1,6 TWh), Szczepowice (3,3 TWh) oraz Wielgoszówka (0,2 TWh). Największy przyrost zasobów wydobywalnych odnotowano w złożu BMB (Barnówko - Mostno - Buszewo). Ubytki zasobów spowodowane były głównie wydobywaniem.

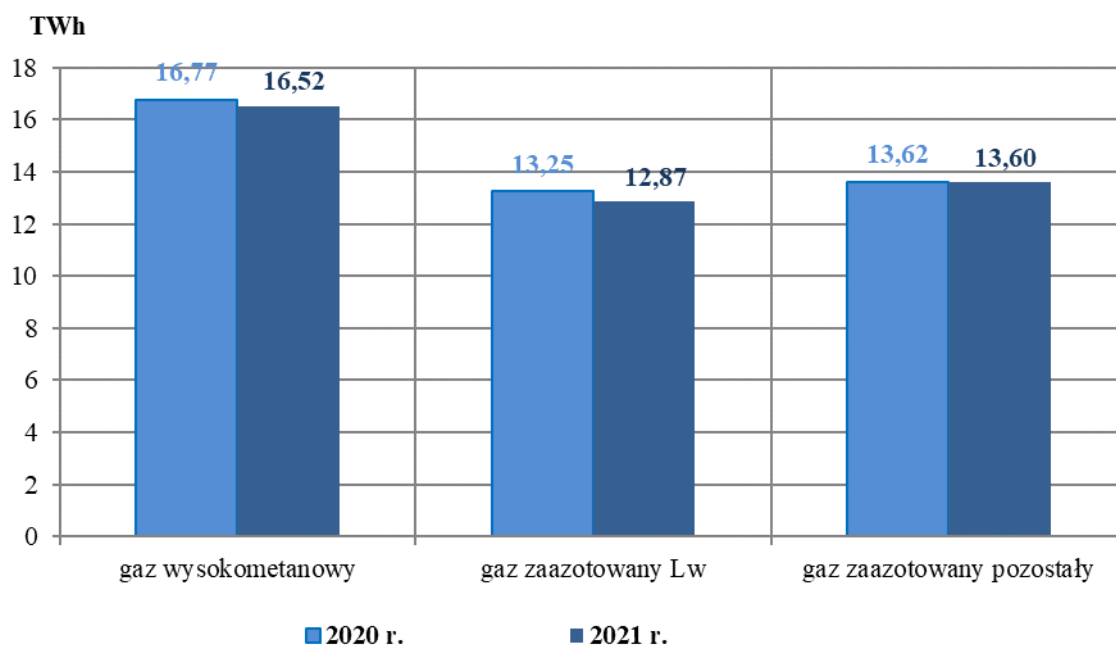
Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 076,5 TWh, co stanowi 67,5% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2021 r. wyniosły 798,9 TWh.

W 2021 r. krajowe wydobywanie gazu ziemnego wyniosło 43 TWh, co stanowiło ok. 19% krajowego zużycia gazu ziemnego, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 16,5 TWh,
- gazu ziemnego zaazotanego – 26,5 TWh,

W stosunku do roku poprzedniego całkowite wydobywanie zmniejszyło się o 1,49%,

Rysunek 1. Wydobycie krajowe gazu ziemnego w 2020 i 2021 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Największym złożem gazu ziemnego w Polsce jest złożo Przemysł, którego potencjał szacowany jest na ok. 219 TWh. W 2021 r. spółka PGNiG S.A. kontynuowała badanie kolejnych obszarów złoża Przemysł oraz zakończyła prace związane z zagospodarowaniem nowych odwiertów (287K, 289K, 290 – KGZ Przemysł Zachód, 15- KGZ Hurko, 291K, 292K, 316K, 318K – Przemysł Zachód). PGNiG S.A. planuje prowadzenie dalszych prac wiertniczych w obrębie złoża Przemysł, co umożliwi udostępnienie kolejnych, nieeksploatowanych dotychczas horyzontów tego złoża. Zagospodarowanie tych zasobów pozwoli nie tylko na zwiększenie wydobycia, ale przedłuży także okres eksploatacji złoża.

Dodatkowo, w 2021 r. prowadzono m.in. prace w zakresie podłączenia do sieci gazowej odwiertu Jastrzębiec 2,3 – KGZ Tarnogród, odwiertu Wielgoszówka 1K – KGZ Szczepanów, odwiertu Jaksmanice 221 i 213 – KGZ Maćkowice, odwiertu Mirocin 6, 25, 34, 52 – KGZ Jodłówka oraz w zakresie zagospodarowania odwiertów Brońsko-30, Wielichowo-8.

Na koniec 2021 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 13 podmiotów (łącznie 71 koncesje, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 59 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 7 podmiotów, z łączną liczbą koncesji wynoszącą 195 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 192 koncesje).

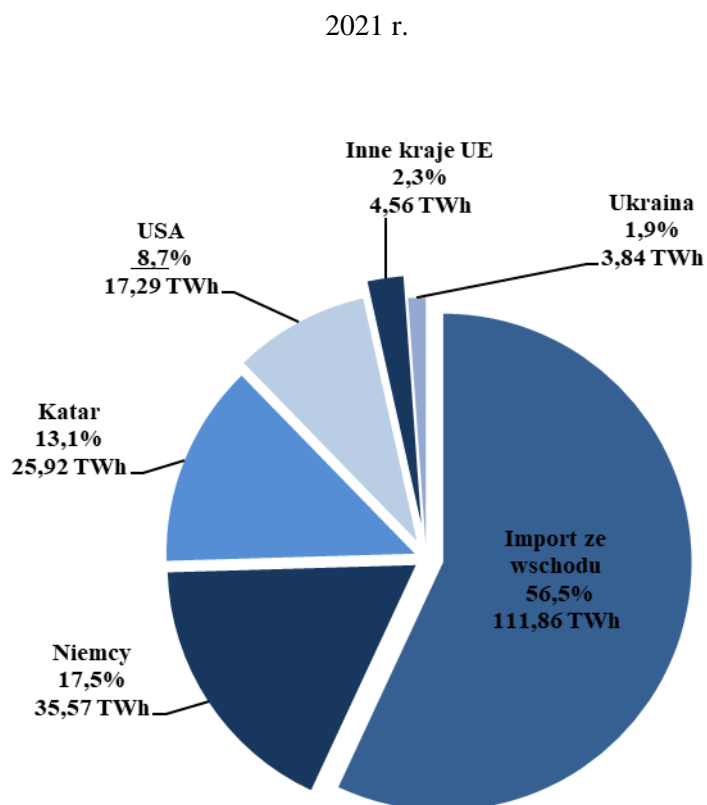
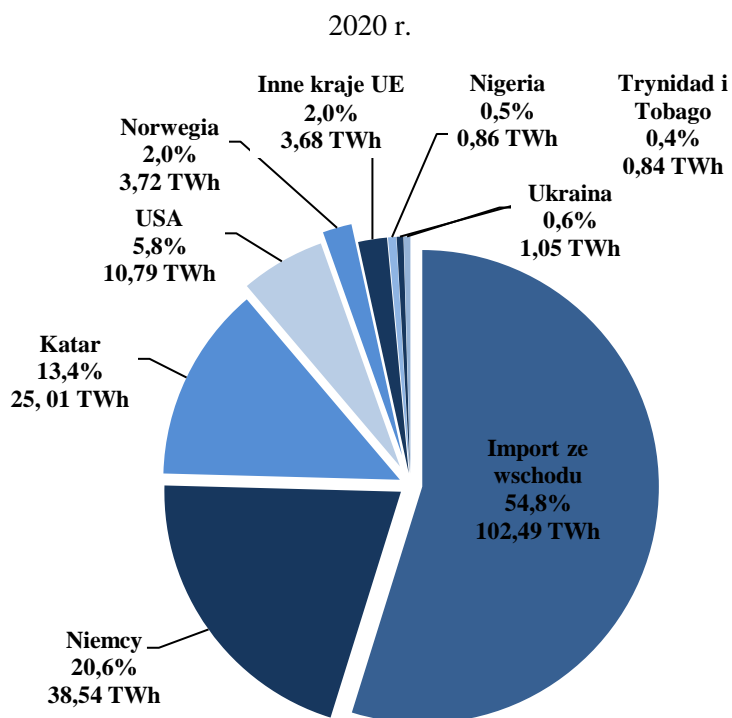
Dominującym podmiotem w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2021 r. pozostawała spółka PGNiG S.A., która posiadała 47 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 188 koncesji na wydobywanie węglowodorów.

3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe

W 2021 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 198,1 TWh, i w porównaniu do 2020 r. wzrósł o 11,1 TWh, tj. o 5,9%, z czego:

- import z kierunku wschodniego – 111,9 TWh (co stanowi 56,5% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrósł o 9%.
- import z Ukrainy – 3,8 TWh;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec – 34,6 TWh (co stanowi 17,5% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 10,3%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych państw UE – 4,6 TWh (co stanowi 2,3% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 24,6%;
- LNG – łącznie 43,2 TWh (co stanowi ok. 22% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 5,5%, w tym:
 - import z Kataru – 25,9 TWh (co stanowi 13,1% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 3,6%;
 - import z USA – 17,3 TWh (co stanowi 8,7% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 60,1%;

Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2020 i 2021 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Eksport paliw gazowych z Polski w 2021 r. wyniósł 1,2 TWh i w porównaniu do 2020 r. spadł o 92%, co wynikało ze zmniejszenia eksportu na Ukrainę.

Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2021 r. w porównaniu do 2020 r.

	2020			2021			Różnica 2021-2020	
	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe¹⁾	43 653	18,93%	-	43 003	17,84%	-	-650	-1,49%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	187 001	81,07%	-	198 070	82,16%	-	11 069	5,92%
2.1. Import	144 774	62,76%	77,42%	158 906	65,92%	80,23%	14 133	9,76%
2.1.1. Import z kierunku wschodniego	102 497	44,44%	54,81%	111 860	46,40%	56,47%	9 363	9,13%
2.1.2. Import z Kataru	25 011	10,84%	13,37%	25 921	10,75%	13,09%	909	3,64%
2.1.3. Import z USA	10 798	4,68%	5,77%	17 289	7,17%	8,73%	6 491	60,12%
2.1.4. Import z Norwegii	3 721	1,62%	2,00%	-	-	-	-	-
2.1.5. Import z Trynidadu i Tobago	838	0,36%	0,46%	-	-	-	-	-
2.1.6. Import z Nigerii	860	0,37%	0,46%	-	-	-	-	-
2.1.7. Import z Ukrainy	1 049	0,45%	0,56%	3 837	1,59%	1,94%	2 788	265,78%
2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe	42 227	18,31%	22,58%	39 164	16,24%	19,77%	-3 063	-7,25%
2.2.1. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z RFN	38 543	16,71%	20,61%	34 572	14,34%	17,45%	-3 971	-10,30%
2.2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych krajów UE ²⁾	3 684	1,60%	1,97%	4 592	1,90%	2,32%	908	24,64%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP ³⁾ (1+2)	230 654	100,00%	-	241 073	100,00%	-	10 419	4,52%
3. Eksport ⁴⁾	-14 954	6,48%	-	-1 220	0,51%	-	13 734	-91,84%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	215 700	93,52%	-	239 853	99,49%	-	24 152	11,20%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾	-5 029	-	-	-4 289	-	-	9 318	-
5. Straty i zużycie własne	-7 507	-	-	-6 859	-	-	-648	-
C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	213 222	-	-	228 704	-	-	15 482	7,26%

¹⁾ wielkość wydobycia krajowego zawiera gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego

²⁾ w nabyciu wewnątrzwspólnotowym są również zakupy LNG w cysternach

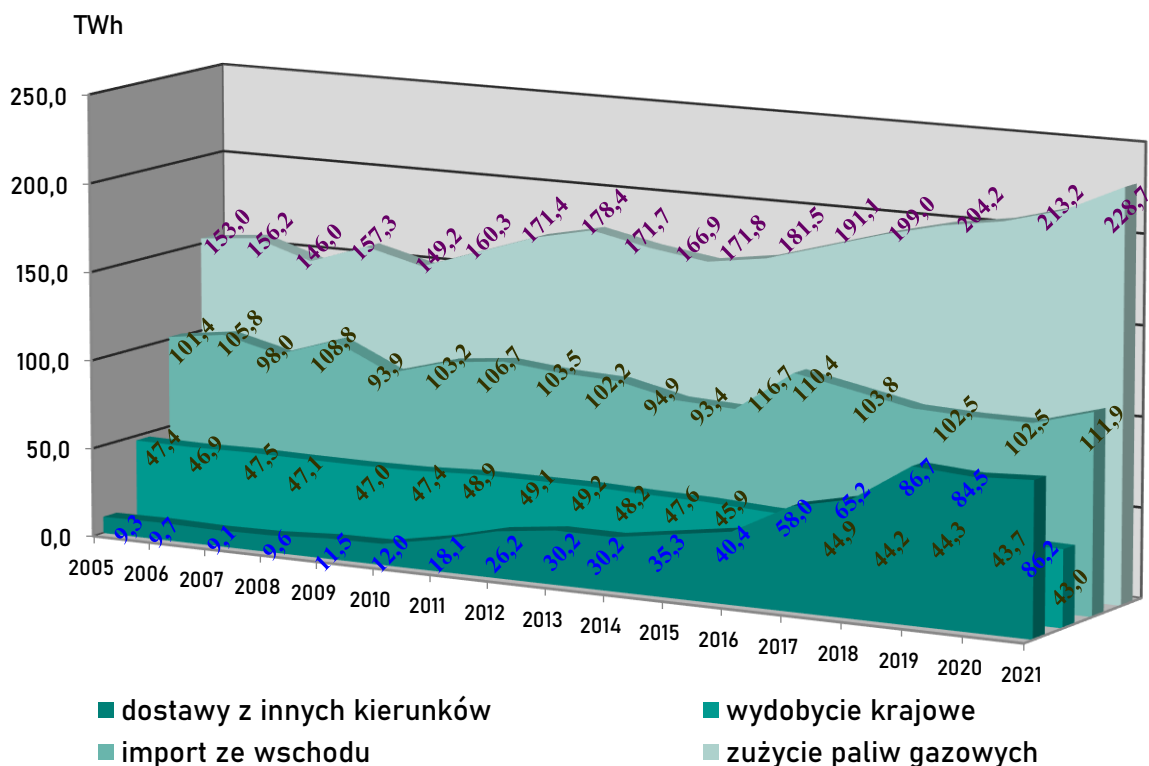
³⁾ w bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono tranzytu (gazociąg Jamał-Europa)

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)

Rysunek 3. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w latach 2005-2021.



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 może być wyższy niż 70%. Natomiast po 2022 r. udział gazu ziemnego z jednego kierunku w dostawach przedsiębiorstw energetycznych nie będzie mógł wynosić więcej niż 33%. Obowiązkiem dywersyfikacji objęte są wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Powyższe, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, uwzględniane jest przez Prezesa URE w trakcie procedowania wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Dodatkowo, realizacja obowiązku dywersyfikacyjnego jest na bieżąco monitorowana przez Prezesa URE w trakcie obowiązywania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacyjnego podlega karze pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.

W 2021 r. dominującym kierunkiem dostaw paliw gazowych do Polski pozostał kierunek wschodni, odpowiadający za 56% wszystkich dostaw. Dostawy te realizowane były

na podstawie długoterminowego kontraktu jamalskiego, który wygasa, na skutek złożonego przez PGNiG w 2019 r. oświadczenia, w 2022 r.

Sukcesywnie wzrasta wolumen sprowadzonego LNG do terminalu w Świnoujściu. W 2021 r. łącznie zrealizowano 37 dostaw LNG, w tym 19 z Kataru oraz 18 z USA. Dla porównania – w 2020 r. miało miejsce 35 dostaw, w 2019 r. – 31 dostaw, w 2018 r. – 23, a w 2017 r. – 12 dostaw. Konsekwentny wzrost wolumenu dostaw LNG przy jednoczesnym spadku dostaw z kierunku wschodniego staje się gwarancją pokrycia zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe.

PGNiG S.A., główny importer paliw gazowych do kraju, wypełniając obowiązek dywersyfikacyjny, buduje zróżnicowane portfolio w zakresie kierunków dostaw surowca do kraju. Spółka realizuje dostawy LNG do kraju na podstawie zawartych kontraktów z:

- z Qatar Liquefied Gas Company – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, umowa obowiązuje do 2034 r.;
- z Cheniere Marketing International LLP z dnia 8 listopada 2018 r. na dostawy 1,45 mln ton LNG rocznie na okres od 2023 r. do 2042 r. i ok. 0,5 mln ton łącznie w latach 2019-2022;
- Venture Global Calcasieu Pass LLC z dnia 28 września 2018 r., na dostawy 1 mln ton LNG rocznie przez okres 20 lat od roku 2023. Dodatkowo, na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu dostawy LNG zwiększone zostały do poziomu 1,5 mln ton LNG rocznie;
- z Venture Global Plaquemines LNG LLC z dnia 28 września 2018 r., wraz z aneksem z dnia 12 czerwca 2019 r. na dostawy 2,5 mln ton LNG przez okres 20 lat od uruchomienia terminalu przewidzianego na przełomie 2025 i 2026 r. Dodatkowo, na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu do umowy, dostawy LNG zwiększone zostały do poziomu 4 mln ton LNG rocznie.

Zawarte przez PGNiG S.A. kontrakty na dostawy LNG konsekwentnie umożliwiają zastępowanie dostaw rosyjskiego gazu ziemnego z alternatywnych źródeł od pewnych i stabilnych dostawców.

Poza dostawami LNG w ramach kontraktów długoterminowych, PGNiG S.A. za pośrednictwem londyńskiego biura spółki PGNiG Supply & Trading GmbH pozyskuje również LNG na rynku spot, na którym zakupy dokonywane są na bieżąco, zgodnie z zapotrzebowaniem na surowiec. W 2021 r. PGNiG S.A. zrealizowała 12 dostaw gazu nabytego na rynku spot, o łącznym wolumenie ok. 0,81 mln ton LNG, co odpowiada ok. 12,4 TWh gazu ziemnego po regazyfikacji. Dodatkowo, za pośrednictwem londyńskiego biura, PGNiG S.A. w 2021 r.

zrealizowała do terminalu w Świnoujściu dwa ładunki LNG na podstawie kontraktu średnioterminowego, zawartego w 2017 r. z firmą Centrica, o łącznym wolumenie 140 tys. ton LNG, co odpowiada ok. 2,1 TWh gazu ziemnego po regazyfikacji.

Poza rozbudową portfela LNG, spółka PGNiG S.A. przygotowuje się również do rozpoczęcia zaopatrywania polskiego rynku w gaz ziemny z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, którego transport gazociągiem Baltic Pipe planowany jest od października 2022 r. Gaz włączany do gazociągu będzie pochodził zarówno ze złóż eksploatowanych przez PGNiG S.A. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (na koniec 2021 r. spółka posiadała 58 koncesji), jak również z nabycia od innych podmiotów aktywnych w tym regionie.

4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- 2021 r. to kolejny rok, w którym obserwowany był wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe. W dalszym ciągu największe zapotrzebowanie generował przemysł, jednak zużycie paliw gazowych przez gospodarstwa domowe charakteryzowało się również dużą dynamiką wzrostu, generowaną nowymi przyłączeniami do sieci gazowej.
- W kolejnych latach przewidywane jest wykorzystywanie paliw gazowych w zaplanowanych już nowych inwestycjach w generację i kogenerację energii elektrycznej, przede wszystkim ze względu na dbałość o jakość powietrza i prowadzoną politykę klimatyczną.
- Rosnąć również będzie zapotrzebowanie na tzw. gazy zdekarbonizowane, takie jak biometan i wodór, w szczególności w sektorze przemysłowym.

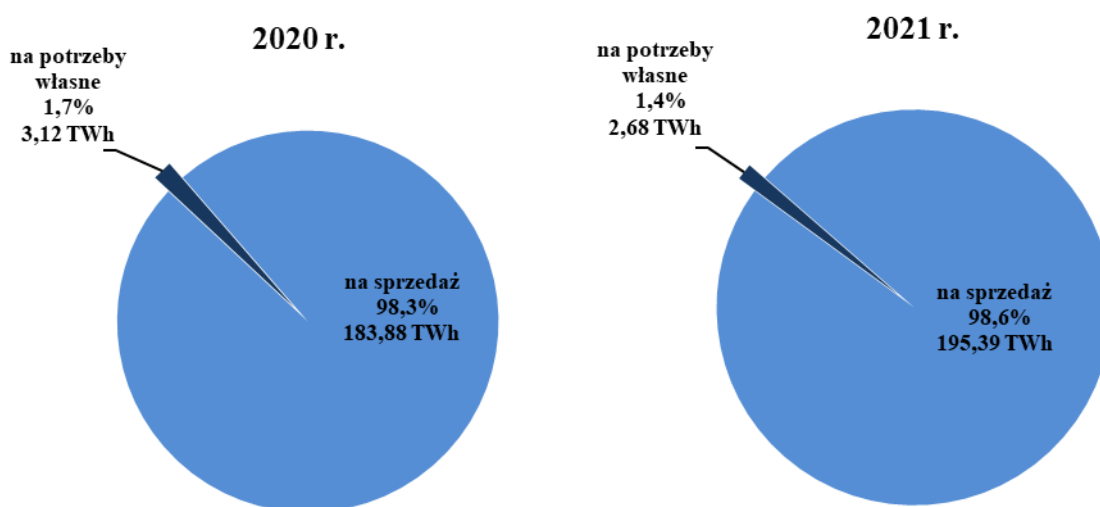
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych

Na koniec 2021 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 180 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 55 podmiotów.

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

W 2021 r. zdecydowana większość, tj. 98,6% paliw gazowych pochodzących z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży. Pozostała część, tj. 1,4%, została przywieziona na potrzeby własne przedsiębiorstw przywożących.

Rys. 4. Przywóz paliw gazowych z zagranicy według celów przeznaczenia w 2020 i 2021 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

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

W 2021 r. utrzymywał się trend wzrostowy w zakresie obrotu paliwami gazowymi na TGE S.A. Całkowity łączny wolumen transakcji zawartych na wszystkich rynkach gazu ziemnego wyniósł 180,8 TWh, co stanowi wzrost w porównaniu do 2020 r. o 19,7%. Wzrósł również obrót na Rynku Terminowym Towarowym (o 21,4%) – do poziomu 152,1 TWh.

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 16,4 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 128,47 zł/MWh.

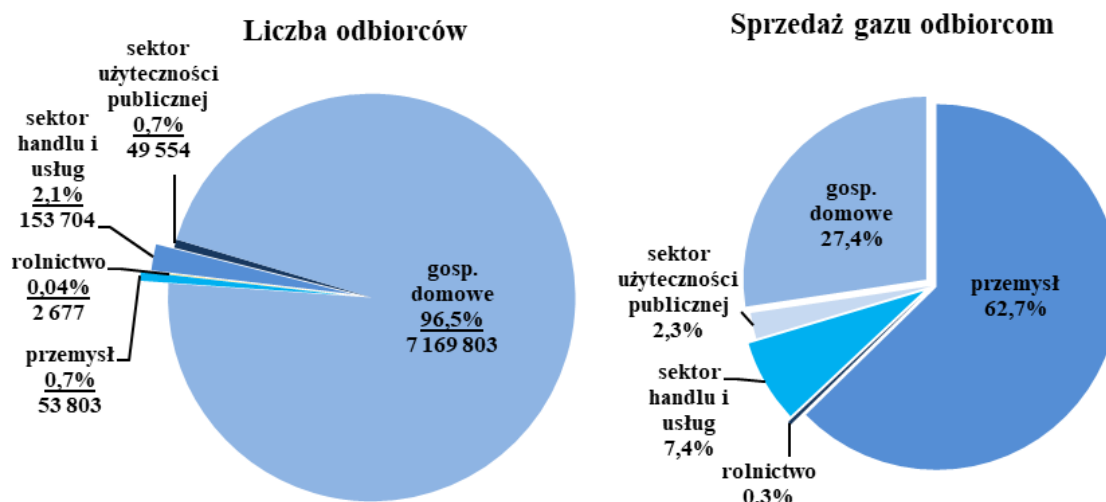
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy. Sprzedaż rezerwowa.

Systematycznie od kilku lat wzrastało krajowe zużycie paliw gazowych, które na koniec 2021 r. wyniosło 228,7 TWh, czyli o 7,3% więcej w stosunku do 2020 r. Obserwowany był zarówno wzrost sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych, jak również wzrost liczby odbiorców końcowych.

W 2021 r. przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały do ponad 7,4 mln odbiorców końcowych 215,6 TWh paliw gazowych, co stanowi w porównaniu do 2020 r. wzrost o 9,4%, przy czym za wzrost sprzedaży odpowiadali przede wszystkim odbiorcy w gospodarstwach domowych. W 2021 r. zwiększyła się również o ponad 116 tys. liczba odbiorców końcowych zużywających paliwa gazowe.

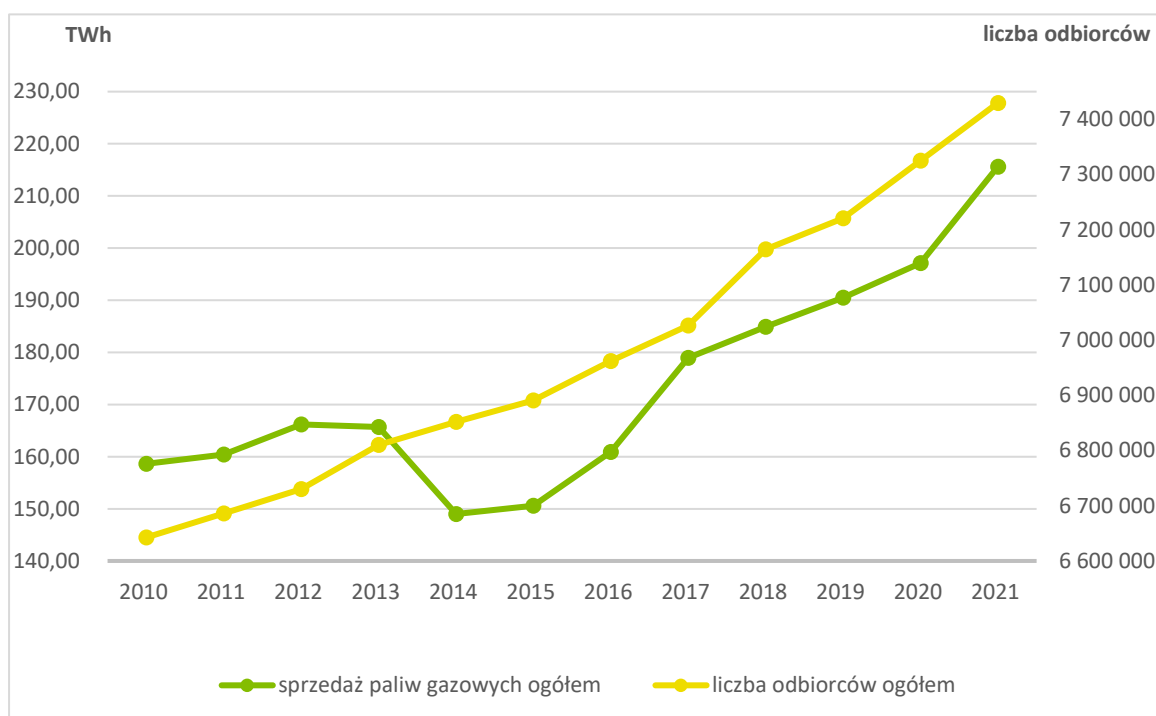
Podobnie jak w latach poprzednich przeważająca część wolumenu paliw gazowych – 63% – zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych, podczas gdy odbiorcy będący gospodarstwami domowymi odpowiadali za ok. 27,4% sprzedaży.

Rys. 5. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2021 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

Rys. 6. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2010–2021.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.*

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2021 r. pozostawała GK PGNiG, której udział w rynku wyniósł 88,7%. Łącznie spółki GK PGNiG dokonały sprzedaży do odbiorców końcowych 191 TWh paliw gazowych. Poza podmiotami z GK PGNiG, sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych zrealizowało 105 podmiotów.

W IV kw. 2021 r., w związku z manipulacjami prowadzonymi przez spółkę Gazprom na europejskim rynku gazu ziemnego, nastąpił gwałtowny i niekontrolowany wzrost hurtowych cen gazu ziemnego na europejskich i krajowej giełdzie gazu. W celu ochrony krajowych odbiorców paliw gazowych przed drastycznym wzrostem taryf, których głównym czynnikiem jest koszt nabycia surowca na giełdzie, przyjęta została ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 poz. 2271), która weszła w życie z dniem 10 grudnia 2021 r. Rozwiązania wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne antycypują niekontrolowane zmiany cen na rynkach giełdowych i wprowadzają do polskiego systemu prawnego możliwość rozłożenia podwyższonego kosztu nabycia paliw gazowych przez przedsiębiorstwa energetyczne nawet na trzy lata. Dzięki przyjętemu rozwiązaniu, przedsiębiorstwa energetyczne uzyskały możliwość wydłużenia okresu zwrotu podwyższonych kosztów działalności, przy jednoczesnym zapewnieniu, że w perspektywie kilku lat skutecznie uda im się odzyskać te koszty w następnych taryfach, zatwierdzanych również po zakończeniu

bieżącego kryzysu energetycznego. Odbiorcy końcowi paliw gazowych natomiast objęci zostali mechanizmem osłonowym, gwarantującym niezakłócone dostawy paliw gazowych po cenach niższych, niż wskazywałyby na to warunki rynkowe.

Uzupełnieniem mechanizmu wprowadzonego wyżej wymienioną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne są regulacje przyjęte na mocy ustawy 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). Ustawa ta wprowadziła bezprecedensowy mechanizm mający na celu ograniczenie wzrostów cen gazu ziemnego dla najbardziej wrażliwych odbiorców: zamrożone zostały ceny gazu ziemnego dla odbiorców taryfowanych na poziomie cen zatwierdzonych przez Prezesa URE pod koniec 2021 r. Oznacza to, że pomimo okoliczności rynkowych, które wskazywałyby na konieczność podwyższenia cen gazu ziemnego w znacznie wyższym stopniu, wzrosty tych cen dla odbiorców objętych ochroną taryfową są ograniczone. Ustawa rozszerzyła także katalog odbiorców korzystających z cen taryfowanych – oprócz gospodarstw domowych, w tym w budynkach wielolokalowych, uprawnione do ochrony taryfowej zostały również jednostki świadczące kluczowe dla społeczeństwa usługi, w tym: szpitale, jednostki edukacyjne, kościoły czy ośrodki pomocy społecznej.

Z prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu zmiany sprzedawcy wynika, że w 2021 r. 14 693 odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych, co stanowi wzrost o ok. 5,5%. Na stosunkowo niewielki wzrost liczby zmiany sprzedawcy w dalszym ciągu mógł mieć wpływ panujący w kraju stan epidemiologiczny. Łącznie, od momentu rozpoczęcia zbierania danych w tym zakresie do dnia 31 grudnia 2021 r., sprzedawcę paliw gazowych zmieniło 283 649 odbiorców.

W 2021 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 15,3 TWh energii elektrycznej, co stanowi ponad 8,5% całkowitej jej produkcji. W związku z procesem transformacji energetycznej polskiego sektora energetycznego, w tym z realizacją zaplanowanych już inwestycji w moce wytwórcze, udział paliw gazowych w produkcji energii elektrycznej w następnych latach może wzrosnąć.

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	10,3%
2021*	179,4	15,30	8,5%

*Dane wstępne

Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe

W dniu 2 lutego 2021 r. Rada Ministrów przyjęła nową Politykę energetyczną Polski do 2040 r. – dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju sektora energii w szczególności w zakresie transformacji energetycznej, oraz realizacji potrzeb gospodarczych wynikających z osłabienia gospodarki pandemią COVID-19. PEP 2040 wyznacza dla Polski ścieżkę dążenia do gospodarki niskoemisyjnej, poprzez realizację sprawiedliwej transformacji energetycznej, rozwój OZE, poprawę efektywności energetycznej oraz poprawę jakości powietrza. W zakresie paliw gazowych PEP 2040 zakładał zwiększenie wykorzystania surowca w jednostkach wytwórczych, spełniających rolę rezerwową dla odnawialnych źródeł energii. Prognozowane jest również wykorzystanie paliw gazowych w nowych źródłach kogeneracyjnych, a w późniejszym okresie także w blokach gazowo-parowych. Zwiększenie wykorzystania paliw gazowych związane jest również z rozbudową sieci dystrybucyjnej oraz walką z niską emisją. Przygotowane prognozy zakładają produkcję energii elektrycznej brutto z paliw gazowych na poziomie 38,5 TWh w 2040 r.

Należy mieć jednak na uwadze, że obserwowane na przełomie 2021 i 2022 r. zawirowania na europejskim i krajowym rynku paliw gazowych, tj. gwałtowny wzrost cen paliw gazowych na europejskich i krajowej giełdzie gazu oraz agresja zbrojna Rosji na Ukrainę, nie pozostają bez wpływu na założenia przyjęte w polityce energetycznej Polski oraz na przedstawione w niej prognozy. Panująca na rynku energetycznym sytuacja spowodowała konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Mając na względzie powyższe, Rada

Ministrów w dniu 29 marca 2021 r. przyjęła dokument „Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – Wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej”. Efektem modyfikacji zapisów w PEP 2040 będzie zwiększenie nacisku położonego na neutralizowanie lub ograniczanie ryzyk związanych z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej, przy utrzymaniu głównego celu polityki energetycznej, tj. zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko. Podjęta rewizja PEP 2040 będzie mieć na celu dobranie optymalnej krajowej ścieżki w nowych ramach geopolitycznych i gospodarczych, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego.

W tym kontekście, zaktualizowana polityka energetyczna Polski musi uwzględniać również czwarty filar – suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Federacji Rosyjskiej oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi poprzez dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz w alternatywne paliwa.

W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski – sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza – działania ograniczające zapotrzebowanie na paliwa kopalne z Federacji Rosyjskiej i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi będą przyspieszane, w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, a jednocześnie nastawione na budowanie innowacyjności gospodarki i jej wzmocnienie.

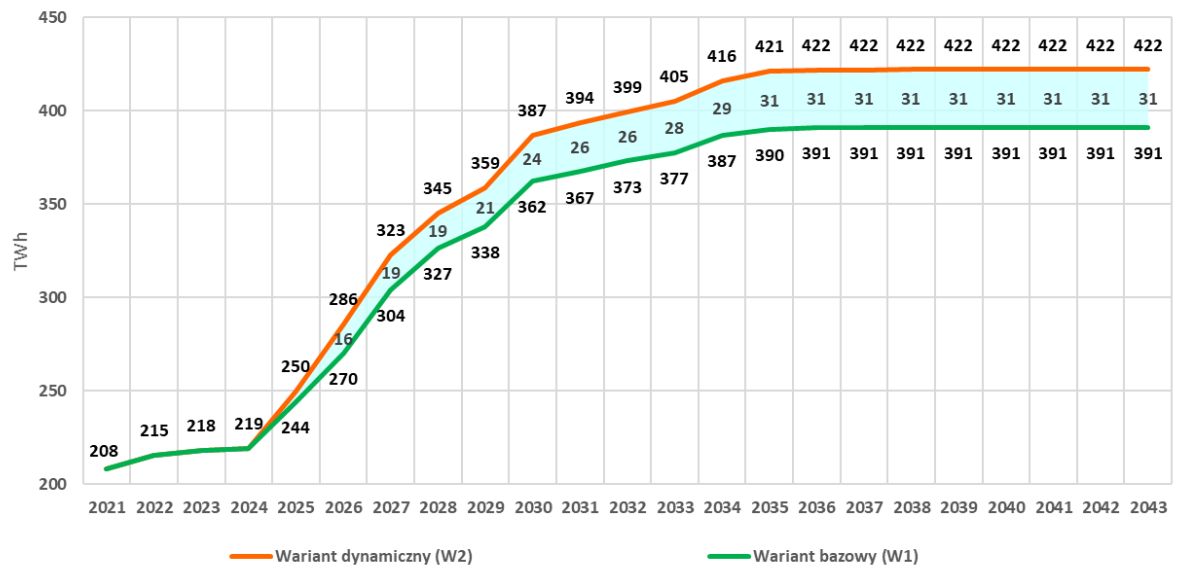
Przygotowana przez OGP Gaz-System S.A. na potrzeby *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022-2031* prognoza przewiduje wzrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe. Według OSP, największy wpływ na zapotrzebowanie na usługi przesyłowe będzie mieć:

- prognozowana transformacja energetyczna związana z przejściem na paliwa niskoemisyjne;
- dbałość o jakość powietrza, poprzez obniżenie poziomu zanieczyszczeń wynikających z produkcji ciepła w źródłach niskiej emisji, wykorzystywanych do ogrzewania m. in. domów jednorodzinnych i małych przedsiębiorstw.

OSP w Planie rozwoju przedstawił dwa warianty prognoz – wariant bazowy oraz wariant dynamiczny. Największy przyrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe spodziewany byłby w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwa

gazowe. OSP przewiduje, że trend wzrostowy zapotrzebowania na usługę przesyłową zostanie wyhamowany dopiero w połowie lat 30-tych i osiągnie poziomo 390 – 421 TWh w zależności od wariantu. Należy mieć jednak na uwadze, że obecnie panująca sytuacja na rynku energetycznym będzie wymagać przeprowadzenia rewizji w zakresie przygotowanych założeń i prognoz.

Rysunek 7. Prognoza krajowego zapotrzebowania na usługi przesyłowe OGP Gaz-System S.A



Źródło: OGP Gaz-System S.A. - Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2031 – wyciąg październik 2021 r.

5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- Realizowane kluczowe projekty dywersyfikacyjne, tj. rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, budowa gazociągu Baltic Pipe oraz połączeń międzysystemowych z Litwą i Słowacją, a także budowa dodatkowego terminalu w Zatoce Gdańskiej, umożliwią dostęp do alternatywnych wobec wschodniego źródeł dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców. Obecna sytuacja geopolityczna pokazuje, jak ważna jest niezależność energetyczna, niezbędne jest więc kontynuowanie projektów dywersyfikacyjnych.
- Wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe, a więc również na usługi przesyłania, determinuje intensywne prace w zakresie rozbudowy infrastruktury przesyłowej gazowej. Prowadzony w kraju proces transformacji energetycznej generować będzie dalsze zapotrzebowanie na usługi przesyłania paliw gazowych.
- Również długość sieci dystrybucyjnej gazowej, dzięki licznym programom wspierającym niskoemisyjne źródła ogrzewania, z roku na rok rośnie. Rośnie również wolumen paliw gazowych przesyłanych sieciami dystrybucyjnymi, w szczególności do odbiorców w gospodarstwach domowych.
- Zgodnie z prowadzoną przez Rząd polityką energetyczną, infrastruktura gazowa ma służyć również do transportu gazów zdekarbonizowanych – biometanu i wodoru, niezbędne jest więc zapewnienie bezpieczeństwa pracy tej sieci. W tym celu prowadzone były prace nad zmianą przepisów rozporządzenia technicznego i rozporządzenia systemowego.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (OGP Gaz-System S.A.);
- 55 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony, prowadzący działalność w ramach GK PGNiG – PSG sp. z o.o.);
- 1 operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland sp. z o.o.);
- 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (Blue Cold sp. z o.o., 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).

Na przestrzeni ostatnich lat obserwowany jest konsekwentny wzrost liczby zawieranych umów o przyłączenie do sieci gazowej i realizowanych przyłączy. W 2021 r. zawartych zostało prawie 123,5 tys. umów (przy 113 tys. – w 2020 r., 128 tys. – w 2019 r., 91 tys. – w 2018 r. i 43 tys. – w 2014 r.). W 2021 r. do sieci gazowej zostało przyłączonych prawie 174,3 tys. odbiorców końcowych (przy 148,6 tys. w 2020 r., ok. 130 tys. w 2019 r. i 100 tys. w 2018 r.).

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. OSP działa 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. została wyznaczona operatorem krajowego systemu przesyłowego na własnych sieciach przesyłowych, na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 13 października 2010 r., na okres do dnia 31 grudnia 2030 r. W dniu 6 grudnia 2018 r. decyzją Prezesa URE przedmiotowa koncesja została wydłużona do dnia 6 grudnia 2068 r.

Natomiast na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa spółka została wyznaczona na operatora na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r. 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. są: PGNiG S.A. (48%), OOO „Gazprom Eksport” (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%). Prezes URE decyzją z dnia 19 grudnia 2019 r. ustalił treść umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, o powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku SGT pomiędzy SGT EuRoPol Gaz S.A. a OGP Gaz-System S.A., umowa ta obowiązuje do dnia 31 grudnia 2022 r.

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 2021 r. zasilany był poprzez następujące punkty wejścia związane z:

1. przywozem paliw gazowych:

- a) Punkt GCP Gaz-System/UA TSO (granica polsko-ukraińska),
- b) Wysokoje (granica polsko-białoruska),
- c) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – granica polsko-niemiecka),
- d) Cieszyn (granica polsko-czeska),
- e) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (tzw. rewers wirtualny lub fizyczny w sytuacji wstrzymania tranzytu gazociągiem Jamał-Europa),
- f) połączenia realizujące import lokalny:
 - Tietierowka (granica polsko-białoruska),
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin – granica polsko-niemiecka),
 - Branice (na granicy polsko-czeskiej),
- g) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu;

2. złożami krajowymi:

- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego – 40 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, 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 Swarzędów 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 2021 r. usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych świadczone były na rzecz 80 podmiotów, a wolumen przesłanych paliw gazowych osiągnął rekordowy poziom 240,5¹ TWh, co stanowi wzrost o 5 TWh w porównaniu do 2020 r.

W 2021 r. OSP zawarł 30 umów o przyłączenie do sieci przesyłowej i przyłączył do sieci 10 odbiorców.

W 2021 r. długość sieci przesyłowej, która była własnością OGP Gaz-System S.A. wyniosła 11 394 km, a liczba stacji przesyłowych, będących punktami wejścia do krajowego systemu oraz punktami wyjścia z systemu, wyniosła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia² (krajowe i importowe): 68
- liczba punktów wyjścia³: 925

¹ Wielkość przesłanych paliw gazowych uwzględnia pracę PMG oraz przesył gazu zaazotowanego (Lw), którego objętość przeliczono na gaz wysokometanowy (E).

² Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnie). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers.

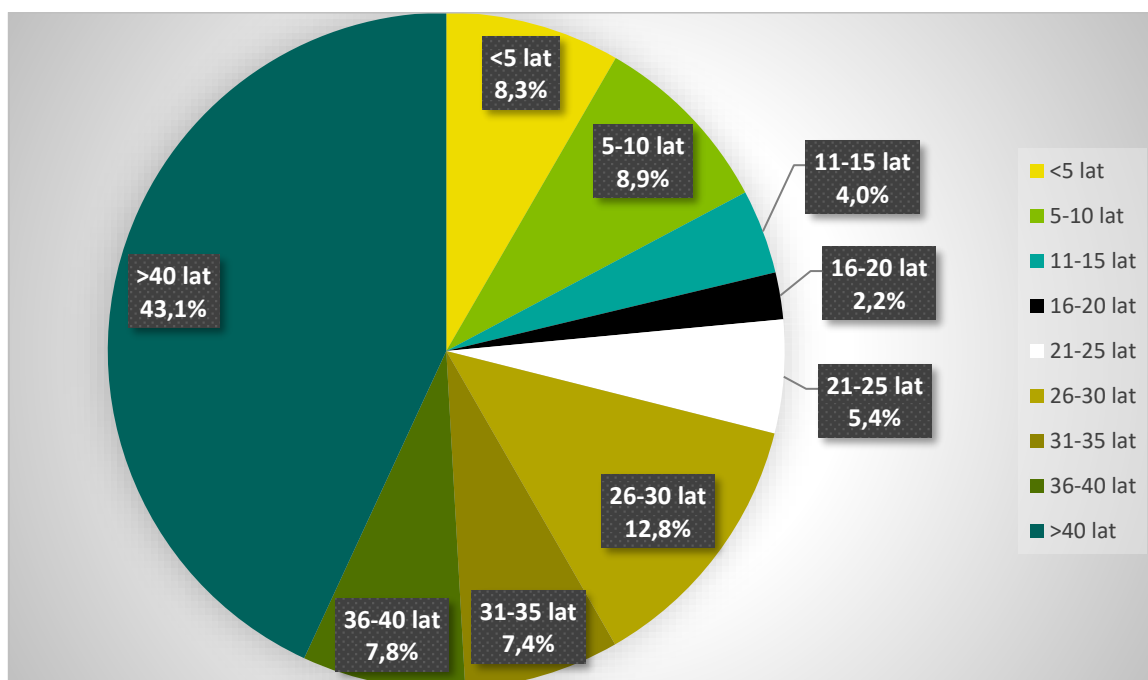
³ Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu ziemnego, ładowanie zbiorników PMG, eksport oraz odbiorców końcowych. Zestawienie nie uwzględnia punktu wyjścia SGT w Mallnow. Tylko stacje aktualnie wykorzystywane: 925.

Tabela 3. System przesyłowy będący własnością OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r.

L.p.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓLEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	11 394
2.	Stacje gazowe	szt.	864
3.	Węzły	szt.	34
4.	Tłocznie	szt.	14

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Rysunek 8. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2021 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 2021 r. wybudowano 434 km sieci przesyłowej) pozwala na stopniowe obniżenie kategorii wiekowej gazociągów w Polsce. Jednakże w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów w Polsce znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 26 lat, z czego gazociągi ponad 40-letnie stanowią 43% wszystkich eksploatowanych gazociągów przesyłowych.

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 9. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP Gaz-System S.A. wg. stanu na dzień 31 grudnia 2021 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), Roszków oraz z podziemnych magazynów gazu ziemnego (Daszewo i Bonikowo). Dodatkowo system gazu ziemnego zaazotowanego zasilany jest gazem ziemnym z kopalni Wielichowo, Paproć i Lubiatów, który do osiągnięcia parametrów gazu ziemnego podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu ziemnego wysokometanowego w mieszalni gazu ziemnego Grodzisk Wielkopolski. Wykorzystywany w procesie mieszania gaz ziemny wysokometanowy pochodzi

z odazotowni Grodzisk, w której z gazu ziemnego zaazotowanego w procesie kriogenicznym uzyskuje się gaz ziemny wysokometanowy. Wsad do odazotowni stanowi gaz ziemny zaazotowany pochodzący z kopalń: Wielichowo, Paproć i Lubiatów.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego ma charakter wyspowy i nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego. Pomimo istniejących infrastrukturalnych połączeń pomiędzy obydwoma systemami, takimi jak odazotowanie czy też mieszalnie gazu ziemnego, specyfika techniczna oraz przynależność do różnych podmiotów nie pozwala na swobodne przesyłanie gazu ziemnego pomiędzy nimi.

Rysunek 10. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

5.1.1.2. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa

Polski odcinek gazociągu tranzytowego Jamał-Europa przebiega od granicy polsko-białoruskiej w rejonie miejscowości Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycza, a jego długość wynosi 685 km.

Parametry techniczne gazociągu Jamał-Europa:

- ciśnienie robocze – 8,4 MPa,
- średnica gazociągu – DN1400,
- 1 punkt wejścia – Kondratki,
- 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 2021 r. polskim odcinkiem gazociągu Jamał-Europa przesłano paliwa gazowe w ilości 309,7 TWh, z czego w Punkcie Wzajemnego Połączenia odebrano 55,7 TWh na potrzeby krajowe. W ramach przesyłania zwrotnego (dotyczy punktu wejścia Mallnow–rewers) dostarczono paliwa gazowe w ilości wynoszącej 27,9 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, w szczególności połączeń międzysystemowych, oraz budowa nowych źródeł importu 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 jest 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 2021 r. kontynuował działalność, powołany zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów, *Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej*.⁴ Zakres prac zespołu, oprócz Baltic Pipe, obejmuje w zakresie inwestycji gazowych również projekt rozbudowy 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 szczególności w zakresie możliwości rozptyłów paliw gazowych dostarczanych do terminalu LNG w Świnoujściu oraz budową nowych połączeń z systemami krajów sąsiednich, które stanowią narzędzie zwiększenia integracji z państwami członkowskimi UE.

Wypełniając obowiązek ustawowy wynikający z art. 16 ust. 1 i 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 2021 r. obowiązywał, uzgodniony

⁴ 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).

w dniu 27 sierpnia 2019 r. przez Prezesa URE *Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029*. Natomiast od dnia 29 października 2021 r. zaczął obowiązywać nowy *Krajowy Dziesięcioletni Planu 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, zakłada kontynuację rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz budowę alternatywnych kierunków dostaw paliw gazowych do kraju.

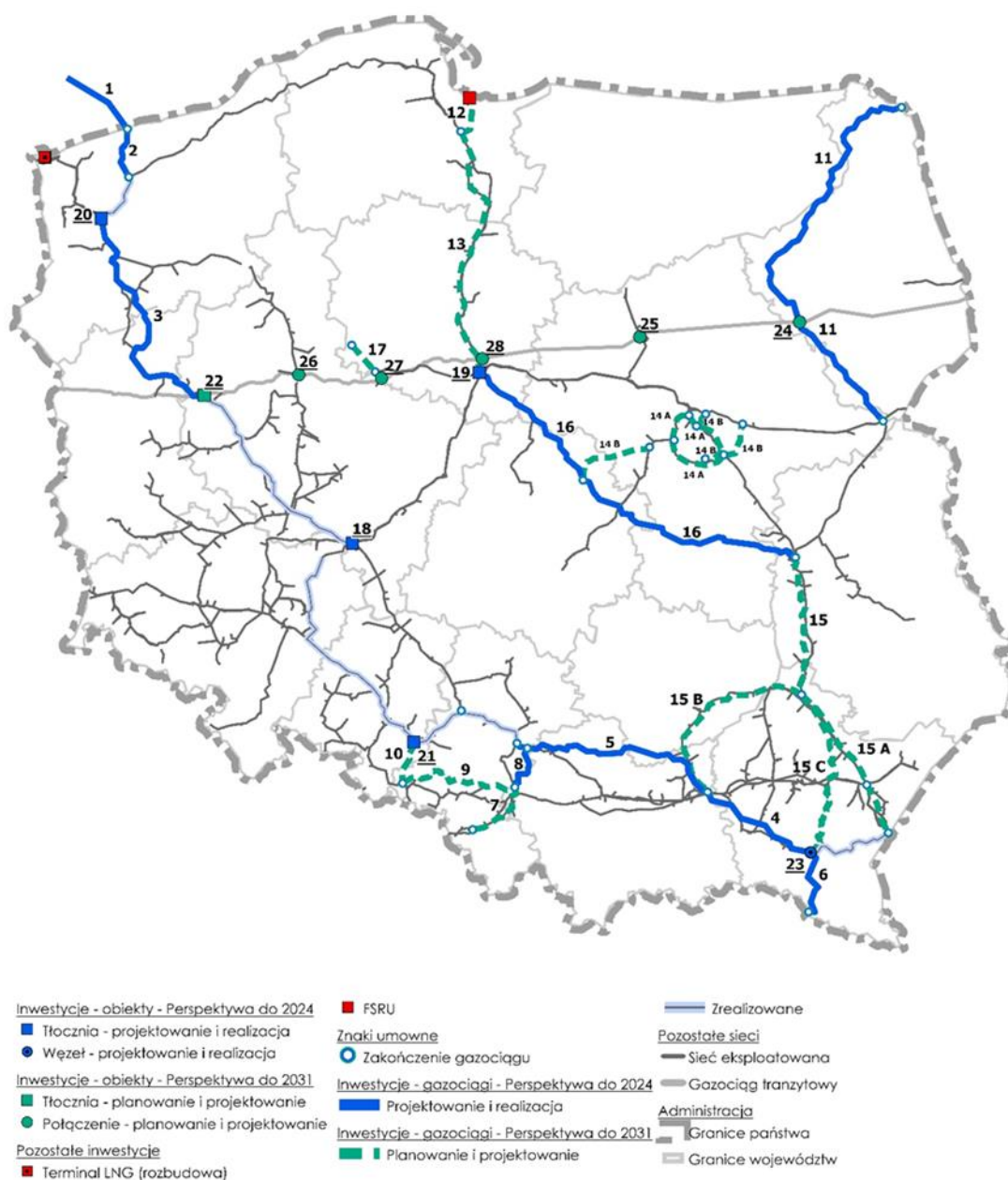
W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. realizował zadania inwestycyjne ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone na dwie perspektywy:

- 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;
- 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 MPG Damasławek-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

Rysunek 11. Inwestycje planowane do realizacji przez OGP Gaz-System S.A. w latach 2022-2031.



Źródło: OGP Gaz-System S.A. –Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022-2031 – wyciąg październik 2021 r.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

Operator systemu przesyłowego w 2021 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 mają na celu zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania sieci przesyłowej. W ramach planu remontowego w 2021 r. zrealizowane zostały 180 zadań z planowanych 196 zadań, co stanowi 91,8% planu. OSP łącznie przeznaczył na prace remontowe kwotę ok. 66,9 mln PLN.

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

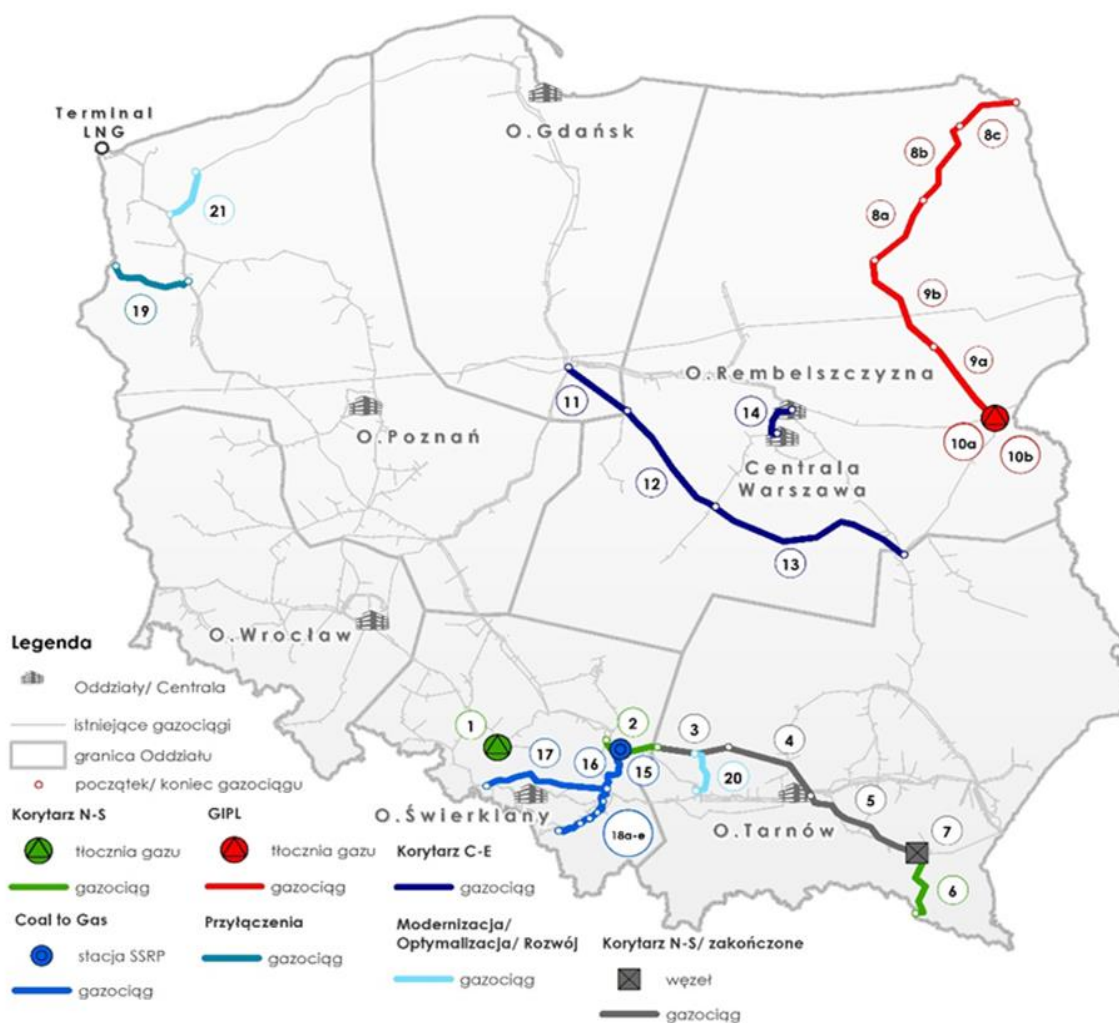
Według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. spółka OGP Gaz-System S.A. prowadziła inwestycje w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego na różnym poziomie zaawansowania, tj. w fazie:

- 1) realizacji – obejmującej okres od zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych do przekazania gazociągu do eksploatacji:
 - gazociąg Szczecin-Gdańsk (etap V Goleniów-Płoty),
 - tłocznia Kędzierzyn,
 - gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń, odcinek Braciejówka-Tworzeń,
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap I Gustorzyn-Leśniewice),
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap III Rawa Mazowiecka-Wronów),
 - połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa;
- 2) projektowania i przetargowej – od rozpoczęcia prac projektowych do podpisania umowy na wykonanie robót budowlanych, obejmująca etapy wykonania dokumentacji projektowej, pozyskiwania decyzji administracyjnych oraz przetargu na roboty budowlane:
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap II Leśniewice-Rawa Mazowiecka),
 - gazociąg Rembelszczyzna-Mory,
 - gazociąg Oświęcim-Tworzeń,
 - gazociąg Racibórz-Oświęcim,
 - przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra,
 - gazociąg Kolnik-Gdańsk,
 - gazociąg Gardeja - Kolnik,
 - gazociąg Gustorzyn-Gardeja,
 - przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra,
 - systemowa stacji redukcyjno-pomiarowej Tworzeń,
 - gazociąg Węzów-Przewóz;
- 3) koncepcyjnej – od uzyskania zgód korporacyjnych i ogłoszenia postępowania na opracowanie dokumentacji projektowej do podpisania umowy z projektantem:
 - gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim.

W 2021 r. zakończono budowę gazociągów przesyłowych o łącznej długości 434 km, w tym:

- gazociąg Tworóg-Tworzeń w województwie śląskim o długości 55,22 km i średnicy DN 1000 mm,
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń odc. I Pogórska Wola-Pałecznicza w województwie opolskim, świętokrzyskim, małopolskim o długości 56 km i średnicy DN 1000 mm,
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń odc. II Pałecznicza-Baciejówka w województwie opolskim i małopolskim o długości 78,06 km i średnicy DN 1000 mm,
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola w województwie podkarpackim i małopolskim o długości 97,36 km i średnicy DN 1000 mm,
- węzeł Strachocina w województwie podkarpackim.

Rysunek. 12. Inwestycje strategiczne realizowane przez OGP Gaz-System S.A. – stan na dzień 31 grudnia 2021 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2021 r. spółka OGP Gaz-System S.A. kontynuowała rozbudowę krajowego systemu przesyłowego w ramach projektów związanych z dywersyfikacją dostaw paliw gazowych, dofinansowywanych z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020 oraz z Instrumentu „Łącząc Europę”. Dofinansowanie w ubiegłych latach w ramach POIiŚ 2014-2020 otrzymało łącznie 10 projektów na sumaryczną kwotę ponad 2,6 mld PLN. Do końca 2021 r. ukończono realizację ośmiu dofinansowanych projektów. W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. zawarł umowę na dofinansowanie z środków UE projektu pn.: „Budowa gazociągu Gustorzyn-Wronów etap I, gazociąg Gustorzyn-Leśniewice”.

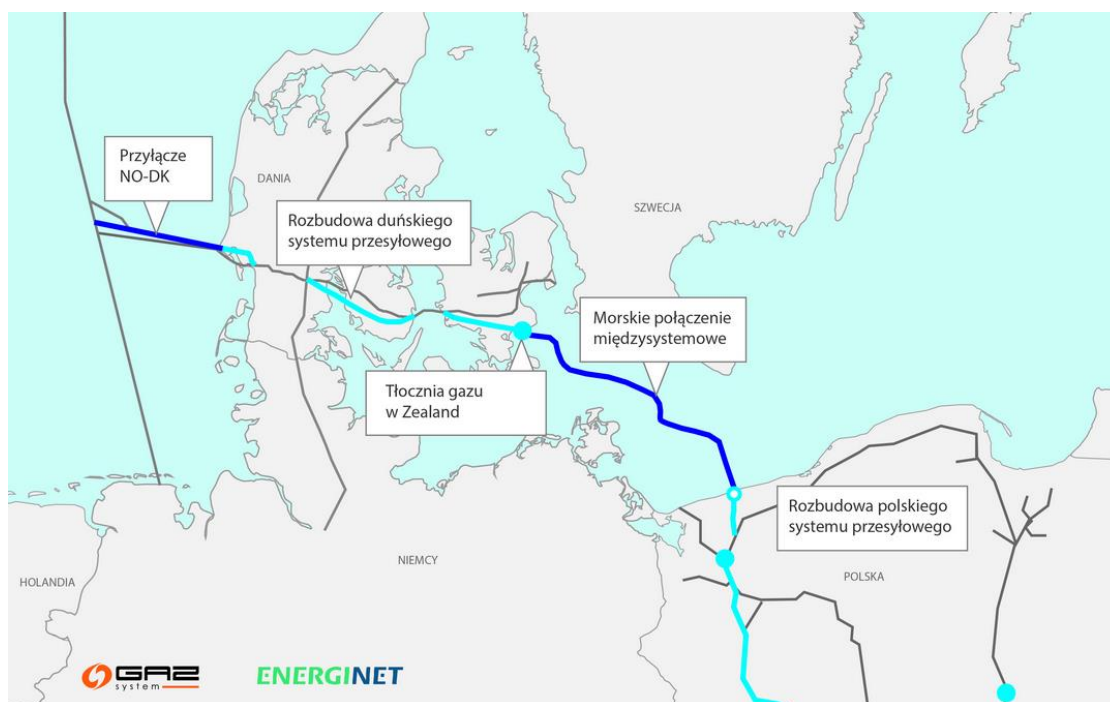
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

OSP, poza rozbudową krajowego systemu przesyłowego, prowadzi również projekty rozwoju połączeń międzysystemowych z krajami ościennymi. Do takich projektów należy budowa połączenia Polska-Litwa oraz Polska-Słowacja. Realizacja powyższych połączeń międzysystemowych umożliwi integrację europejskich systemów gazowych i dalszą budowę wspólnego rynku paliw gazowych. Oba projekty budowy połączeń międzysystemowych, jak również budowa gazociągu Baltic Pipe i rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu wpisują się w realizację budowy korytarza gazowego Północ-Południe, jednej z priorytetowych koncepcji infrastrukturalnych UE.

Budowa gazociągu Baltic Pipe, o planowanych zdolnościach przesyłowych do 109,72 TWh/rok w kierunku Polski, obejmuje budowę połączenia gazowego Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Baltic Pipe umożliwi zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw paliw gazowych nie tylko dla Polski, ale również dla regionu Europy Środkowej (Czech, Słowacji oraz Ukrainy) oraz regionu Morza Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia). Projekt Baltic Pipe obejmuje:

- budowę połączenia podmorskiego systemów gazowych Norwegii i Danii,
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z Zachodu na Wschód),
- budowę tłoczni gazu na terytorium Danii,
- budowę gazociągu podmorskiego łączącego duński i polski system przesyłowy,
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego:
 - budowę gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym,
 - budowę gazociągu Goleniów-Lwówek,
 - rozbudowę tłoczni Goleniów,
 - rozbudowa tłoczni Odolanów,
 - budowę tłoczni Gustorzyn.

Rysunek 13. Mapa projektu Baltic Pipe



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Oddanie inwestycji do użytkowania i rozpoczęcie przesyłania paliw gazowych zaplanowane jest na dzień 1 października 2022 r. W raportowanym 2021 r. projekt prowadzony był zgodnie z założonym harmonogramem prac i nie występowały opóźnienia w realizacji mogące wpłynąć na termin oddania inwestycji do użytkowania.

W 2021 r. trwały prace budowlane nad poszczególnymi częściami składowymi projektu w Polsce i Danii. W polskiej części realizowanej przez OGP Gaz-System S.A. kontynuowane były prace budowlane na wszystkich komponentach. Nie odnotowano opóźnień, które powodowałyby konieczność przesunięcia daty zakończenia projektu. Układanie i spawanie gazociągu podmorskiego zostało zakończone w grudniu 2021 r. Trwały prace przy budowie tłoczni w Goleniowie, Odolanowie i Gustorzynie oraz przy realizacji gazociągu łączącego gazociąg podmorski z polskim systemem przesyłowym oraz gazociągu Goleniów-Lwówek.

Znaczącym zdarzeniem dla postępów projektu w 2021 r. było uchylene przez Duńską Komisję Odwoławczą ds. Środowiska i Żywności decyzji środowiskowej wydanej w dniu 12 lipca 2019 r. przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska (DEPA) dla projektu Baltic Pipe w części lądowej, realizowanej przez duńskiego operatora systemu przesyłowego Energinet. Tym samym sprawa została skierowana do ponownego rozpatrzenia przez DEPA i nakazano duńskiemu inwestorowi wstrzymanie prac na lądzie do momentu uzyskania nowego pozwolenia. W dniu 18 czerwca 2021 r. Energinet uzyskał zgodę DEPA na wznowienie prac budowlanych na większości z 210-kilometrowej trasy gazociągu Baltic Pipe na lądzie.

Równolegle firma ta przystąpiła do uzyskiwania nowej decyzji środowiskowej, co pozwoliło na wznowienie prac na całej trasie gazociągu. Nowa decyzja środowiskowa została uzyskana w dniu 1 marca 2022 r. W konsekwencji powyższych wydarzeń w planowanym terminie zakończenia projektu, tj. w dniu 1 października 2022 r., przepustowość połączenia wyniesie ok. 32,9 TWh/rok, a pełna przepustowość (109,7 TWh/rok) zostanie osiągnięta w dniu 1 stycznia 2023 r.

W 2021 r. spółka OGP Gaz-System S.A. kontynuowała działania w zakresie zawartej umowy na dofinansowanie realizacji zadania: „Prace budowlane dla klastra infrastrukturalnego 8.3 w ramach projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI)” ze środków unijnego instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF Energy), z wartością dofinansowania wynoszącą 215 mln EUR. Łączna wartość dofinansowania z UE, w ramach wszystkich zawartych umów, obejmujących także prace projektowe realizowane w Polsce, Danii oraz dotyczące odcinka podmorskiego, wynosi 266,8 mln EUR.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL)



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Zdolność przesyłowa nowego połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Litwą (*Gas Interconnector Poland Lithuania*, tzw. GIPL) wynosi 26,33 TWh/rok w kierunku Litwy oraz 20,85 TWh/rok w kierunku Polski.

Gazociąg przebiega przez województwa mazowieckie, podlaskie i warmińsko-mazurskie, tj. przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą gazową. Tym samym realizacja projektu GIPL, połączona z rozwojem sieci dystrybucyjnej, zwiększy możliwości dostępu do paliw gazowych w północno-wschodniej Polsce. W szczególności, dzięki przyłączeniu do projektowanego gazociągu przesyłowego, w punkcie wejścia w Zambrowie, gazociągu dystrybucyjnego relacji Wólka Radzymińska-Białystok, możliwa będzie eliminacja problemu z zasilaniem w paliwa gazowe obszaru Białegostoku (zdiagnozowanego w 2016 r.).

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa obejmuje budowę:

- odcinka północnego Rudka Skroda-granica RP,
- odcinka południowego Hołowczyce-Rudka Skroda,
- przystosowanie tłoczni gazu Hołowczyce do sprężania gazu ziemnego do ciśnienia 8,4 MPa.

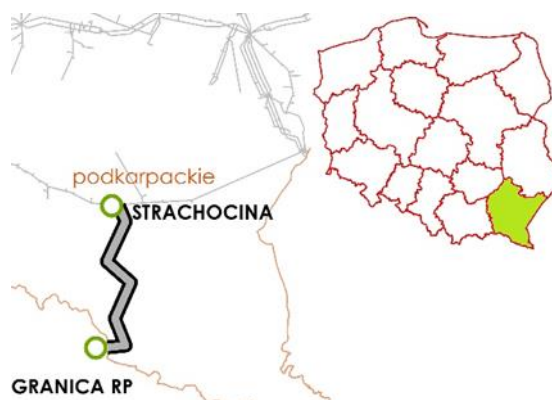
Ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest tłocznia gazu w Gustorzynie. Z uwagi na charakterystykę pracy systemu przesyłowego i planowane zwiększenie dostaw paliw gazowych z kierunku północnego, tłocznia gazu ziemnego w Gustorzynie stanowi również ważny element dla projektu Baltic Pipe. Tłocznia ta odpowiadać będzie za umożliwienie rozprowadzenia gazu ziemnego m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania gazu ziemnego m.in. w kierunku Litwy (gazociąg GIPL). Budowa tłoczni gazu w Gustorzynie umożliwi również OSP elastyczne sterowanie przepływami i przesyłaniem paliw gazowych do odbiorców w całej Polsce, jak również do krajów sąsiadujących. W 2021 r. trwały roboty budowlane dotyczące realizacji tej tłoczni.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Litwa objęty został dofinansowaniem z instrumentu finansowego CEF-Energy na prace budowlane (aktualnie realizowane) w wysokości 266,5 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. – 208,5 mln EUR) oraz na prace, które zostały ukończone i rozliczone z ostateczną kwotą dofinansowania dla OGP Gaz-System S.A. w wysokości 3,3 mln EUR.

Ponadto, projekt znalazł się na czwartej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach BEMIP, tj. „*Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu*”.

W 2021 r. spółka OGP Gaz-System S.A. finalizowała prace nad polską częścią połączenia międzysystemowego Polska-Litwa, przygotowując się do jego oddania do użytkowania, które nastąpiło w dniu 1 maja 2022 r. Spółka realizowała roboty budowlane na całym odcinku planowanego połączenia gazowego z Litwą. Dla wszystkich odcinków prace budowlane ukończono, przeprowadzono próby hydrauliczne i podpisano protokoły odbioru technicznego.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Projekt połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Słowacją realizowany jest przez spółkę OGP Gaz-System S.A., we współpracy ze słowackim operatorem systemu przesyłowego – spółką Eustream A.S.

Planowane zdolności przesyłowe połączenia Polska-Słowacja szacowane są na 62,54 TWh/rok w kierunku Polski oraz 51,57 TWh/rok w kierunku Słowacji.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia infrastruktura przewidziana do budowy na terytorium Polski, wg. stanu na 31 grudnia 2021 r. to:

- gazociąg Tworóg-Tworzeń (inwestycja zrealizowana),
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (zakończono realizację dwóch z trzech odcinków),
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola (inwestycja zrealizowana),
- gazociąg Strachocina-granica Polski (inwestycja zrealizowana),
- węzeł Strachocina (inwestycja zrealizowana).

We wrześniu 2019 r. po stronie polskiej rozpoczęto budowę gazociągu Polska-Słowacja (Strachocina-granica Polski), które ukończono w III kw. 2021, uzyskując pozwolenie na użytkowanie w październiku 2021 r. Przekazanie do komercyjnego użytkowania gazociągu Polska-Słowacja planowane jest na III kw. 2022 r. z uwagi na kontynuację prac budowlanych po stronie słowackiej.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja otrzymał w 2014 i 2017 r. dofinansowanie z instrumentu finansowego „Łącząc Europę” w sektorze energii (CEF-Energy), kolejno na prace przygotowawcze (działanie zostało ukończone, a dofinansowanie rozliczone w kwocie 2,8 mln EUR, z czego 0,6 mln przypadło OGP Gaz-System S.A.), a następnie na prace budowlane w wysokości 97,3 mln EUR. Środki przypadające OGP Gaz-System S.A. w ramach umowy na dofinansowanie prac budowlanych wynoszą 45,3 mln EUR. Ponadto

w 2019 r. projekt został uwzględniony na czwartej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status PCI na lata 2020-2021 w ramach korytarza gazowego Północ-Południe w Europie Środkowej i Wschodniej.

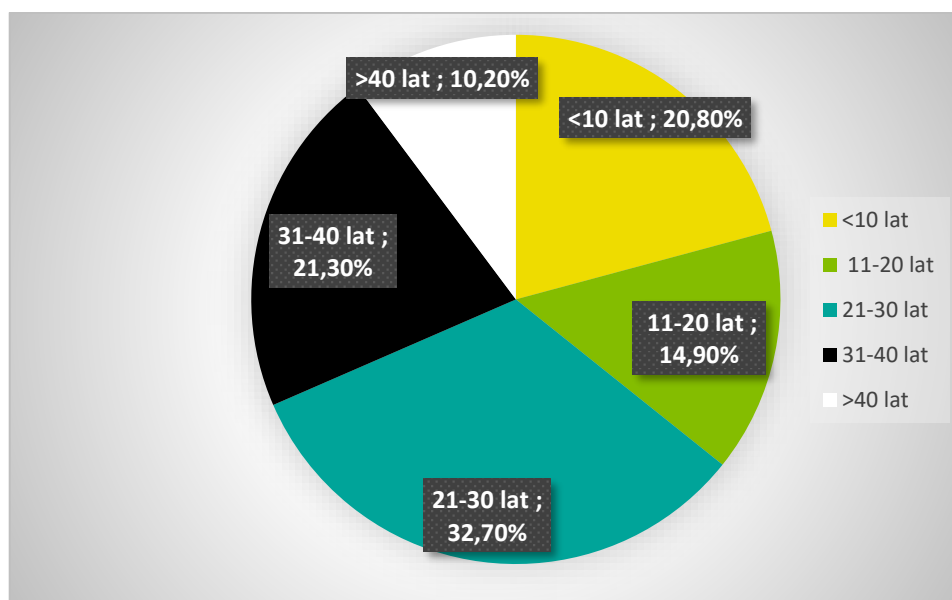
5.2. System dystrybucyjny gazowy

5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

Według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. na terytorium RP działało 55 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE, w tym 1 prawnie wydzielony – podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego wydzielenia od innych rodzajów działalności – PSG sp. z o.o.

Spółka PSG sp. z o.o. to największy operator, zarządzający w 2021 r. 95,6% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość na obszarze kraju wraz z przyłączami wyniosła ponad 208,9 tys. km. PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK PGNiG i w 2021 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 698 gminach na terenie całego kraju. W 2021 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców 144,2 TWh paliw gazowych, co stanowi wzrost o 14,5% w stosunku do 2020 r.

Rysunek 14. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych według stanu na dzień 31 grudnia 2021.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska.

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

Z roku na rok rośnie liczba osób z dostępem do sieci gazowej. W 2021 r. stopień gazyfikacji kraju wzrósł i osiągnął poziom ok. 73%. W 2021 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie prawie 4,4 tys. km sieci dystrybucyjnych, z czego ponad 96,8% przypada na PSG sp. z o.o. Systematyczny wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe wskazuje na potrzebę kontynuacji prac w zakresie dalszego zwiększania poziomu gazyfikacji kraju. Dostępność paliw gazowych wpływa pośrednio na rozwój sektora przemysłowego (lokalizacja większych zakładów przemysłowych), a tym samym rozwój gospodarczy oraz wyrównywanie różnic cywilizacyjnych oraz wspiera działania rządu w walce z niską emisją.

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 2021 r. obowiązywał, uzgodniony z Prezesem URE *Plan rozwoju PSG sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2024*, w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych. Natomiast decyzją Prezesa URE z dnia 21 października 2021 r. zatwierdzony został nowy *Plan Rozwoju PSG sp. z o.o. na lata 2022-2026*.

Uzgodniony z Prezesem URE zaktualizowany plan rozwoju PSG sp. z o.o. przewiduje, w horyzoncie 2022-2026 m.in.⁵:

- modernizację istniejącej sieci gazowej o długości ponad 5,3 tys. km oraz 396 stacji gazowych, gwarantującą ciągłość i bezpieczeństwo dostaw paliwa gazowego użytkownikom systemu,
- budowę nowej sieci gazowej o długości ponad 9,8 tys. km oraz 437 stacji gazowych zapewniającą dostęp do paliwa gazowego nowym odbiorcom gazu – tym samym długość sieci gazowej Spółki wzrośnie o 5%,
- telemetryzację układów pomiarowych w ilości 1,78 mln szt. stwarzającą warunki dla racjonalnego użytkowania paliw i energii, wpisując się w ideę inteligentnych sieci i miast. Tym samym około 24% układów pomiarowych Spółki będzie mieć możliwość zdalnego odczytu danych pomiarowych,
- budowę sieci gazowej o długości ponad 4,0 tys. km umożliwiającą przyłączenie 407 instalacji wytwórczych biometanu, co wpisuje się w zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii,

⁵ Plan rozwoju PSG sp. z o.o. na lata 2020-2026 (wyciąg) – grudzień 2021 r.

- wymianę układów pomiarowych w ilości ponad 3,3 mln szt., co zapewni wiarygodność odczytów stanowiących podstawę do rozliczeń zużycia paliwa gazowego.

W 2021 r. PSG Sp. z o.o. kontynuowała działania w ramach „*Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski realizowanego przez PSG sp. z o.o. w latach 2018-2022*”. Docelowo *Program* zakłada uruchomienie usług dystrybucji paliw gazowych w 300 nowych gminach w Polsce oraz wzrost stopnia gazyfikacji kraju do 76%. Przewidziane w nim zadania obejmują budowę nowych sieci dystrybucyjnych na terenach niezgazyfikowanych, jak również realizację inwestycji w zakresie gazociągów wysokiego ciśnienia, które zlikwidują istniejące obecnie ograniczenia na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego, w celu umożliwienia przyłączania nowych odbiorców. Ze względu na panujący w kraju stan epidemiologiczny oraz wzrost kosztów inwestycyjnych PSG sp. z o.o. dokonała korekty *Programu*, zgodnie z którą zakończenie jego realizacji przesunięte zostało na 2024 r. Zmiana harmonogramu została uwzględniona w PEP 2040.

W ramach realizacji *Programu* PSG sp. z o.o. w 2021 r. uruchomiła usługi dystrybucji w 32 gminach. Od początku realizacji *Programu* zgazyfikowanych zostało łącznie 217 gmin. Dodatkowo, w ramach *Programu* PSG sp. z o.o. prowadzi realizację 9 inwestycji (budowa 8 gazociągów wysokiego ciśnienia oraz przyłącza w Zambrowie), które zlikwidują istniejące obecnie ograniczenia na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego, jak również umożliwią dostawę paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu do możliwie największej grupy odbiorców końcowych. Ze względu na strategiczne znaczenie, zarówno dla rozwoju sieci dystrybucyjnej, jak i sieci przesyłowej (efektywny rozpływ gazu ziemnego pochodzącego z terminalu LNG w Świnoujściu), realizowane przez PSG sp. z o.o. inwestycje związane z likwidacją ograniczeń przesyłowych, objęte są reżimem ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*.

W celu zapewnienia wszystkim odbiorcom końcowym niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz ciepła, w katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu ujęte są 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).

Ze względu na znaczenie, jakie dla tempa gazyfikacji na poziomie lokalnym mają gazociągi wysokiego ciśnienia – likwidujące istniejące ograniczenia na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego – w 2021 r. dokonano rozszerzenia katalogu inwestycji objętych

reżimem specustawy terminalowej o 19 kolejnych inwestycji dystrybucyjnych, realizowanych przez PSG sp. z o.o. (ustawa z dnia 20 kwietnia 2021 r. o zmianie ustaw regulujących przygotowanie i realizację kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 922).

Na koniec 2021 r. większość z inwestycji realizowanych przez PSG sp. z o.o. i ujętych w ustawie terminalowej, znajdowała się w fazie przygotowania i projektowania, natomiast dwie inwestycje znajdowały się w fazie robót budowlanych.

Projekt rozbudowy i modernizacji gazowej sieci dystrybucyjnej wpisuje się w kluczowe plany określone w *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)* oraz w PEP 2040, a także przyczynia się do realizacji Programu Priorytetowego „Czyste powietrze”. Konsekwentnie rozbudowywana krajowa sieć dystrybucyjna gazowa przyczyni się również do zapewnienia rozptyłów paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu oraz gazociągu Baltic Pipe i dostaw paliw gazowych do większej liczby odbiorców.

W celu poprawy parametrów zasilania w gaz ziemny rejonu Białegostoku⁶, spółki PSG sp. z o.o. i OGP Gaz-System S.A. kontynuowały w 2021 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 jest przyłączenie w Zambrowie.

W dniu 31 sierpnia 2021 r. PSG sp. z o.o. zakończyła inwestycję rozbudowy mocy regazyfikacyjnych stacji LNG w Białymstoku z 5000 m³/h do przepustowości 10000 m³/h zwiększając tym samym lokalne bezpieczeństwo energetyczne w sezonie zimowym 2021/2022. Funkcjonowanie rozbudowanej stacji LNG w Białymstoku zwiększa lokalne bezpieczeństwo energetyczne do momentu oddania do użytkowania gazociągu GIPL.

W związku z koniecznością przygotowania się na ryzyko wstrzymania dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego (Białoruś) przed dniem 1 stycznia 2023 r., z którego zasilany jest punkt wejścia Grabówka zaopatrujący rejon Białegostoku w gaz ziemny, OGP Gaz-System S.A. zrealizował inwestycję podłączenia tymczasowej stacji gazowej w planowanym punkcie wyjścia Zambrów, co umożliwi zasilanie tej stacji z nagazowanego już gazociągu GIPL.

⁶ Problem z zasilaniem rejonu Białegostoku w gaz ziemny w przypadku wstrzymania przesyłu z kierunku wschodniego (w szczególności w okresie zimowym) został zdiagnozowany w 2016 r., a rozbudowa sieci gazowej niezbędnej do zasilenia regionu została wpisana do opracowanego w Ministerstwie Energii Planu działań zapobiegawczych, z terminem realizacji do 2021 r. (brak możliwości dostarczenia wystarczających ilości gazu ziemnego z kierunku Wólki Radzywińskiej ze względu na zbyt niskie ciśnienie).

Przyłączenie stacji tymczasowej do sieci dystrybucyjnej nastąpiło w dniu 25 stycznia 2022 r. Uruchomienie przez OGP Gaz-System S.A. tymczasowej stacji gazowej zasilającej dystrybucyjną sieć gazową PSG sp. z o.o. w punkcie wejścia Grabówka zapewniło dostawy gazu ziemnego do odbiorców w rejonie w momencie wstrzymania dostaw z kierunku Białorusi w kwietniu 2022 r.

W 2021 r. w obszarze dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych paliw gazowych) kontynuowano realizację 10 projektów objętych umowami o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020, z szacowaną łączną kwotą wsparcia finansowego w wysokości ok. 257,42 mln PLN, w tym dziewięć projektów zgłoszonych przez PSG sp. z o.o. i jeden projekt zgłoszony przez spółkę SIME Polska sp. z o.o.

W 2021 r. rozpoczęto również prace nad aktualizacją Listy Projektów Strategicznych dla infrastruktury energetycznej, stanowiącego „Project pipeline” dla sektora energetyki w ramach POIiŚ 2014-2020. Przedmiotowa aktualizacja dotyczyła naboru nowych projektów w zakresie infrastruktury dystrybucji paliw gazowych, w oparciu o technologię gazyfikacji wyspowej.

5.3. System magazynowania paliw gazowych

Funkcję operatora systemu magazynowania (OSM) pełni spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. (należąca do GK PGNiG) wyznaczona decyzją Prezesa URE na okres do dnia 31 maja 2023 r.

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

- magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina,
- magazyny w kawernach solnych: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Oprócz ww. magazynów gazu ziemnego wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu ziemnego zaazotowanego, zarządzane przez spółkę PGNiG 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 15. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce.



Źródło: PGNiG 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. W 2021 r. obowiązywał Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania z 10 grudnia 2020 r., regulamin zaczął obowiązywać od początku doby gazowej w dniu 29 grudnia 2020 r.

5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej

Według stanu na koniec 2021 r., całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 36,2 TWh, co odpowiada ok. 15,8% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh. W wyniku rozbudowy PMG Kosakowo, pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wzrosła o 680 MWh, w stosunku do roku poprzedniego.

Tabela 4. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2021 r.).

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [w GWh]
Mogilno	kawerny solne	6 521,4
Kosakowo	kawerny solne	3 348,4
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	14 560
Husów	złoże wyeksploatowane	5 625
Strachocina	złoże wyeksploatowane	4 050
Swarzów	złoże wyeksploatowane	1 008
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 125
Razem		36 237,9

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych PGNiG S.A.

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

W 2021 r. spółka PGNiG S.A. w ramach „Programu rozwoju pojemności czynnej PMG” zakończyła rozbudowę KPMG Kosakowo. Inwestycja ma na celu stabilizację zasilania w paliwa gazowe rejonu północnej Polski. W wyniku zrealizowanej inwestycji pojemność czynna instalacji magazynowej na koniec 2021 r. osiągnęła 3,35 TWh.

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

Zarówno dokument PEP 2040, jak i *Krajowy planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*, zakładają rozbudowę pojemności magazynowych do minimum 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r. W zgodzie z tymi politykami oraz z Polityką Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, przyjętą uchwałą nr 182/2017 Rady Ministrów z dnia 28 listopada 2017 r., OGP Gaz-System S.A. kontynuował prace w zakresie realizacji projektu budowy kawernowego podziemnego magazynu gazu na złożu soli kamiennej Damasławek. W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. zawarł umowy na opracowanie wstępnej dokumentacji projektowej dla planowanego KPMG Damasławek (i kopalni soli).

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2021 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego

gazu ziemnego posiadało 7 podmiotów: Blue Cold sp. z o.o., 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. 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 w I kw. 2021 r. była spółka Polskie LNG S.A., w której 100% udziałów posiadał OGP Gaz-System S.A. Spółka została powołana do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru gazu LNG w Świnoujściu. W dniu 31 marca 2021 r. spółki Polskie LNG S.A. i OGP Gaz-System S.A. dokonały połączenia na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych. Głównym celem przeprowadzonego połączenia ww. podmiotów jest zwiększenie efektywności zarządzania procesami inwestycyjnymi, które do czasu połączenia spółki realizowały odrębnie. Spółka OGP Gaz-System S.A. jako następcą prawnym spółki Polskie LNG S.A. kontynuuje dotychczasowe przedsięwzięcia i działalność przejętej spółki Polskie LNG 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 2021 r. zdolności regazyfikacyjne terminalu wynosiły maksymalnie 54,4 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 PGNiG S.A.

Większość LNG z terminalu w Świnoujściu, po regazyfikacji, dostarczana jest do odbiorców poprzez sieć gazową. Część gazu w postaci skroplonej przeładowywana jest jednak na przystosowane do transportu LNG cysterny. Z roku na rok rośnie liczba załadowanych autocystern LNG, za pomocą których paliwo trafia do odbiorców nie mających dostępu do sieci dystrybucyjnej. W 2021 r. w terminalu w Świnoujściu załadowano ok. 5,5 tys. autocystern LNG o łącznym wolumenie ponad 96 tys. ton, co stanowi wzrost o ponad 60% w stosunku do 2020 r., w którym załadowano prawie 3,8 tys. autocystern LNG z wolumenem wielkości ok. 59,5 ton. Dla porównania w 2019 r. dokonano przeładunku na 2,3 tys. autocystern, w 2018 – na 1,8 tys. autocysterny, a w 2017 r. – na 1,5 tys.

5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG

W kraju funkcjonują również 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 2021 r. PSG sp. z o.o., poprzez wyspowe sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG, dostarczyła do odbiorców końcowych przyłączonych do tych sieci ok. 225,7 GWh paliw gazowych, co stanowi wzrost wolumenu dystrybucji LNG o ok. 43% w stosunku do 2020 r.

PSG sp. z o.o. na dzień 31 grudnia 2021 r. dysponowała łącznie 91 stacjami regazyfikacji LNG, w tym 2021 r. spółka oddała do eksploatacji 39 nowych stacji regazyfikacji LNG.

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.

W 2021 r. usługa bunkrowania LNG dostępna była już w pięciu portach na terenie Polski – w Szczecinie, Świnoujściu, Policach, Gdyni oraz Gdańsku.

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

W 2021 r. PGNiG S.A. kontynuowała działalność w zakresie wyłącznego użytkowania (do 2025 r.) nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Działalność w Kłajpedzie umożliwi PGNiG S.A. 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. Od momentu rozpoczęcia działalności, to jest od kwietnia 2020 r. do końca 2021 r., PGNiG S.A., załadowała ponad 500 autocystern. Zdecydowana większość LNG ze stacji w Kłajpedzie trafiła do odbiorców w Polsce, w szczególności do odbiorców w północno-wschodniej części kraju, a także do odbiorców z Litwy i Estonii. Terminal, oprócz przeładunków na autocysterny, posiada także możliwość bunkrowania statków. Pierwsza dostawa LNG do terminalu w Kłajpedzie została zrealizowana przez PGNiG w maju 2022 r.

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

5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu

Realizowana jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu z obecnych zdolności regazyfikacyjnych na poziomie 54,4 TWh/rok do 91 TWh/rok. 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 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 (zakończenie w 2023 r.);
- budowę trzeciego zbiornika LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami zwiększającego elastyczność pracy instalacji terminalu oraz zapewniający optymalną zdolność procesową składowania LNG (zakończenie w 2023 r.).

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 zaś OGP Gaz-System S.A.

W 2021 r. przeprowadzono szereg prac związanych z Programem Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu obejmujących m.in. zakończenie budowy i montażu urządzeń dla Projektu SCV. Rozpoczęto proces przeprowadzenia rozruchu nowej instalacji, co w konsekwencji będzie prowadzić do rozliczenia i zamknięcia projektu. W 2021 r. rozpoczęto także prace budowlane dla części lądowej w zakresie budowy zbiornika magazynowego, jak i dla części morskiej obejmującej budowę nowego nabrzeża do przyjmowania statków. W przypadku Projektu Zbiornik, prace w 2021 r. skupiały się na wznoszeniu ściany zbiornika oraz montażu konstrukcji dachu. Jednocześnie trwało opracowywanie projektu wykonawczego. W ramach realizacji Projektu Nabrzeże, w 2021 r. uzyskano pozwolenie na budowę oraz podpisano umowę na dostawę ramion nadawczo-odbiorczych, stanowiących kluczową dostawę dla tego projektu. Realizacja II etapu programu rozbudowy pozwoli na zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu 91 TWh/rok.

W 2021 r. kontynuowano realizację projektu „Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu”, który uzyskał dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju

Regionalnego w ramach POIiŚ 2014-2020 w wysokości 461 mln PLN z możliwością zwiększenia do kwoty 501 mln PLN.

5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej

Rosnący popyt na paliwa gazowe oraz wzrost udziału skroplonego gazu ziemnego w strukturze dostaw paliw gazowych do Polski powoduje, zarówno potrzebę uruchomienia dodatkowego wejścia do krajowego systemu przesyłowego, jak również rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych. W 2021 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.

Zakres Programu FSRU obejmuje:

- zamówienie jednostki pływającej o przepustowości do 66,9 TWh gazu rocznie,
- gazociąg podmorski łączący FSRU z miejscem lądowania DN1000,
- gazociąg lądowy przyłączeniowy o długości ok. 7 km,
- gazociąg Kolnik-Gdańsk DN1000 o długości ok. 35 km,
- gazociąg Kolnik-Gardeja-Gustorzyn DN1000 o długości ok. 214 km.

W 2021 r. OGP Gaz-System S.A. realizował prace projektowe dla gazociągów w części lądowej. W lipcu 2021 r. uzyskano decyzję środowiskową, a w grudniu 2021 r. decyzję lokalizacyjną dla gazociągu Kolnik-Gdańsk z częścią przyłączeniową FSRU. W 2021 r. trwały prace projektowe dla gazociągu Kolnik-Gardeja-Gustorzyn zmierzające do uzyskania decyzji środowiskowej. W 2021 r. rozpoczęto również procedurę Open Season, której celem jest wykazanie zapotrzebowania rynku na realizację inwestycji.

Projekt budowy FSRU znajduje się na czwartej liście PCI i został uwzględniony również na piątej liście PCI, która została przyjęta w październiku 2021 r. i po opublikowaniu w Dzienniku Urzędowym UE wejdzie w życie w 2022 r. Status PCI obejmuje także niezbędne elementy systemu przesyłowego, umożliwiające rozprowadzenie gazu ziemnego z planowanego nowego terminalu. Uzyskanie tego statusu umożliwia m.in. ubieganie się o bezwrotne dofinansowanie z funduszy UE, w ramach instrumentu CEF-Energy, na realizację prac projektowych i budowlanych.

5.4.2.3. Prace legislacyjne

W 2021 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. W maju 2021 r. przeprowadzone zostały uzgodnienia i konsultacje publiczne projektu rozporządzenia *w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie*, następnie, mając na względzie konieczność wydania niniejszego rozporządzenia w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, prowadzone były szczegółowe uzgodnienia projektu z Ministrem Rozwoju, Pracy i Technologii.

W 2021 r. prowadzono prace nad finalizacją projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego*, którego głównym założeniem jest określenie kompleksowych wymogów jakościowych dla paliw gazowych przesyłanych sieciami gazowymi, uwzględniającymi również parametry swoiste dla procesu pozyskiwania biometanu, tak aby umożliwić w praktyce wtłaczanie biometanu do tych sieci. Ze względu na istotność rozwiązań zaproponowanych w projekcie dla rozwoju rynku biometanu w Polsce, dwukrotnie przeprowadzone zostały konsultacje publiczne. Wejście w życie projektowanych rozwiązań umożliwi rozwój rynku biometanu w Polsce bez zagrożenia dla odbiorców oraz prawidłowej eksploatacji sieci gazowej w przypadku zwiększenia udziału biometanu w paliwach gazowych wprowadzanych do sieci. W kwietniu 2022 r. projekt rozporządzenia został przekazany do notyfikacji KE, która zakończona została w lipcu 2022 r., co daje możliwość podpisania rozporządzenia przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Ze względu na strategiczne znaczenie, zarówno dla rozwoju sieci dystrybucyjnej, jak i sieci przesyłowej (efektywny rozpływ gazu ziemnego pochodzącego z terminalu LNG w Świnoujściu) w 2021 r. prowadzone były prace legislacyjne w zakresie rozszerzenia katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu o kolejne inwestycje dystrybucyjne. Tym samym na mocy ustawy z dnia 20 kwietnia 2021 r. *o zmianie ustaw regulujących przygotowanie i realizację kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej* 19 kolejnych inwestycji dystrybucyjnych, realizowanych przez PSG sp. z o.o. objętych zostało reżimem specustawy terminalowej.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- Krajowy system gazowy w 2021 r. działał bez zakłóceń. Dostawy paliw gazowych do odbiorców realizowane były bez przerw. Nie istniała potrzeba podejmowania działań zaradczych, tj. wprowadzenia ograniczeń w poborze paliw gazowych lub uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.
- Wysoki poziom wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego przed sezonem zimowym gwarantował, że nawet w przypadku znaczącego wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe, spowodowanego m.in. znacznym spadkiem temperatury powietrza bądź zakłóceniami dostaw z importu, ciągłość dostaw do krajowych odbiorców nie byłaby zagrożona.
- W celu wzmocnienia istniejących procedur w zakresie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców i przeciwdziałaniu zakłóceniom dostaw weszły w życie nowe przepisy w zakresie funkcjonowania mechanizmu ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Nowa regulacja gwarantuje bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do odbiorców chronionych oraz zwiększa skuteczność pracy systemu gazowego w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach na rynek krajowy.
- Kontynuowane były również prace legislacyjne nad nowelizacją ustawy o zapasach mającej na celu wypracowanie nowego modelu bezpieczeństwa, który obowiązywałby po 2022 r. Pierwsza regulacja w tym zakresie weszła w życie w styczniu 2022 r. i umożliwiła przedsiębiorstwom energetycznym, zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, powierzenie tego obowiązku Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych.

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 należących do kategorii odbiorców chronionych (szacuje się, że odbiorcy chronieni rocznie zużywają gaz ziemny na poziomie 73,2 TWh).

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, zgodnie z umowami z nimi zawartymi, nie będące ograniczeniami.

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 zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne podejmą w celu przeciwdziałania zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach.

W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych powinny mieć pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach. Do mechanizmów rynkowych zalicza się uruchomienie dodatkowych umów sprzedaży oraz dostaw pochodzących z zapasów handlowych. Utrzymywane w PMG zapasy handlowe umożliwiają bilansowanie systemu przesyłowego gazowego i zaspokajanie 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. 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 ograniczeń w poborze gazu ziemnego 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 nowego 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 dostawie 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 paliwowego państwa, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych zgłasza ministrowi właściwemu do spraw energii 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 40 dni.

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.

Organem właściwym, wskazanym zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938, do dysponowania zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego jest minister właściwy do spraw energii, który w drodze decyzji, na wniosek operatora systemu przesyłowego, może wyrazić zgodę na ich uruchomienie. O fakcie uruchomienia zapasów obowiązkowych minister właściwy do spraw energii informuje niezwłocznie KE, a w przypadku gdy zapasy obowiązkowe utrzymywane są poza terytorium RP – właściwe państwa członkowskie UE oraz państwa członkowskie EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

W okresie od dnia 1 października 2020 r. do dnia 30 września 2021 r. wolumen zapasów obowiązkowych, utrzymywanych przez 17 podmiotów, wyniósł 12,99 TWh. Zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jedynie 3 podmioty utrzymywały zapasy obowiązkowe poza terytorium kraju w łącznej ilości 42,3 GWh, co stanowiło 0,3% całkowitej ich wielkości.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2021 r. (do dnia 30 września 2022 r.), zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, utrzymuje 19 podmiotów o łącznej wielkości 14,88 TWh. W stosunku do sezonu poprzedniego, wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wzrosła o 14,5%. Podobnie jak w poprzednim sezonie, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP. W obecnym sezonie, tj. 2021/2022, udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium kraju wzrósł w porównaniu do sezonu ubiegłego. Obecnie poza granicami kraju 3 podmioty utrzymują zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 1,06 TWh, co stanowi 7% całkowitej ich wielkości.

Ze względu na znaczenie zapasów obowiązkowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych minister właściwy do spraw energii, 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 energii 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 paliwowego 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 2021 r. Prezes URE prowadził wobec czterech przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w związku z naruszeniem obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia 2017/1938, Polska została przypisana do dwóch grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego ze Wschodu – Białoruś i Ukraina (dalej: białoruska grupa ryzyka i ukraińska grupa ryzyka).

Do białoruskiej grupy ryzyka, poza Polską należą: Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia i Słowacja, natomiast do ukraińskiej: Bułgaria, Republika Czeska, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austria, Rumunia, Słowenia i Słowacja. W 2021 r. pozostała aktualna Wspólna ocena ryzyka zarówno dla grupy białoruskiej jak i dla ukraińskiej, opracowane w 2019 r.

W 2021 r. aktualne pozostawały dokumenty opracowane na podstawie rozporządzenia 2017/1938, tj. krajowa *Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego* (dalej: *Ocena ryzyka*), *Plan działań zapobiegawczych* i *Plan działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*.

W krajowej *Ocenie ryzyka* zidentyfikowane zostały, 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 do krajowych odbiorców i potencjalnych słabych 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 przekazują do ministra właściwego do spraw energii kwartalne sprawozdania z realizacji najważniejszych inwestycji infrastrukturalnych wskazanych w *Planie działań zapobiegawczych*.

W 2021 r. rozpoczęte zostały prace koncepcyjne w zakresie aktualizacji ww. dokumentów. Przyjęcie zaktualizowanej *Oceny ryzyka*, zarówno na poziomie krajowym jak i regionalnym, planowane jest do dnia 1 października 2022 r. a aktualizacja *Planu działań zapobiegawczych* w IV kw. 2022 r.

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

Z roku na rok obserwowany jest wzrost krajowego zapotrzebowania na paliwa gazowe. Całkowite zużycie paliw gazowych w 2021 r. wyniosło 228,7 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 7,3%. Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2021 r. wystąpiło w dniu 18 stycznia i wyniosło 960 GWh/dobę. Dla porównania szczytowe zapotrzebowanie odbiorców w 2020 r. wystąpiło w grudniu i wyniosło 806 GWh/dobę a w 2019 r. – w styczniu i wyniosło 824 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, w dniu 1 października 2021 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 98,8%, tj. do poziomu 34,4 TWh. Na dzień 30 grudnia 2021 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 29,8 TWh, tj. 85,7%.

Również na koniec sezonu zimowego 2021/2021 (tj. na dzień 31 marca 2022 r.) stan wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego na poziomie 66,8% gwarantował 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 2021 r. nie istniała potrzeba uruchamiania środków o charakterze nierynkowym. Do ministra właściwego do spraw energii nie wpłynął żaden wniosek o uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, ani o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Przywóz paliw gazowych realizowany był zgodnie z zawartymi kontraktami importowymi.

W związku z rozpoczęciem w dniu 24 lutego 2022 r. agresji zbrojnej Rosji na Ukrainę, już pod koniec lutego 2022 r. rozpoczęty został proces zatłaczania gazu ziemnego do PMG celem maksymalnego wypełnienia pojemności magazynowych na wypadek przerwania dostaw z kierunku Ukrainy.

Tabela 5. Stan napelnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 1 października 2021 r., 30 grudnia 2021 r. i 31 marca 2022 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napelnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2021 r.	% napelnienia pojemności czynnej na dzień 30.12.2021 r.	% napelnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2022 r.
Wierzchowice	Złoże wyeksploatowane	99,9%	85,5%	63,1%
Mogilno	kawerny solne	95,5%	85,5%	89,8%
Husów	złoże wyeksploatowane	100,0%	84,1%	43,6%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	88,7%	57,0%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	100,0%	42,2%	20,4%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	99,9%	50,1%	47,4%
Kosakowo	kawerny solne	87,9%	117,9%	119,6%
RAZEM		98,8%	85,7%	66,8%

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

6.6. Nowy model bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

W 2021 r. prowadzone były prace legislacyjne mające na celu wypracowanie nowego modelu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, który obowiązywać ma po 2022 r., tj. po zakończeniu dostaw do kraju paliw gazowych z kierunku wschodniego. Na początku roku finalizowane były prace nad zmianą przepisów w zakresie wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Nowe rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie

sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. poz. 549) dostosowało procedury wprowadzania ograniczeń do wymogów UE oraz do aktualnych warunków na rynku gazu ziemnego. Przepisy weszły w życie w dniu 10 kwietnia 2021 r., zapewniając, niezależnie od sytuacji na rynku gazu, gwarancję dostaw gazu ziemnego do gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji świadczących kluczowe usługi społeczne. Nowa regulacja zwiększyła efektywność mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które stanowią jeden z dwóch głównych środków przeciwdziałania zakłóceniom w dostawach, określonych w ustawie o zapasach.

Rozporządzenie wprowadziło definicję odbiorcy chronionego, który nie podlega ograniczeniom. W tym katalogu najwrażliwszych odbiorców gazu ziemnego znajdują się m.in. gospodarstwa domowe, podmioty świadczące kluczowe usługi społeczne, takie jak np. przychodnie, szpitale, szkoły, itp., a także małe i średnie przedsiębiorstwa. Ponadto, sposób wprowadzania ograniczeń został określany w taki sposób, aby zapewnić odbiorcom gazu ziemnego podlegającym ograniczeniom czas na dostosowanie się do nich, gwarantując bezpieczeństwo osób oraz uniknięcie ryzyka uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych.

Równoległe do prac na nowym rozporządzeniem o ograniczeniach, w Ministerstwie Klimatu i Środowiska prowadzone były prace koncepcyjne w zakresie głębszej zmiany obowiązującego systemu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. W ramach prowadzonych prac planowana jest w szczególności rezygnacja z obecnej formuły utrzymywania zapasów obowiązkowych, tj. samodzielnego realizowania tego obowiązku przez każde przedsiębiorstwo energetyczne dokonujące przywozu gazu ziemnego do kraju. Pierwszym krokiem w kierunku przyjęcia nowego systemu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do kraju było przyjęcie na początku 2022 r. ustawy 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), nad którą prace zostały rozpoczęte w 2021 r. Ustawa umożliwiła przedsiębiorstwom energetycznym, zobowiązanym do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, powierzenie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, na podstawie umowy, Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych. Rozwiązanie to służy stopniowemu przejściu z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych do systemu docelowego, w którym zapasy utrzymywane będą przez jeden podmiot, tj. Rządową Agencję Rezerw Strategicznych.

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

- Istotny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski miała panująca w Europie sytuacja geopolityczna w IV kw. 2021 r.
- Niepewność w zakresie dostaw paliw gazowych do odbiorców europejskich, wynikająca z niskiego wypełnienia europejskich magazynów gazu ziemnego przez rosyjską spółkę Gazprom i w konsekwencji gwałtowny wzrost cen paliw gazowych na europejskich giełdach, wpłynęła również na funkcjonowanie krajowego rynku gazu ziemnego.
- Istotnym zagrożeniem dla bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej w 2021 r. pozostawał gazociąg Nord Stream 2. Polska prowadziła w trakcie 2021 r. szeroko zakrojone działania dyplomatyczne i prawne, mające na celu wstrzymanie rozpoczęcia eksploatacji gazociągu. Wspólne działania krajowej administracji oraz spółek GK PGNiG doprowadziły do wstrzymania w 2021 r. procesu certyfikacji gazociągu Nord Stream 2.
- Inwazja Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. nie tylko znacznie zmieniła sytuację na rynku paliw gazowych, ale przede wszystkim zagroziła bezpieczeństwu Europy.
- Dodatkowo w kwietniu 2022 r. zmaterializowało się, wielokrotnie podnoszone przez Rząd RP, ryzyko wstrzymania dostaw paliw gazowych do Polski przez rosyjską spółkę Gazprom, a następnie ograniczenie dostaw do Europy.
- Powyższe potwierdza słuszność prowadzonej konsekwentnie przez Rząd RP polityki dywersyfikacyjnej.
- Niezbędne jest monitorowanie sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego w szczególności w kontekście wstrzymania dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Niemiec i państw Europy Zachodniej.

Pomimo panującej pod koniec 2021 r. w Europie sytuacji geopolitycznej oraz niepewności w zakresie dostępności paliw gazowych, krajowy system gazowy funkcjonował bez zakłóceń.

Niemniej jednak, w obliczu obserwowanych w IV kw. 2021 r. manipulacji rosyjskiej spółki Gazprom, polegających na niezapełnianiu przed sezonem zimowym 2021/2022 europejskich magazynów gazu ziemnego, które doprowadziły do gwałtownego wzrost cen paliw gazowych na europejskich i krajowej giełdzie gazu, a następnie w konsekwencji inwazji zbrojnej Rosji na Ukrainę, w 2022 r. sytuacja na europejskim rynku paliw gazowych uległa znacznemu pogorszeniu. Powyższe wpłynęło na bezpieczeństwo energetyczne całej Europy. Należy jednak zauważyć, że Polska na tle innych państw europejskich wyróżniała się znacznie większą możliwością reakcji na ewentualne zagrożenia. Funkcjonująca w kraju infrastruktura gazowa oraz zawarte kontrakty handlowe w pełni zabezpieczają dostawy paliw gazowych do Polski. Również niewywiązanie się z zobowiązań kontraktowych rosyjskiej spółki Gazprom i nagłe, bezpodstawne zaprzestanie z dniem 27 kwietnia 2022 r. realizacji dostaw paliw gazowych w ramach długoterminowego kontraktu jamalskiego nie zakłóciło dostaw surowca do krajowych odbiorców.

Podkreślić należy, że na przełomie 2021 i 2022 r., gdy większość europejskich magazynów gazu ziemnego wypełniona była w niewielkim stopniu, Polska wyróżniała się wysokim zapełnieniem krajowych instalacji magazynowych osiągając na koniec 2021 r. wypełnienie na poziomie 85,7%.

Dzięki prowadzonej przez Rząd RP konsekwentnej polityce dywersyfikacyjnej nie było potrzeby podejmowania dodatkowych działań w celu zapewnienia niezakłóconych dostaw paliwa gazowego do krajowych odbiorców. Zrealizowane projekty dywersyfikacyjne, takie jak zwiększone moce regazyfikacyjne terminalu LNG w Świnoujściu z 54,4 TWh/rok do poziomu 68 TWh/rok oraz uruchomienie połączenia międzysystemowego z Litwą o przepustowości 20,8 TWh/rok, przyniosły wymierne efekty, umożliwiając już dziś zastąpienie dostaw rosyjskiego gazu ziemnego z alternatywnych kierunków.

Dodatkowo, w najbliższej perspektywie planowane jest zakończenie kolejnych zaplanowanych uprzednio inwestycji dywersyfikacyjnych, które wzmocnią odporność krajowego systemu gazowego na ewentualne zakłócenia w dostawach. W październiku 2022 r. planowane jest uruchomienie dostaw gazu ziemnego z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego poprzez gazociąg Baltic Pipe, a docelowa przepustowość połączenia na poziomie 109,7 TWh/rok osiągnięta zostanie z dniem 1 stycznia 2023 r. W IV kw. 2022 r. planowane jest

również uruchomienie połączenia międzysystemowego ze Słowacją o przepustowości 62,5 TWh/rok. Prowadzona jest także dalsza rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu do poziomu 91 TWh/rok – zakończenie inwestycji planowane jest na koniec 2023 r. 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.

Niezależnie od powyższego, należy mieć na uwadze możliwość pogłębienia się kryzysu na europejskim rynku gazu ziemnego w przypadku ewentualnego przerwania przez Rosję dostaw gazu ziemnego do Niemiec i innych państw Europy Zachodniej.

W związku z kontynuacją przez konsorcjum Nord Stream 2 prac w zakresie ukończenia budowy gazociągu Nord Stream 2 prowadzone były przez Polskę dalsze działania zmierzające do ograniczenia ryzyka związanego z jego uruchomieniem. Rząd RP wielokrotnie podkreślał, że niezbędne jest w szczególności podporządkowanie gazociągu Nord Stream 2 prawu UE w zakresie pełnego rozdzielenia własnościowego, dostępu stron trzecich oraz ustanowienia transparentnych taryf do całej jego długości.

W związku ze złożeniem w dniu 11 czerwca 2021 r. do niemieckiego organu regulacyjnego wniosku o dokonanie certyfikacji operatora Nord Stream 2, spółki GK PGNiG (PGNiG S.A. oraz działająca na rynku niemieckim – PGNiG Supply and Trading) złożyły wniosek o dopuszczenie ich do niniejszego postępowania certyfikacyjnego, stojąc na stanowisku, że przyjęcie modelu niezależnego operatora (*Independent Transmission Operator*) jest niedozwolone w świetle prawa europejskiego oraz nie gwarantuje należytej niezależności.

Pod koniec września 2021 r., na mocy decyzji niemieckiego regulatora, polskie spółki zostały dopuszczone do postępowania certyfikacyjnego Nord Stream 2. W ramach prowadzonego postępowania w październiku 2021 r., niemieckie ministerstwo handlu i energii zwróciło się do Prezesa URE z pytaniami dotyczącymi wpływu infrastruktury Nord Stream 2 na bezpieczeństwo energetyczne Polski. Prezes URE ustosunkował się do zadanych pytań.

W połowie listopada 2021 r. Federalna Agencja Sieci (BNetzA) wstrzymała po raz pierwszy proces certyfikacji gazociągu Nord Stream 2, wskazując na konieczność powołania spółki-córki w Niemczech i przeniesienia do niej najważniejszych aktywów i zasobów ludzkich.

Natomiast w lutym 2022 r. niemiecki Rząd wycofał dokumenty niezbędne w procesie certyfikacji, wstrzymując tym samym postępowanie certyfikacyjne gazociągu Nord Stream 2. Decyzja ta podyktowana była prowadzonymi przez Rosję wrogimi działaniami wobec Ukrainy.