



MINISTER ENERGII

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH

za okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.

WARSZAWA, CZERWIEC 2019 R.



MINISTER ENERGII

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW PALIW GAZOWYCH

za okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.

WARSZAWA, CZERWIEC 2019 R.



Szanowni Państwo!

Mam przyjemność oddać w Państwa ręce *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za 2018 rok*.

Chciałbym zwrócić uwagę, że dane za 2018 r. dobitnie pokazują, że polityka dywersyfikacyjna Rządu RP nie jest chwytliwym hasłem reklamowym, ale przemyślanym programem, który obecnie przynosi wymierne rezultaty z korzyścią dla wszystkich obywateli. Ostatnie 4 lata były bardzo udane, jeżeli chodzi o działania służące zwiększeniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Szczególnie cieszy fakt, że dostawy gazu ziemnego do Polski stają się coraz bardziej zdwersyfikowane, co jednoznacznie pokazał istotny spadek dostaw z kierunku wschodniego w ostatnich latach.

Mimo że zużycie gazu ziemnego systematycznie wzrasta, dzięki konsekwentnym inwestycjom prowadzonym przez wszystkich operatorów systemów, jest ono od kilku lat pokrywane całkowicie z dostępnych źródeł, bez konieczności uciekania się do środków nadzwyczajnych, jak np. uruchamianie zapasów obowiązkowych. Jednocześnie podpisanie nowych umów na dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu zapewni stabilne dostawy tego surowca przez kolejne lata, pozwalając spokojnie spoglądać na prognozy mówiące o wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny w gospodarce. Pokazuje to, że sukcesywnie prowadzona polityka dywersyfikacyjna jest skuteczna, a podejmowane działania Rządu mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Państwa oraz ciągłości dostaw gazu ziemnego do odbiorców są wystarczające.

Jak można zauważyć, kolejne działania i projekty dywersyfikacyjne są konsekwentnie realizowane i kończone, co przekłada się na wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. I mimo, że jestem ukontentowany osiągniętymi do tej pory efektami, jakie udało się osiągnąć, to nie można zapominać, że wciąż pozostaje do zakończenia kilka kluczowych projektów z gazociągami Baltic Pipe, rozbudową terminalu w Świnoujściu na czele oraz budową pływającego terminalu regazyfikacyjnego. Dopiero ich finalizacja pozwoli na osiągnięcie pełnej niezależności w zakresie dostaw gazu ziemnego do Polski.

Sprawozdanie, które Państwu przedkładam, stanowi próbę podsumowania działań, które udało się zrealizować, ale mam nadzieję, że skłoni do refleksji na przyszłość, której życzę Wszystkim Czytelnikom!

Życzę Państwu przyjemnej lektury!

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście:	7
1. Wnioski	9
2. Wstęp	11
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	13
3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych	14
3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe	16
4. Rynek gazu ziemnego. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe	19
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych	20
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC	20
4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy	21
4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe	23
5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego	26
5.1. System przesyłowy gazowy	27
5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej	27
5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy	28
5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego	31
5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa	31
5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE	32
5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju	32
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych	35
5.2. System dystrybucyjny paliw gazowych	41
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury	41
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE	41
5.3. System magazynowania paliw gazowych	43
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej	44
5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe	44
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego	45
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury	45
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu	45
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG	45
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE	46
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu	46
5.4.2.2. Stacje regazyfikacji LNG	46

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	47
6.1. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938 – Wspólna Ocena ryzyka	48
6.2. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938 – krajowa Ocena ryzyka, Plan działań zapobiegawczych i Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej	48
6.3. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania	49
6.4. Plan wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego	50
6.5. Zapasy handlowe i obowiązkowe gazu ziemnego	50
6.6. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw	52
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski	53
7.1. Nord Stream 2 – zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej	54
7.2. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL	55
7.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom	55

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	- Liquefied Natural Gas – 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. - projekt
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
POLIŚ	- 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 uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. 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)
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. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2019 r. poz. 755, 730)
ustawa o zapasach	- ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2018 r. poz. 1323 z późn. zm.)

1. Wnioski

- Systematycznie z roku na rok **wzrasta zużycie** gazu ziemnego. W 2018 r. zapotrzebowanie odbiorców w stosunku do roku poprzedniego **zwiększyło się o 4%, do poziomu 199 TWh**.
- W lutym 2018 r. odnotowano **rekordowo wysokie szczytowe zapotrzebowanie odbiorców, które wyniosło 888,7 GWh/dobę**, i znacząco przekroczyło najwyższe dotąd historyczne zużycie dobowe z 2012 r.
- Zapotrzebowanie pokrywane było w pełni z dostępnych źródeł, a wszystkie systemy gazowe, tj. przesyłowy, dystrybucyjny, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego i magazynowania, działały bez zakłóceń. **Nie istniała więc potrzeba podejmowania żadnych działań nadzwyczajnych – wprowadzania ograniczeń handlowych ani ustawowych w dostawach paliw gazowych do odbiorców czy uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.**
- **Krajowe wydobycie** gazu ziemnego, mimo **stabilizacji wydobycia** na przestrzeni ostatnich lat, w dalszym ciągu pozostaje kluczowym elementem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych.
- **Udział importowanego gazu ziemnego z kierunku wschodniego systematycznie spada. W ciągu ostatnich pięciu lat udział paliw gazowych sprowadzanych z kierunku wschodniego spadł z 76% całkowitego importu do 61% całkowitego importu. Jest to niewątpliwie sukces polityki dywersyfikacyjnej Rządu RP.**
- Jednocześnie wzrastają dostawy paliw gazowych z innych kierunków. **W 2018 r. import paliw gazowych przez terminal LNG w stosunku do roku poprzedniego wzrósł o 58%, a dostawy były realizowane z Kataru, Norwegii i USA.** Podpisanie przez PGNiG S.A. nowych umów na dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu z partnerami z Kataru i z USA zabezpieczą w kolejnych latach dostawy paliw gazowych do Polski od stabilnych kontrahentów.
- **Zgodnie z harmonogramem** realizowana jest inwestycja w gazociąg Balic Pipe. Kontynuowane są również prace nad rozbudową terminalu LNG w Świnoujściu, **jak również realizacją połączeń międzysystemowych z państwami sąsiednimi, tj. ze Słowacją, Litwą, Czechami i Ukrainą.**



- Oprócz realizacji projektów dywersyfikacyjnych **operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych prowadzą działania w zakresie rozbudowy krajowego systemu gazowego**, co przyczyni się również do zapewnienia rozptyłów gazu ziemnego z gazociągu Baltic Pipe i dostaw paliw gazowych.
- Obok programów realizowanych przez operatora systemu przesyłowego, PSG sp. z o.o. w 2018 r. przyjęła do realizacji „**Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022**”, który umożliwi przyłączenie do sieci gazowej nowych odbiorców poprzez budowę sieci dystrybucyjnych na terenach niezgazyfikowanych.
- Prognozy przygotowane na potrzeby Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. oraz OGP Gaz-System S.A. **potwierdzają dynamiczny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w gospodarce (do 308 TWh w 2040 r.)**.
- Wymusza to **konieczność zwiększenia dostępnych zdolności na punktach wejścia** do polskiego systemu przesyłowego oraz rozbudowy infrastruktury wewnątrz krajowej, w szczególności rozbudowy terminalu w Świnoujściu i **budowy pływającego terminalu do odbioru LNG w Zatoce Gdańskiej, tzw. FSRU**, oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego.
- **Rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego**, w których lokowane są zarówno zapasy obowiązkowe oraz zapasy handlowe paliw gazowych, w szczególności kawernowych, stanowi istotny element zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców. **Oczekuje się w kolejnych latach decyzji inwestycyjnych w tym zakresie**.
- Potrzeba dynamicznej rozbudowy infrastruktury gazowej skłania do przeprowadzenia **przeгляdu obowiązujących przepisów regulujących przebieg procesu inwestycyjno-budowlanego w zakresie infrastruktury liniowej** oraz dokonanie oceny, czy możliwe jest dokonanie w nich **zmian ułatwiających realizację planowanych inwestycji**.
- Celem powyższych działań jest stworzenie w Polsce **warunków do stworzenia regionalnego centrum handlu i przesyłu gazu** opartego o gazociąg Baltic Pipe oraz LNG.
- **Umożliwi to zminimalizowanie aktualnych** w dalszym ciągu ryzyk dla polskiego sektora paliw gazowych związanych z budową gazociągu Nord Stream 2, decyzją KE zmieniającą reżim prawny dla gazociągu OPAL, decyzją kończącą postępowanie antymonopolowe wobec Gazprom **oraz niepewnością dotyczącą odwołań strony polskiej w tych postępowaniach**. **Niewiadomą pozostaje kształt relacji rosyjsko-ukraińskich po dniu 1 stycznia 2020 r.**
- Wyniki przygotowanych **wspólnych regionalnych ocen ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego** potwierdzają, że **regionalna infrastruktura pozwala zapewnić nieprzerwane dostawy gazu ziemnego do odbiorców** w przypadku zakłócenia pojedynczego największego elementu infrastruktury regionalnej.
- Przeprowadzone analizy **wykazują potrzebę dostosowania obowiązujących regulacji w zakresie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do zmieniających się warunków rynkowych**. W pierwszej kolejności niezbędne jest **dokonanie zmiany rozporządzenia w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego**, która zwiększy efektywność mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

2. Wstęp

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

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

- 1) źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 2) stan infrastruktury technicznej sektora gazowego;
- 3) działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw;
- 4) przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe;
- 5) planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe paliw gazowych;
- 6) wnioski wynikające 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, zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314) wykonuje Minister Energii. Minister Energii kieruje działami administracji rządowej energia i gospodarka złożami kopalin. Minister Energii działa 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

- Rok 2018 stał pod znakiem **utrzymujących się pozytywnych trendów** na polskim rynku gazu ziemnego.
- Krajowe **wydobycie** gazu ziemnego pozostaje na **stabilnym poziomie**, a **wdrażane innowacyjne metody wydobywania węglowodorów** pozwalają oczekiwać, że tendencja ta będzie się utrzymywać.
- **Rosnące systematycznie w tempie 4-5% rocznie zapotrzebowanie na paliwa gazowe pokrywane jest z coraz bardziej zdywersyfikowanych dostaw.**
- Dynamicznie **rosną dostawy LNG do terminalu LNG w Świnoujściu** – o prawie 60% w stosunku do 2017 r.
- Dostawy LNG z Kataru i USA w dalszym ciągu będą zwiększać się dzięki **nowym umowom PGNIG S.A. na zakup LNG ze Stanów Zjednoczonych.**
- Wyraźnie **zmniejsza się import paliw gazowych z kierunku wschodniego** – o prawie 6% w stosunku do 2017 r.
- Zgodnie z dostępnymi prognozami w najbliższych latach **zapotrzebowanie na paliwa gazowe będzie wciąż rosnąć, przede wszystkim w związku z przewidywanym rozwojem elektroenergetyki opartej o paliwa gazowe oraz dbałością o jakość powietrza.**

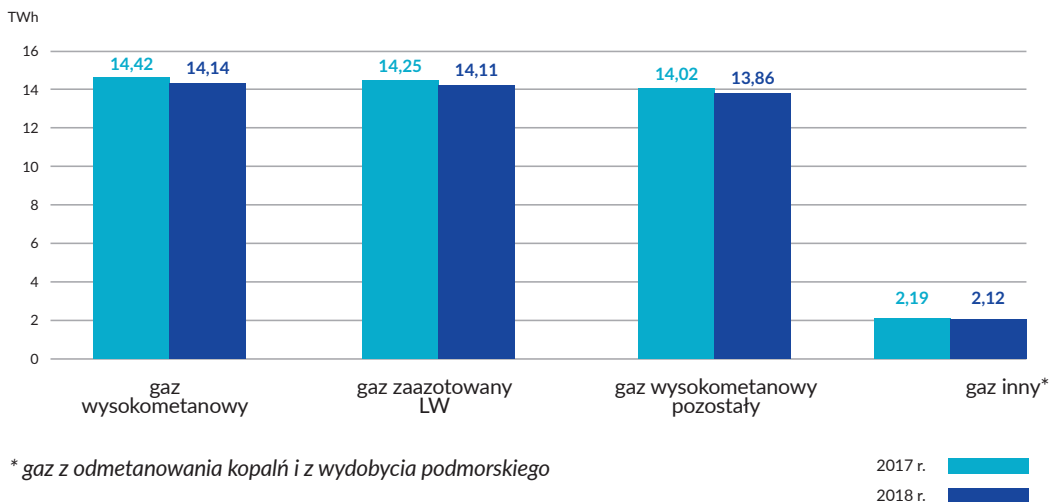


3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

Zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 10 stycznia 2018 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska (Dz.U. poz. 96) za sprawy geologii, należące do działu środowisko, odpowiada Minister Środowiska. Minister Energii natomiast, zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii, odpowiedzialny jest za dział gospodarka złożami kopalni, który obejmuje m.in. uzgadnianie koncesji na wydobywanie węglowodorów udzielanych przez ministra właściwego do spraw środowiska, w zakresie kopalni objętych własnością górnictwem Skarbu Państwa.

W 2018 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 44,24 TWh (w tym gazu ziemnego wysokometanowego – 14,14 TWh, gazu ziemnego zaazotowanego – 27,98 TWh, gazu ziemnego z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego – 2,12 TWh), co stanowiło ok. 21% dostaw gazu ziemnego na rynek krajowy. W stosunku do roku poprzedniego całkowite wydobycie zmniejszyło się o 1,45%, w tym wydobycie gazu ziemnego wysokometanowego spadło o 1,9%, gazu ziemnego zaazotowanego – o 1%, a gazu ziemnego innego (z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego) – o 3,5%. Na spadek wydobycia miało wpływ szczypanie się eksploatowanych złóż oraz zróżnicowana i skomplikowana struktura geologiczna nowych złóż, uniemożliwiająca pełne zastąpienie wydobycia z obecnie eksploatowanych złóż.

Rysunek 1. Wydobycie krajowe gazu ziemnego w 2017 i 2018 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii

Według przygotowanego w 2018 r. przez Państwowy Instytut Geologiczny opracowania „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.” stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 308 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zmniejszył się o 30 TWh. Zmniejszenie ilości udokumentowanych zasobów gazu ziemnego jest wynikiem prowadzonej eksploatacji złóż udokumentowanych.

Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 037 TWh, co stanowi 79% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2017 r. wyniosły 555 TWh.

W wyniku prowadzonych prac poszukiwawczych udokumentowane zostały nowe złoża gazu ziemnego, między innymi na koncesji Lubliniec-Cieszanów odkryto nowe wielohoryzontowe złożo gazu ziemnego. Na początku 2018 r. spółka PGNiG S.A. wykonała dwa otwory poszukiwawcze, które pozwoliły odkryć

nowe złoża gazu ziemnego wysokometanowego na Podkarpaciu. Spółka szacuje, że po podłączeniu do infrastruktury wydobywczej przypiływy gazu z otworu Sędziszów-38K wyniosą ok. 746 MWh/dobę, natomiast z otworu Korzeniówek-1K ok. 241 MWh/dobę. Ponadto, w wyniku przeprowadzenia nowych badań największego złoża w Polsce – złoża gazu ziemnego Przemysł – oszacowano, że zasoby wydobywalne tego złoża mogą być większe o prawie 25% niż wcześniej zakładano, czyli o około 219 TWh.

Spółka PGNiG S.A. podejmuje również działania służące zwiększeniu poziomu wydobycia gazu ziemnego wysokometanowego poprzez wykorzystanie innowacyjnych metod wydobycia węglowodorów ze złóż. Jedną z takich innowacyjnych metod jest przedeksploracyjne ujęcie metanu z pokładów węgla otworami wierconymi z powierzchni przy zastosowaniu szczelinowania hydraulicznego. Technologia ta została już przetestowana i sprawdza się z warunkach górniczo-geologicznych panujących w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Zasoby gazu ziemnego w pokładach węgla w Polsce szacowane są na poziomie nawet do 275 mld m³.

PGNiG S.A., wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym, realizuje projekt Geo-Metan. Według szacunków Państwowego Instytutu Geologicznego w warstwach węglonośnych na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego może znajdować się nawet 170 mld m³ metanu. Dzięki opracowaniu skutecznych metod eksploatacji zasoby te mogą stać się ważnym uzupełnieniem krajowego wydobycia gazu ziemnego. Już w trakcie testów prowadzonych w rejonie Gilowic wydobyto około 900 tys. m³ gazu. W ramach realizacji przedmiotowego projektu spółka PGNiG S.A. podpisała z Polską Grupą Górniczą S.A. umowę dotyczącą uruchomienia testowego wydobycia metanu z pokładów węgla, które są przewidziane do późniejszej eksploatacji w rejonie Mikołowa.

Na koniec 2018 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 19 podmiotów (łącznie 81 koncesje, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 56 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 9 podmiotów z łączną liczbą koncesji 213 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 204 koncesje).

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2018 r. prowadzona była przede wszystkim przez spółkę PGNiG S.A. posiadającą 46 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 192 koncesje na wydobywanie węglowodorów. Spółka wydobywa gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany.

W 2018 r. Minister Energii na podstawie art. 23 ust. 1a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz.U. z 2019 r. poz. 868) uzgodnił 37 projektów koncesji w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i eksploatacji złóż gazu ziemnego przedłożone przez Ministra Środowiska.

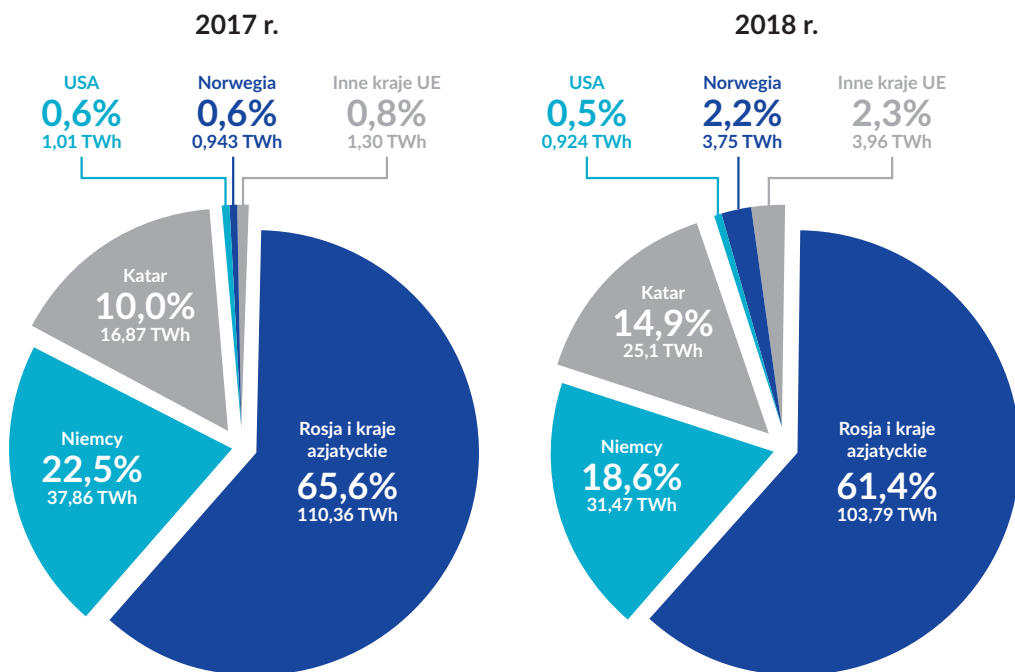


3.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe

W 2018 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 168,99 TWh, i w porównaniu do roku 2017 r. wzrósł o 0,65 TWh, co stanowi wzrost o 0,4%, z czego:

- import paliw gazowych z kierunku wschodniego – 103,79 TWh (co stanowi 61,4% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadł o 5,9%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec – 31,47 TWh (co stanowi 18,6% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 16,9%;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych państw UE – 3,96 TWh (co stanowi 2,3% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 208,2%;
- łącznie LNG – 29,77 TWh (co stanowi 17,6% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 58%, w tym:
 - import z Kataru – 25,1 TWh (co stanowi 14,9% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 48,8%;
 - import z Norwegii – 3,75 TWh (co stanowi 2,2% całkowitego przywozu), wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 297,5%;
 - import z USA – 924 GWh (co stanowi 0,5% całkowitego przywozu), spadek w stosunku do roku poprzedniego o 8,2%.

Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2017 i 2018 r



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Eksport paliw gazowych z Polski w 2018 r. wyniósł 7,27 TWh i w porównaniu do 2017 r. spadł o 44,6%. Gaz ziemny eksportowany był na Ukrainę.

Poniżej przedstawiono strukturę dostaw paliw gazowych do Polski w 2018 r. w porównaniu do 2017 r.

	2017			2018			Różnica 2018-2017	
	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⁾	44 889	21%	-	44 237	21%	-	-652	-1,45%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	168 337	79%	-	168 991	79%	-	654	0,39%
2.1. Import	129 183	61%	77%	133 561	62,6%	79%	4 378	3,39%
2.1.1. Import ze wschodu	110 363	52%	65,5%	103 788	48,7%	61,4%	-6 575	-5,9%
2.1.2. Import z Kataru	16 870	8%	10%	25 101	11,8%	14,9%	8 231	48,8%
2.1.3. Import z USA	1 007	0,5%	0,6%	924	0,4%	0,5%	-83	-8,2%
2.1.4. Import z Norwegii	943	0,4%	0,6%	3 748	1,7%	2,2%	2 805	297,5%
2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe	39 154	18,4%	23,3%	35 430	16,6%	21%	-3 724	-9,5%
2.2.1. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z RFN	37 868	17,8%	22,5%	31 467	14,8%	18,6%	-6 401	-16,9%
2.2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych krajów UE ²⁾	1 286	0,6%	0,8%	3 963	1,8%	2,3%	2 677	208,2%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP³⁾ (1+2)	213 226	100,00%	-	213 228	100,00%	-	2	0,0%
3. Eksport⁴⁾	-13 120	6,2%	-	-7 270	3,4%	-	-5 850	-44,6%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	200 106	93,8%	-	205 958	96,6%	-	5 852	2,9%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów⁵⁾	1 159	-	-	-1 155	-	-	-2 314	-
5. Straty i zużycie własne	-7 722	-	-	-8 325	-	-	603	-
C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	191 225	-	-	198 788	-	-	7 563	3,9%

Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2018 r. w porównaniu do 2017 r.

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

2) w nabyciu wewnątrzwspólnotowym są również zakupy LNG w cysternach

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

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

5) wielkość dodatnia oznacza załoczenie paliw gazowych do magazynu (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C), wielkość ujemna oznacza odebranie paliw gazowych z magazynu (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C)

Systematycznie wzrasta wolumen sprowadzonego LNG do terminalu w Świnoujściu. W 2018 r. łącznie zrealizowano 23 dostaw LNG, w tym 18 z Kataru, 4 z Norwegii i 1 z USA. Dla porównania w 2017 r. miało miejsce 12 dostaw do terminalu LNG w Świnoujściu, a w 2016 r. – 9 dostaw.

Działania spółki PGNiG S.A., głównego importera paliw gazowych do kraju, w zakresie zmiany portfela importowego, służą dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw paliw gazowych wpisując się tym samym w rządowe cele określone w *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 oraz w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*

Zawarte przez spółkę PGNiG S.A. umowy na sprzedaż LNG z Kataru i USA pozwolą na regularne dostawy od stabilnych dostawców i pewnych źródeł. Dzięki umowie z Qatar Liquefied Gas Company Ltd. spółka zakupi ok. 2 mln ton LNG/rok, co odpowiada około 29,6 TWh.

PGNiG S.A. zawarła również umowy z kontrahentami z USA:

- w listopadzie 2017 r. – na okres 5 lat ze spółką Centrica LNG Company Limited. Umowa została zawarta w formule DES (*Delivered ex ship*);
- w październiku 2018 r. – na okres 20 lat z Venture Global Calcasieu Pass LLC oraz Venture Global Plaquemines LNG LLC na zakup 2 mln ton rocznie LNG, co odpowiada około 29,6 TWh. Umowa została zawarta w formule FOB (Free On Board) – rozszerzona następnie umową z czerwca 2019 r. o dodatkowe 1,5 mln ton rocznie;
- w listopadzie 2018 r. – na okres do 2042 r. z Cheniere Marketing International LLP. Dostawy rozpoczną się w 2019 r. łączny wolumen dostaw zrealizowanych w latach 2019-2022 wyniesie ok. 0,52 mln ton LNG, tj. ok. 7,6 TWh. W latach 2023-2042 łączny wolumen importu osiągnie ok. 29 mln ton (ok. 428 TWh), co oznacza, że od 2023 r. PGNiG S.A. każdego roku zakupi ok. 1,45 mln ton LNG (ok. 21,4 TWh). Dostawy będą realizowane według formuły DES;
- w grudniu 2018 r. – na okres 20 lat z Port Arthur LNG (spółka zależna Sempra Energy) na zakup 2 mln ton LNG (ok. 29,6 TWh). Odbiór ładunków rozpocznie się w 2023 r. z terminalu Port Arthur LNG, który powstanie w Jefferson County w Teksasie. Zakupy dokonywane będą na zasadzie FOB.

Udział paliw gazowych sprowadzanych z kierunku wschodniego, zdeterminowanego kontraktem długoterminowym, systematycznie spada, w 2018 r. wyniósł 61,4% całkowitego importu i spadł o 5,9% w stosunku do 2017 r. Pięć lat temu, w 2014 r., udział dostaw ze wschodu stanowił 75,8% całkowitego importu.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie *minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy* (Dz.U. poz. 902), po 2022 r., udział gazu ziemnego z jednego kierunku w dostawach przedsiębiorstw energetycznych nie będzie mógł wynosić więcej niż 33%.

4. Rynek gazu ziemnego. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- **Liczba podmiotów** prowadzących na polskim rynku działalność gospodarczą w sektorze paliw gazowych utrzymuje się na **stabilnym poziomie**.
- Przeważająca większość paliw gazowych sprowadzanych do Polski trafia na rynek hurtowy – ponad 97% paliw gazowych pochodzących z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży.
- Rosnący przywóz paliw gazowych z zagranicy napędza **obrótność na Towarowej Giełdzie Energii, który w ostatnich latach systematycznie wzrasta**.
- Dzięki realizowanej przez operatorów konsekwentnej rozbudowie systemów przesyłowego i dystrybucyjnego gazowego **rośnie również liczba odbiorców przyłączanych do sieci** – w 2018 r. **liczba gospodarstw domowych zużywających paliwa gazowe zwiększyła się o 123 tys.** Odnotowano wzrost o ponad 3% sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych.
- Bez większych zmian pozostaje struktura zużycia paliw gazowych – **najwięcej, bo ok. 65%, paliw gazowych sprzedawane jest do odbiorców przemysłowych**. Wskaźnik ten powinien wzrosnąć znacząco w kolejnych latach z uwagi na fakt, że **tempo wzrostu produkcji energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z paliw gazowych zwiększa się**. Przewiduje się, że w 2040 r. 19% energii elektrycznej będzie wytwarzane z paliw gazowych.
- **W miarę rozwoju rynku**, rośnie świadomość **odbiorców paliw gazowych** – w 2018 r. prawie 54 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych.
- **W trosce o nieprzerwane dostawy paliw gazowych do odbiorców na coraz bardziej dynamicznym rynku, do porządku prawnego wprowadzono instytucję sprzedawcy awaryjnego oraz sprzedaży rezerwowej**, której zadaniem jest zapewnienie dostaw paliw gazowych odbiorcy w przypadku, gdyby wybrany przez niego sprzedawca zaprzestałby dostarczania tych paliw.
- Przygotowane na potrzeby *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* oraz przez OSP prognozy przewidują **dynamiczny wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe**.



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

Według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. przedsiębiorcy posiadali łącznie 318 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych, tj. w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu paliwami gazowymi, jak również obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Na koniec 2018 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 197 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 55 podmiotów. W stosunku do 2017 r. nastąpił nieznaczny spadek liczby podmiotów posiadających koncesje, zarówno w zakresie obrotu paliwami gazowymi (w 2017 r. było to 200 koncesji), jak i w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (w 2017 r. było to 58 koncesji).

Jednak w dalszym ciągu na przestrzeni ostatnich lat utrzymuje się trend wzrostowy w zakresie liczby podmiotów posiadających koncesje na rynku paliw gazowych. W szczególności wzrosła liczba udzielonych w 2018 r. koncesji w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, Prezes URE udzielił 3 koncesje w przedmiotowym zakresie wobec 2 udzielonych w 2017 r. Dla porównania w 2011 r. (przed uruchomieniem obrotu paliwami gazowymi na TGE S.A.) koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 76 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 22 podmioty.

W wyniku prowadzonych w 2018 r. postępowań Prezes URE wydał 18 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz 5 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Zakres koncesji	Koncesje udzielone w 2018 r. [szt.]	Ważne koncesje na 31.12.2018 r. [szt.]	Promesy koncesji udzielone w 2018 r. [szt.]
Magazynowanie	0	1	-
Przesyłanie lub dystrybucja	1	57	4
Obrót	9*	197**	-
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	3***	55****	-
Razem	14	318	4

Tabela 2. Koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych na dzień 31 grudnia 2018 r.

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r.

*w tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą;

** w tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą;

*** w tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą;

**** w tym 19 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

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

Obrót paliwami gazowymi w Polsce prowadzony jest przede wszystkim na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, na mocy zawartej z TGE S.A. umowy. Obecnie TGE S.A. posiada łącznie 75 członków, w tym w zakresie paliw gazowych – 31 członków z Polski, Szwajcarii, Czech, Niemiec i Wielkiej Brytanii. Obrót paliwami gazowymi na TGE S.A. systematycznie rośnie i tak w 2018 r. całkowity wolumen transakcji zawartych na rynkach gazu ziemnego wyniósł 143 TWh, co stanowi wzrost w porównaniu do 2017 r. o 3,4%. Wolumen obrotu na Rynku Terminowym Towarowym wyniósł prawie 120 TWh i wzrósł o 4,3% względem rekordowego do tej pory 2017 r.

Rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 (rozporządzenie NC BAL) w art. 10 zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia rynkowego modelu bilansowania systemów gazowych opartego o platformę

obrotu. Realizując ww. zobowiązania Polska w 2015 r. w obszarze gazu zaazotowanego wdrożyła tzw. środki tymczasowe, mające na celu zachęcenie użytkowników sieci do budowania płynnego rynku gazu zaazotowanego. Środki tymczasowe mogły być stosowane jedynie do dnia 16 kwietnia 2019 r., po tej dacie rozporządzenie 312/2014 w obszarze bilansowania gazu zaazotowanego powinno obowiązywać w pełnym zakresie, to znaczy powinna istnieć możliwość prowadzenia obrotu gazem zaazotowanym na platformie handlowej. Stosowane jednak dotychczas środki tymczasowe, tj. platforma rynku bilansującego, nie spełniły swojej funkcji, tzn. nie przyczyniły się do rozwoju konkurencji na hurtowym rynku gazu zaazotowanego i zwiększenia jego płynności.

W związku z powyższym w 2018 r. Minister Energii wspólnie z Prezesem URE, OSP i TGE S.A., prowadził prace w zakresie wprowadzenia obrotu giełdowego gazem ziemnym zaazotowanym na TGE S.A. Wynikiem prowadzonych prac było uruchomienie w dniu 19 grudnia 2018 r. na prowadzonych przez TGE S.A. rynkach spotowych gazu: Rynku Dnia Bieżącego oraz Rynku Dnia Następnego, pierwszego notowania instrumentów dla gazu ziemnego zaazotowanego. Tym samym został dopełniony obowiązek wynikający z konieczności stosowania rozporządzenia 312/2014.

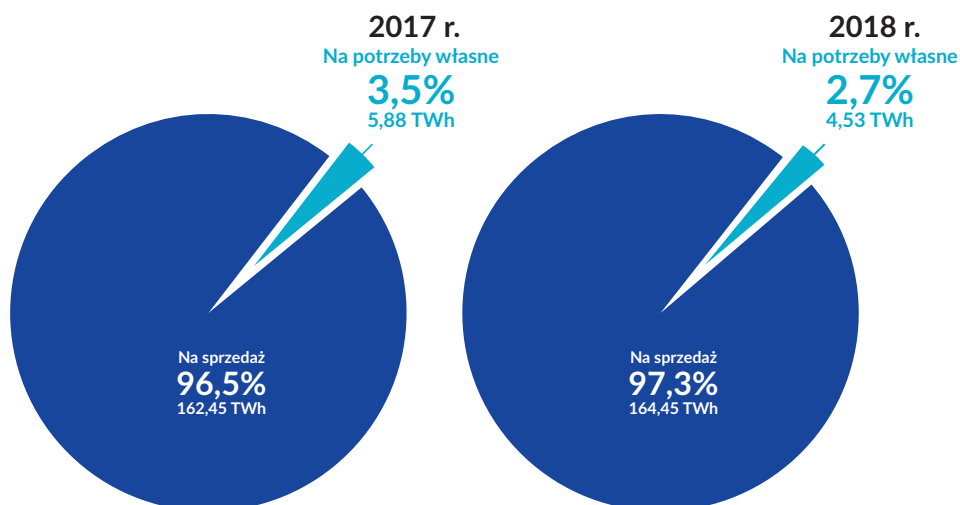
Obrót paliwami gazowymi realizowany jest również na rynku pozagiełdowym w punkcie wirtualnym OTC. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Prezesa URE, w wyniku realizacji kontraktów zawartych w punkcie wirtualnym na rynku OTC dostarczono 28,0 TWh gazu ziemnego.

4.3. Rynek detaliczny. Zmiana sprzedawcy

Z roku na rok obserwowany jest wzrost krajowego zużycia paliw gazowych, które na koniec 2018 r. wyniosło 198,79 TWh, czyli o 3,9% więcej w stosunku do 2017 r. Na przestrzeni ostatnich kilku lat obserwowany jest wzrost sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych, jak również wzrost liczby odbiorców końcowych.

W 2018 r. zdecydowana większość (97,3%) paliw gazowych pochodzących z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży. Pozostała ilość, tj. 2,7%, została przywieziona na potrzeby własne przedsiębiorstw przywożących. Przedsiębiorstwa energetyczne, które w latach poprzednich realizowały przywóz paliw gazowych na potrzeby własne zrezygnowały z tej formy działalności na rzecz zawartych kontraktów z podmiotami dokonującymi przywozu paliw gazowych w celu dalszej odsprzedaży.

Rys. 3. Przywóz paliw gazowych z zagranicy według celów przeznaczenia w 2017 i 2018 r.

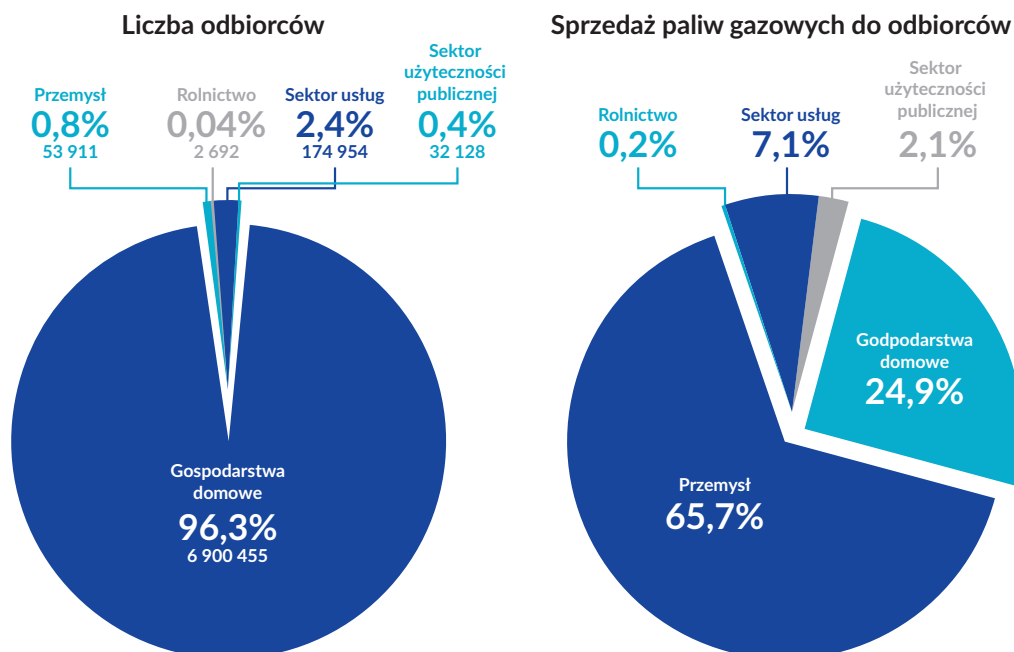


Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

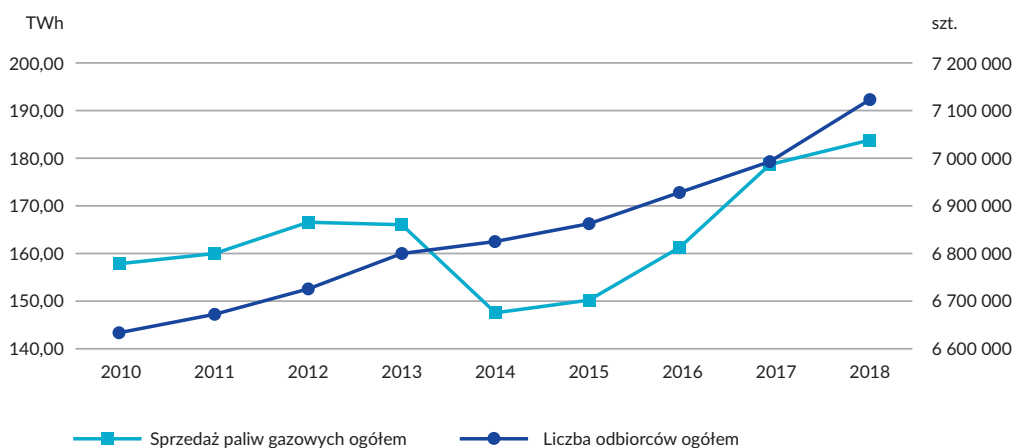
W 2018 r. przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały do ponad 7 mln odbiorców końcowych 184,9 TWh paliw gazowych, co stanowi w porównaniu do 2017 r. wzrost o 3,3%, a w porównaniu do 2016 r. – wzrost o 14,9%. W 2018 r. zwiększyła się prawie o 123 tys. liczba gospodarstw domowych zużywających paliwa gazowe.

Najwięcej, bo ok. 65,7% paliw gazowych, zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych, natomiast ok. 25% – do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Rys. 4. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2018 r.



Rys. 5. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2010–2018.



Źródła: Badania statystyczne Ministra Energii.

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2018 r. pozostawała GK PGNiG (PGNiG S.A. i PGNiG OD sp. z o.o.), której udział w rynku wyniósł 81,8% i w stosunku do roku poprzedniego zmniejszył się o 1,6%. Łącznie spółki GK PGNiG dokonały sprzedaży do odbiorców końcowych 167,5 TWh paliw gazowych. Poza podmiotami z GK PGNiG sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych dokonywało 81 podmiotów.

Zwiększa się udział paliw gazowych w produkcji energii elektrycznej. W 2018 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 9 590 GWh energii elektrycznej, co stanowi ok. 5,8% całkowitej jej produkcji.

Rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh]	w tym z paliw gazowych [GWh]	%
2011	163 153	4 355	2,67%
2012	159 853	4 485	2,81%
2013	162 501	3 149	1,94%
2014	156 567	3 274	2,09%
2015	161 772	4 193	2,59%
2016	162 626	5 776	3,55%
2017	165 852	7 172	4,32%
2018	165 214	9 590	5,8%

Tabela 3. Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych [GWh].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Prezesa URE.

Zgodnie z prowadzonym przez Prezesa URE monitoringiem zmiany sprzedawcy w 2018 r. prawie 54 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych. Łącznie od momentu rozpoczęcia zbierania danych w tym zakresie do dnia 31 grudnia 2018 r. sprzedawcę paliw gazowych zmieniło 190 317 odbiorców.

W celu dostosowania obowiązujących przepisów do wymogów rozwijającego się rynku oraz w trosce o interesy odbiorców końcowych paliw gazowych, Minister Energii podpisał w dniu 21 września 2018 r. rozporządzenie zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. poz. 1814), które weszło w życie w dniu 25 września 2018 r. Rozporządzenie wprowadziło do porządku prawnego instytucję sprzedawcy awaryjnego, którego zadaniem jest zapewnienie odbiorcy dostaw paliw gazowych w przypadku, gdyby wybrany przez tego odbiorcę sprzedawca zaprzestałby dostarczać mu paliwa gazowe.

Instytucja sprzedaży rezerwowej, zarówno w zakresie paliw gazowych, jak i energii elektrycznej, została kompleksowo uregulowana w ustawie z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 2348).

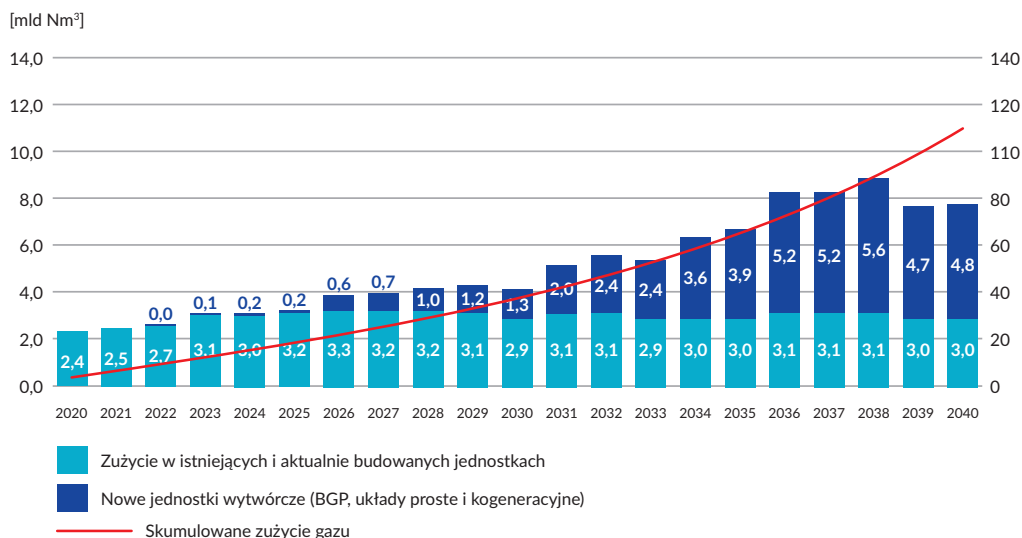
4.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe

Zgodnie z przedstawionym projektem Polityki energetycznej Polski do 2040 roku zakłada się zwiększenie wykorzystania paliw gazowych w jednostkach wytwórczych spełniających rolę rezerwową dla odnawialnych źródeł energii.

Zużycie paliw gazowych w elektroenergetyce będzie wzrastać również z uwagi na wykorzystanie tych paliw w nowych źródłach kogeneracyjnych, a w późniejszym okresie również bloków gazowo-parowych.

Przewiduje się, że trend wzrostowy zostanie wyhamowany dopiero pod koniec lat 30-tych ze względu na budowę bloków jądrowych. Zwiększenie wykorzystania paliw gazowych związane jest również z rozbudową sieci dystrybucyjnej oraz walką z niską emisją.

Rysunek 6. Prognoza zużycia paliw gazowych w elektrowniach i elektrociepłowniach w ujęciu rocznym oraz skumulowane w latach 2020-2040



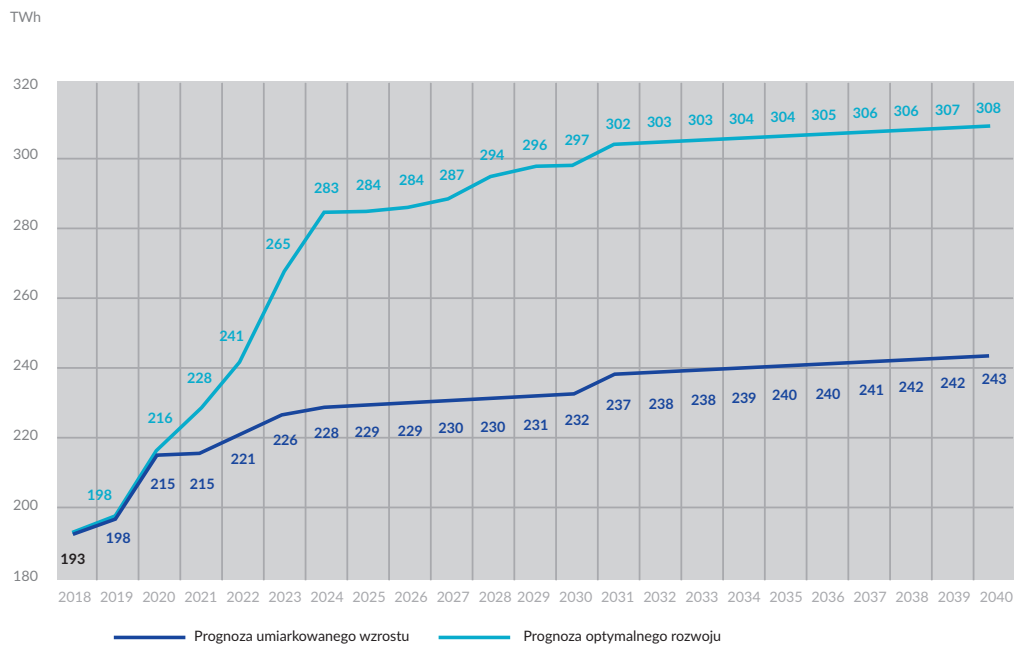
* BGP - blok gazowo-parowy

Źródło: Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego – załącznik nr 1 do Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – projekt z dnia 23.11.2018 r.

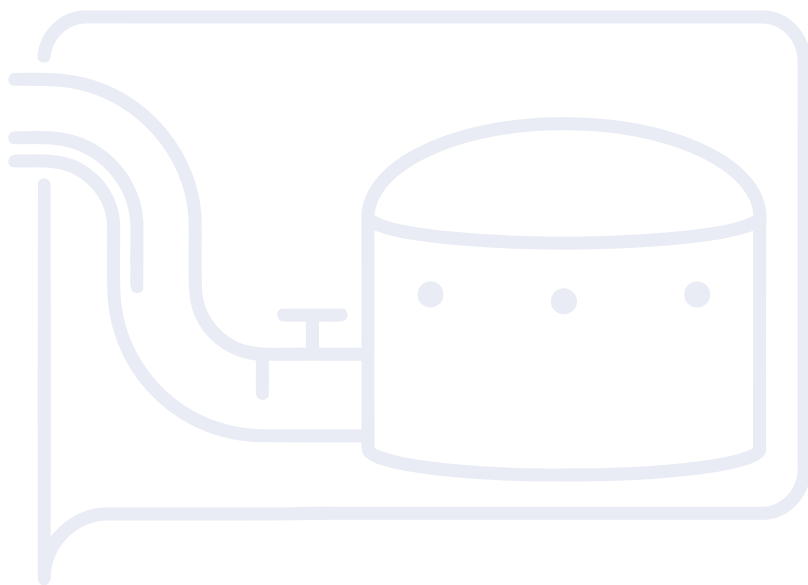
Również przygotowana przez OGP Gaz-System S.A. na potrzeby projektu *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2020-2029* prognoza przewiduje wzrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe. W zależności od przyjętego wariantu (Umiarkowanego Wzrostu lub Optymalnego Rozwoju) zapotrzebowanie ma kształtować się od 243 TWh do 308 TWh w perspektywie do 2040 r. Największy przyrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwa gazowe:

- wariant Umiarkowanego Wzrostu (UW) określony na podstawie zawartych umów przesyłowych, uwzględniający podpisane umowy o przyłączenie dla nowych bloków parowo-gazowych przyłączanych bezpośrednio do krajowego systemu przesyłowego;
- wariant Optymalnego Rozwoju (OR) uwzględnia dodatkowo zwiększenie zapotrzebowania wynikające ze złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia, wydanych warunków o przyłączenie dla odbiorców z sektora elektroenergetyki.

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



Źródło: Projekt Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. na lata 2020-2029 – wyciąg.



5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- Działania OGP Gaz-System S.A. w zakresie **rozbudowy infrastruktury pozwalającej na dywersyfikację dostaw będą zyskiwać na znaczeniu w miarę wzrostu zużycia paliw gazowych** w kolejnych latach, ponieważ **istnienie odpowiednich zdywersyfikowanych zdolności przywozu ma kluczowe znaczenie dla pokrycia zapotrzebowania odbiorców**.
- Najistotniejszymi działaniami w tym zakresie pozostaje **budowa gazociągu Baltic Pipe** oraz **zwiększanie dostępnych zdolności regazyfikacyjnych poprzez rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu i budowę kolejnej instalacji LNG w Zatoce Gdańskiej**.
- Projekt Baltic Pipe realizowany jest **zgodnie z przyjętym harmonogramem prac. Nie występują opóźnienia w realizacji inwestycji** mogące wpłynąć na termin oddania do użytkowania.
- Połączenia międzysystemowe Polska-Słowacja i Polska-Litwa realizowane są zgodnie z otrzymaną ostateczną decyzją inwestycyjną (FID), połączenie Polska-Czechy oczekuje na decyzję strony czeskiej w zakresie realizacji projektu. W przypadku połączenia Polska-Ukraina brak jest wiążącego potwierdzenia zainteresowania realizacją projektu po stronie Ukrainy.
- **Rząd RP skutecznie stara się o fundusze europejskie na projekty gazowe**. Projekty budowy połączeń międzysystemowych konsekwentnie otrzymują dofinansowanie z środków unijnych – w 2018 r. ogłoszona została decyzja KE o przyznaniu dofinansowania dla Baltic Pipe w wysokości ok. 215 mln EUR w ramach CEF Energy, a w 2019 r. dofinansowanie w ramach POLIŚ otrzymał projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu w wysokości 128 mln EUR.
- **Zakończenie przez operatora systemu przesyłowego rozbudowy zdolności przywozu** – realizacja Bramy Północnej oraz rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, zgodnie z przyjętymi harmonogramami, pozwoli w 2022 r. na **pokrycie 143% prognozowanego krajowego zużycia paliw gazowych** ze zdywersyfikowanych źródeł, a realizacja wszystkich planowanych połączeń międzysystemowych dodatkowo wzmocni możliwości dywersyfikacji dostaw paliw gazowych.
- W 2018 r. **stopień wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu kształtował się na poziomie 90%** i był jednym z najwyższych w Europie. Import LNG do terminalu w Świnoujściu w 2018 r. stanowił 17% całkowitego przywozu paliw gazowych i 14,6% krajowego zużycia paliw gazowych.
- Realizacja rządowego **Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski realizowanego przez PSG sp. z o.o. w latach 2018-2022 będzie napędzać wzrost krajowego zużycia paliw gazowych** i pozwoli na **likwidację kolejnych obszarów niezgazyfikowanych** z mapy Polski. Jest on odpowiedzią na **wzrastające zainteresowanie odbiorców przyłączeniem do sieci gazowej**.
- Już w 2018 r. w ramach realizacji Programu dostęp do paliw gazowych uzyskało 28 gmin, a w 58 gminach prowadzone były prace inwestycyjne.
- Potrzeba dynamicznej rozbudowy infrastruktury gazowej, zwłaszcza liniowej, uwarunkowana jest **istnieniem efektywnego otoczenia regulacyjnego w zakresie procesu inwestycyjno-budowlanego**.
- **Rozbudowa pojemności PMG**, w szczególności **kawernowych**, to istotny element zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców. Kolejne lata będą okresem sprzyjającym **podejmowaniu decyzji** inwestycyjnych w tym zakresie, w szczególności z uwagi na powiększające się zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, które w coraz większym zakresie utrzymywane są poza granicami kraju.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2018 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.);
- 8 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (PSG sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A., Blue Cold sp. z o.o., Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz).

Na przestrzeni ostatnich lat obserwowany jest wzrost zawieranych umów o przyłączenie do sieci gazowej. W 2018 r. zawartych zostało ponad 91 tys. umów, gdzie w 2014 r. zawartych zostało niecałe 43 tys. umów o przyłączenie do sieci gazowej. W 2018 r. ponad 100 tys. odbiorców końcowych zostało przyłączonych do sieci gazowej.

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.

Zgodnie z rozporządzeniem 312/2014 (NC BAL) system gazu wysokometanowego, gazu 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 przez Prezesa URE decyzją 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%). Uzupełnieniem wykonywania przez OGP Gaz-System S.A. funkcji operatora jest umowa o powierzenie obowiązków operatora wiążąca spółki SGT EuRoPol GAZ S.A. i OGP Gaz-System S.A.

5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

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

5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy

Krajowy system przesyłowy zarządzany przez OGP Gaz-System S.A. zasilany jest poprzez następujące punkty wejścia związane z:

1. przywozem gazu ziemnego:
 - a) Drozdowicze (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 jamalskim),
 - 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 zaazotowanego i wysokometanowego (2 punkty wejścia do systemu gazu 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 Szczyglice.
3. PMG – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu ziemnego wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu ziemnego stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:
 - a) GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica,
 - b) GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo, oraz
 - c) odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice, w skład której wchodzi PMG Wierzchowice.

W 2018 r. spółka OGP Gaz-System S.A. świadczyła usługi przesyłania paliw gazowych poprzez krajowy system przesyłowy na rzecz 103 podmiotów, a ilość przesłanych paliw gazowych wyniosła 193,7 TWh. Rośnie zainteresowanie przyłączaniem do systemu przesyłowego. W 2018 r. OSP zawarł 32 umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej, podczas gdy w 2017 r. – tylko 10. W 2018 r. do sieci przesyłowej zostało przyłączonych 7 odbiorców.

W 2018 r. długość sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. wyniosła 10 743 km, a liczba stacji przesyłowych będących punktami wejścia do krajowego systemu oraz punktami wyjścia z systemu wyniosła odpowiednio:

67 – liczba punktów wejścia¹⁾ (krajowe i importowe):

956 – liczba punktów wyjścia²⁾:

¹⁾ 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 kopalni oraz produkcję krajową (mieszalnię). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers.

²⁾ 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: 923. Całkowita liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu krajowego, włączając punkty wirtualne wynosi 956.

Lp.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓLEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	10 743
2.	Stacje gazowe	szt.	848
3.	Węzły	szt.	34
4.	Tłocznie	szt.	15

Tabela 4. System przesyłowy będący własnością OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r.

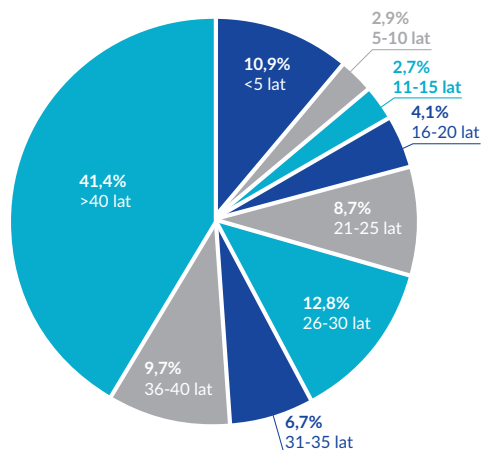
Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Przedział wiekowy	Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	%
Poniżej 5 lat	1 172	10,9%
5-10 lat	309	2,9%
11-15 lat	292	2,7%
16-20 lat	441	4,1%
21-25 lat	934	8,7%
26-30 lat	1 379	12,8%
31-35 lat	725	6,75%
36-40 lat	1 046	9,7%
Powyżej 40 lat	4 445	41,4%
Razem	10 743	100%

Tabela 5. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2018 r.

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 2018.



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

W latach 2009-2015 sieć przesyłowa gazowa została rozbudowana o ok. 1 200 km nowych gazociągów. W latach 2015-2018 oddanych do użytkowania zostało kolejnych 709 km sieci przesyłowej, w tym w 2018 r. – 88 km. Pomimo budowy nowej infrastruktury w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 20 lat, z czego gazociągi ponad 40-letnie stanowią ok. 41% wszystkich eksploatowanych gazociągów przesyłowych.

Ze względu na wiek systemu przesyłowego planowane przez OGP Gaz-System S.A. działania inwestycyjne uwzględniają także zadania modernizacyjno-odtworzeniowe w celu poprawy bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury przesyłowej i zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców.

Rysunek 9. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP Gaz-System S.A.

Sieć przesyłowa zarządzana przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.



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 ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy), Roszków oraz z podziemnych magazynów gazu (Daszewo i Bonikowo). Dodatkowo system gazu zaazotowanego zasilany jest gazem z kopalni Wielichowo, który do osiągnięcia parametrów gazu ziemnego potrzebuje domieszania gazu wysokometanowego w mieszalni gazu Grodzisk Wielkopolski.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego ma charakter wyspowy i nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego. Istnieją wprawdzie infrastrukturalne połączenia pomiędzy obydwoma systemami, jednak ich 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.

5.1.1.3. 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 684 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 Lwódku i Włocławku),
- 5 tłoczni gazu o łącznej mocy 400 MW – TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

W 2018 r. polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego przesłano 392,9 TWh, w Punkcie Wzajemnego Połączenia odebrano 48,9 TWh na potrzeby krajowe, w tym w ramach przesyłania zwrotnego 26,6 TWh paliw gazowych.

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. 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 2018 r. obowiązywał, uzgodniony z Prezesem URE, Krajowy Dziesięcioletni *Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2027*.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

OSP w 2018 r., w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłania paliw gazowych krajowym systemem przesyłowym, zrealizował 485 zadań modernizacyjno-odtworzeniowych, w tym 187 zadań jednorocznych, z czego zakończono zostało 120 zadań, co stanowi 64%. Natomiast w ramach planu remontowego w 2018 r. zrealizowanych zostało 417 zadań, w tym 199 zadań jednorocznych, z czego zakończono 124 zadania, co stanowi 62,3%. OSP łącznie przeznaczył na prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe, kwotę ok. 1,4 mld 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 2018 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)
 - gazociąg Tworóg-Tworzeń,
 - gazociąg Zdieszowice-Wrocław odcinek Brzeg-Zębice-Kietczów,
 - gazociąg Zdieszowice-Kędzierzyn Koźle,
 - gazociąg Zdieszowice-Wrocław (odcinek Zdieszowice-Brzeg),
 - gazociąg Lwówek-Odolanów (etap I – Lwówek-Krobia),
 - gazociąg Hermanowice-Strachocina,

- gazociąg Tworóg-Kędzierzyn Koźle,
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola,
- budowa przyłącza do obiektu Elektrociepłowni Żerań.

2) przetargu – obejmującej etap od uzyskania pozwolenia na budowę do zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych:

- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń,
- gazociąg Oświęcim-Tworzeń wraz z systemową stacją redukcyjno-pomiarową Oświęcim,
- budowa tłoczni Strachocina,
- budowa tłoczni Kędzierzyn-Koźle.

3) projektowania – od decyzji o rozpoczęciu prac projektowych do podpisania umowy na projektowanie gazociągu oraz obejmująca etap pozyskiwania decyzji administracyjnych:

- gazociąg Szczecin-Gdańsk (etap VI Reszki-Wiczlino),
- gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap I Gustorzyn-Leśniewice),
- gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap II Leśniewice-Rawa Mazowiecka),
- gazociąg Gustorzyn-Wronów (etap III Rawa Mazowiecka-Wronów),
- gazociąg Rembelszczyzna-Mory,
- gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim (etap III),
- gazociąg Goleniów-Lwówek (podpisano umowę na wykonanie dokumentacji projektowej),
- rozbudowa tłoczni Goleniów,
- rozbudowa tłoczni Hołowczyce II,
- połączenie międzysystemowe Polska-Czechy – zakończono fazę projektowania (uzyskano pozwolenie na budowę),
- połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja – zakończono fazę projektowania (zatwierdzono dokumentację projektową, uzyskano decyzję o pozwoleniu na budowę),
- połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – odcinek północny (Rudka Skroda-granica państwa) – uzyskano decyzję środowiskową i lokalizacyjną, uzyskano pozwolenie na budowę,
- połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – odcinek południowy (Hołowczyce- Rudka Skroda) – uzyskano decyzję środowiskową,
- połączenie międzysystemowe Polska-Ukraina – uzyskano decyzję środowiskową oraz decyzję lokalizacyjną.

W 2018 r. zakończone zostały następujące inwestycje:

- budowa gazociągu relacji Lwówek-Odolanów, etap II Krobia-Odolanów w województwie dolnośląskim i wielkopolskim o długości 54 km i średnicy 1 000 mm.,
- budowa gazociągu relacji Czeszów-Kiełczów w województwie dolnośląskim o długości 33 km i średnicy 1 000 mm,
- budowa Tłoczni Odolanów w województwie wielkopolskim o mocy 5 MW i przepustowości 180 000 m³/h.

W 2018 r. spółka OGP Gaz-System S.A. otrzymała dofinansowanie z budżetu UE w ramach POLiŚ na lata 2014-2020 na realizację projektów gazociągów wewnątrz krajowych związanych z dywersyfikacją dostaw paliw gazowych. Dofinansowanie otrzymało 10 projektów na łączną kwotę ponad 2,2 mld PLN.

W 2018 r. spółka OGP Gaz-System S.A. prowadziła prace nad przygotowaniem nowego *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029*, który w styczniu 2019 r. został przekazany do konsultacji z użytkownikami systemu przesyłowego.

Nowy Plan Rozwoju, zgodnie z przyjętymi w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* celami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Państwa, zakłada kontynuację rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz budowę alternatywnych kierunków dostaw paliw gazowych do kraju.

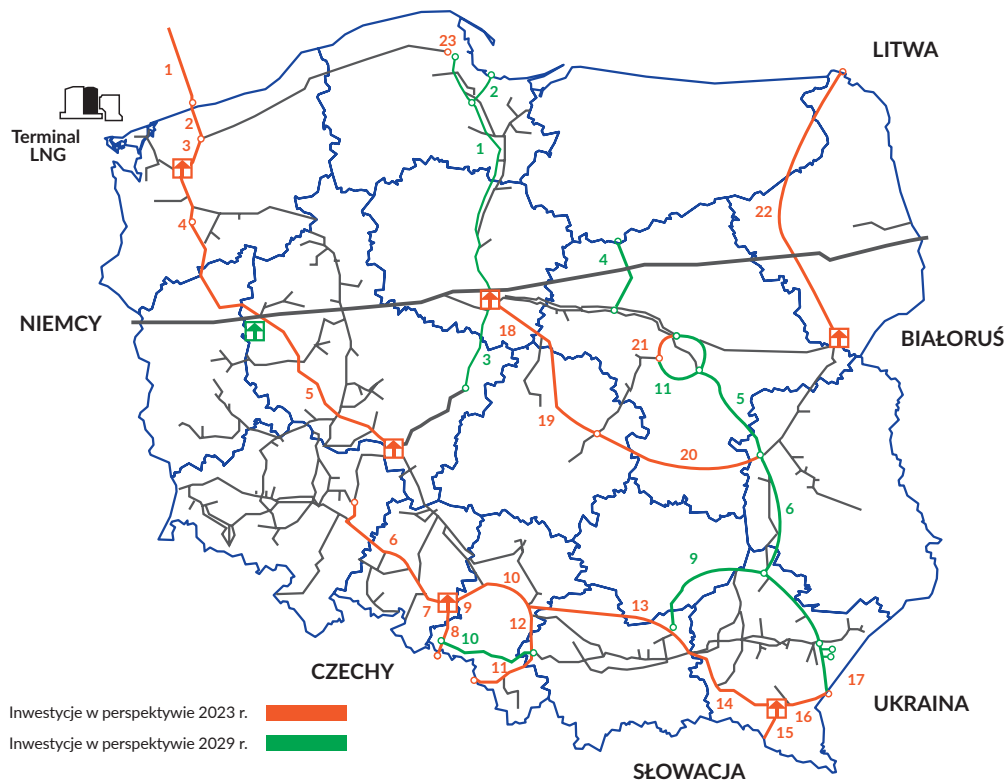
Inwestycje OGP Gaz-System S.A. ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone zostały na dwie perspektywy:

- *Perspektywa 2023* – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2018-2027 (które zostały wymienione powyżej) oraz projektowanie dla rozważanych zadań związanych w szczególności z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego do Polski;
- *Perspektywa 2029* – uwzględnia zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu ziemnego w Polsce i w regionie.

W perspektywie do 2029 r. ujęte zostały następujące inwestycje:

- gazociąg Reszki-Gustorzyn,
- gazociąg Gdańsk-KSP (Kolnik),
- gazociąg Adamów-Gustorzyn,
- gazociąg Płońsk-Uniszki Zawadzkie,
- gazociąg Warszawa Północ-Wronów,
- gazociąg Rozwadów-Końskowola-Wronów,
- gazociąg Jarosław-Rozwadów,
- gazociąg Hermanowice-Jarosław,
- gazociąg Swarzów-Zborów-Rozwadów,
- gazociąg Racibórz-Oświęcim,
- gazociąg Mory-Wola Karczevska.

Rysunek 11. Inwestycje planowane do realizacji przez OGP Gaz-System S.A. w latach 2020-2029.



Źródło: OGP Gaz-System S.A. – Projekt Krajowego Dziesięcioletniego Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029 – wyciąg.

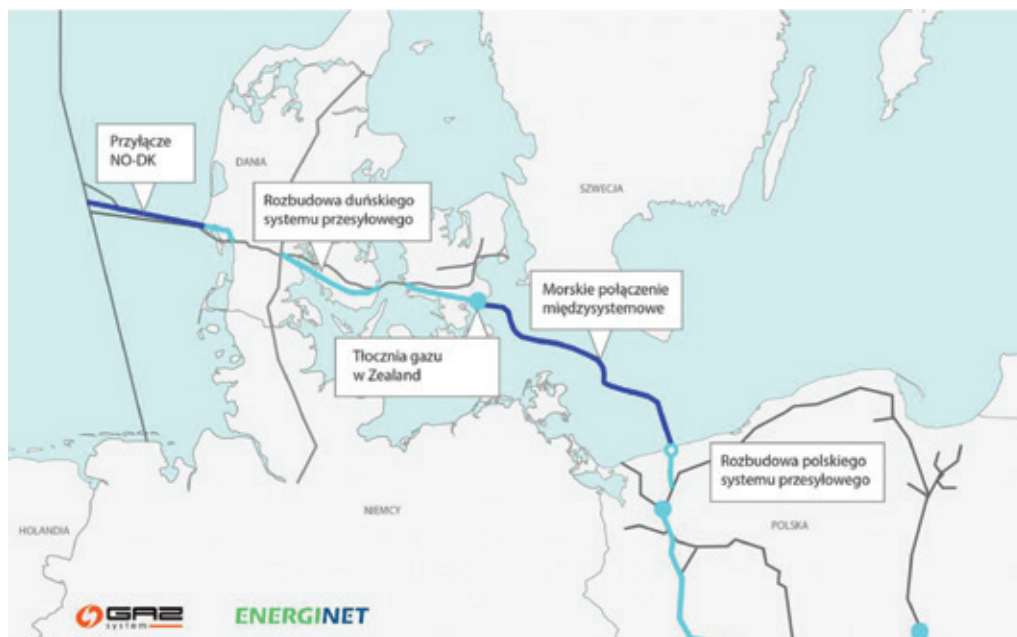
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

Wraz z rozbudową systemu przesyłowego wewnątrz kraju, OSP prowadzi projekty rozwoju połączeń międzysystemowych z Litwą, Słowacją, Ukrainą, i Czechami, które umożliwią integrację europejskich systemów gazowych i dalszą budowę wspólnego rynku paliw gazowych. Wszystkie ww. 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 obejmuje budowę połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Baltic Pipe umożliwi zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego 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,
- budowę gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym,
- budowę gazociągu Goleniów-Lwówek,
- rozbudowę tłoczni Goleniów,
- rozbudowa tłoczni Odolanów,
- budowę tłoczni Gustorzyn.

Rysunek 12. Mapa projektu Baltic Pipe



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Oddanie inwestycji do użytkowania i rozpoczęcie przesyłania paliw gazowych przewidywane jest na październik 2022 r.

W 2018 r. zakończone zostały kluczowe dla realizacji projektu działania formalno-prawne. W listopadzie 2018 r. spółki zaangażowane w projekt, tj. OGP Gaz-System S.A. i Energinet zawarły umowę o realizacji połączenia gazowego Baltic Pipe regulującą zasady współpracy oraz odpowiedzialność stron za poszczególne części projektu.

W dniu 19 listopada 2018 r. podpisana została pomiędzy ministrami spraw zagranicznych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii umowa w sprawie rozgraniczania obszarów morskich na Morzu Bałtyckim. Uzgodniona pomiędzy stronami linia rozgraniczenia dzieli szelfy kontynentalne i wyłączne strefy ekonomiczne Polski i Danii w części Morza Bałtyckiego, znajdujące się na południe od wyspy Bornholm.

Natomiast w dniu 11 grudnia 2018 r. Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej i Minister Energii, Klimatu i Usług Komunalnych Królestwa Danii podpisali, w imieniu obu Rządów, umowę międzyrządową w sprawie realizacji projektu Baltic Pipe. Zawarcie umowy było niezbędnym elementem utworzenia ram prawnych funkcjonowania gazociągu Baltic Pipe. Zawarta umowa międzyrządowa przesądza, że część infrastruktury projektu Baltic Pipe, zlokalizowana na Morzu Bałtyckim, stanowi integralną część polskiego systemu przesyłowego gazowego, co oznacza, że spółka OGP Gaz-System S.A. będzie jej operatorem. Umowa tworzy również ramy prawne pozwalające Prezesowi URE na zatwierdzenie taryfy operatora systemu przesyłowego gazowego, uwzględniającej poniesione przez operatora koszty na realizację, utrzymanie i eksploatację gazociągu podmorskiego oraz tłoczni gazu zlokalizowanej na terytorium Królestwa Danii.

W 2018 r. kontynuowane były badania geofizyczne, geotechniczne i środowiskowe dla podmorskiej części gazociągu. W czerwcu 2018 r. spółka OGP Gaz-System S.A. zaakceptowała wariant trasy gazociągu podmorskiego zaproponowany przez wykonawcę dokumentacji technicznej i środowiskowej. Rekomendowana trasa liczy ok. 275 km i przebiega przez duńskie i polskie obszary morskie oraz przez szwedzką wyłączną strefę ekonomiczną.

W zakresie infrastruktury lądowej prowadzone były prace projektowe oraz działania zmierzające do uzyskania niezbędnych decyzji administracyjnych. OGP Gaz-System S.A. zaakceptował wstępne projekty dla gazociągów lądowych i trzech tłoczni gazu (Goleniów, Odolanów i Gustorzyn) i przystąpiono do opracowania projektów budowlanych.

W chwili obecnej projekt prowadzony jest zgodnie z harmonogramem prac. Nie występują opóźnienia w realizacji mogące wpłynąć na jego termin oddania do użytkowania.

W 2018 r. spółka OGP Gaz-System S.A. podpisała dwie umowy na dofinansowanie inwestycji w ramach unijnego instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF Energy) na realizację zadania:

- „Prace przygotowawcze do Projektu Baltic Pipe aż do uzyskania niezbędnych pozwoleń na jego budowę w Polsce oraz w Danii”, z wartością dofinansowania dla OGP Gaz-System S.A. – 25,79 mln EUR;
- „Wzmocnienie krajowych systemów przesyłowych gazu w Polsce i Danii dla projektu Baltic Pipe”, z wartością dofinansowania dla OGP Gaz-System S.A. – 2,6 mln EUR.

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. zgłosił wniosek o dofinansowanie na realizację projektu Baltic Pipe w zakresie realizacji prac budowlanych. KE ogłosiła decyzję o przyznaniu dofinansowania projektowi w kwocie ok. 215 mln EUR w styczniu 2019 r.

W 2018 r. Minister Energii wydał 5 postanowień w zakresie wniosków spółki OGP Gaz-System S.A. o wydanie uzgodnienia na układanie i utrzymywanie podmorskiego rurociągu w wyłącznej strefie ekonomicznej dla inwestycji budowy gazociągu Baltic Pipe, co jest wymagane ustawą z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. z 2017 r. poz. 2205 oraz z 2018 r. poz. 317 i 1338).

W 2018 r. działał powołany zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów Międzyresortowy Zespół do spraw projektu Baltic Pipe oraz rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu, którego zadaniem jest koordynacja działań poszczególnych organów administracji w zakresie podejmowanych działań dotyczących realizacji projektu Baltic Pipe oraz rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu. Przewodniczącym Zespołu jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

W 2018 r. przeprowadzono 3 posiedzenia Zespołu, których celem było monitorowanie postępu prac oraz koordynowanie terminowej realizacji inwestycji zgodnie z przyjętym harmonogramem.

Rysunek 13. Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL)



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Planowana zdolność przesyłowa projektowanego połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Litwą (Gas Interconnector Poland Lithuania, tzw. GIPL) szacowana jest na 26,33 TWh/rok w kierunku Litwy oraz 18,65 TWh/rok w kierunku Polski.

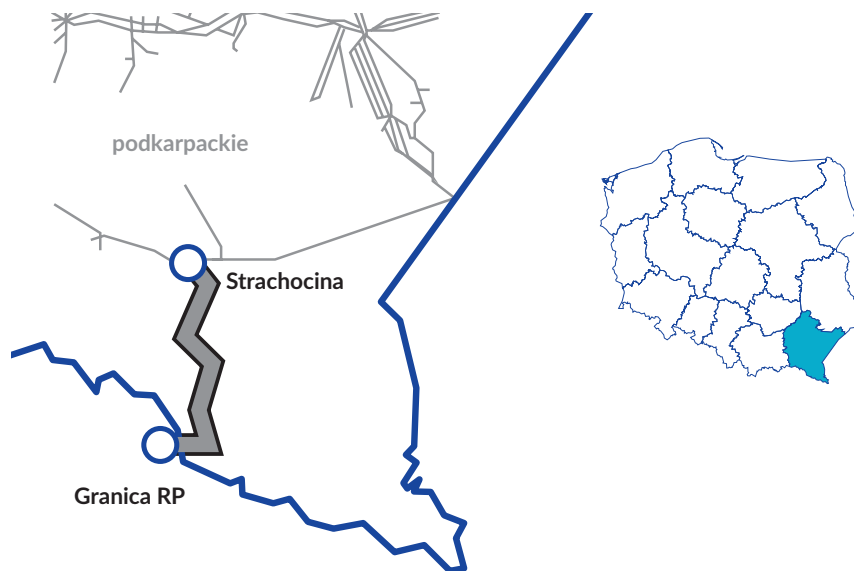
Gazociąg przebiegać będzie przez województwa mazowieckie, podlaskie i warmińsko-mazurskie, tj. przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą gazową. Tym samym realizacja projektu GIPL połączona z rozwojem sieci dystrybucyjnej zwiększy możliwości dostępu do paliw gazowych w północno-wschodniej Polsce.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

W 2018 r. spółki zaangażowane w projekt – OGP Gaz-System S.A. oraz Amber Grid – kontynuowały działania w zakresie prac projektowych. W 2018 r. spółki OGP Gaz-System S.A., Amber Grid, Conexus (operator łotewskiego systemu przesyłowego) oraz Elering (operator estońskiego systemu przesyłowego) podpisały umowę międzyoperatorską regulującą wzajemne zobowiązania w zakresie realizacji projektu oraz umowę regulującą aspekty prawne, biznesowe i techniczne realizacji projektu (Connection Agreement).

Projekt budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa posiada dofinansowanie z instrumentu finansowego CEF Energy na prace budowlane w wysokości 266,5 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A.

– 208,5 mln EUR) oraz na dofinansowanie prac projektowych w wysokości 10,1 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. – 7,6 mln EUR). Projekt znalazł się również na trzeciej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Rysunek 14. 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 na połączeniu Polska-Słowacja szacowane są na 62,54 TWh/rok w kierunku Polski oraz 51,57 TWh/rok w kierunku Słowacji.

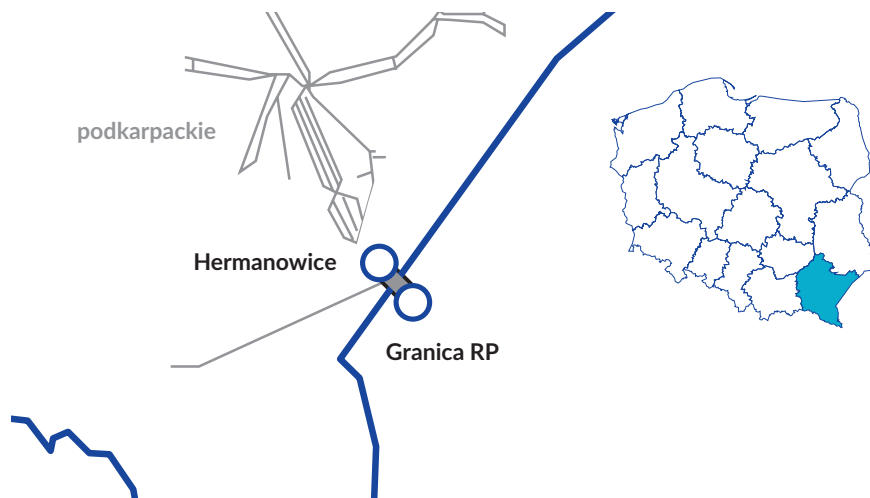
Niezbędna dla funkcjonowania połączenia infrastruktura przewidziana do budowy na terytorium Polski to:

- gazociąg Tworóg-Tworzeń (w fazie realizacji),
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń (w fazie przetargu),
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola (w fazie realizacji),
- gazociąg Strachocina-granica Polski (w fazie przetargu),
- tłocznia Strachocina (w fazie przetargu).

W 2018 r. obie spółki kontynuowały prace projektowe. W kwietniu 2018 r. spółki zawarły umowę o realizacji połączenia gazowego Polska-Słowacja (*Connection Agreement*), na podstawie, której obaj operatorzy podjęli pozytywne decyzje inwestycyjne w zakresie realizacji projektu. W czerwcu 2018 r. OGP Gaz-System S.A. zakończył działania w zakresie prac projektowych i uzyskał pozwolenie na budowę polskiego odcinka gazociągu. W listopadzie 2018 r. rozpoczęło się postępowanie przetargowe na budowę gazociągu wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi.

Projekt budowy połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja otrzymał w latach 2014-2017 dofinansowanie z instrumentu finansowego „Łącząc Europę” w sektorze energii (CEF Energy) w wysokości 112,4 mln EUR. Ponadto w listopadzie 2017 r. projekt znalazł się na trzeciej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Północ-Południe w Europie Środkowej i Wschodniej.

Rysunek 15. Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemem ukraińskim stanowi element gazowego Korytarza Północ-Południe łączącego terminal LNG w Świnoujściu z krajami Europy Środkowej i Wschodniej poprzez systemy przesyłowe poszczególnych państw i połączenia transgraniczne. Dostawy paliw gazowych w kierunku Ukrainy od listopada 2012 r. realizowane są przez punkt Hermanowice. Usługa ta jest realizowana na zasadach przerywanych, co oznacza, że może być przerwana lub ograniczona ze względu na niekorzystne warunki rozprywu paliw gazowych w sieciach polskich lub ukraińskich. Aktualnie maksymalne techniczne możliwości przesyłu gazu przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy wynoszą do 16,46 TWh/rok.

Nowe połączenie ma na celu zabezpieczenie dostaw paliw gazowych z Polski do Ukrainy, a także zabezpieczenie dostaw z Ukrainy do państw UE. Rozbudowa połączenia międzysystemowego umożliwi polskim przedsiębiorstwom rozwój działalności handlowej w zakresie obrotu paliwami gazowymi na rynku ukraińskim, jak również na wykorzystanie tamtejszej infrastruktury magazynowej. Zwiększenie przepustowości połączenia pomiędzy Polską a Ukrainą pozwoli na integrację regionalnego rynku paliw gazowych, a także przyczyni się do wzmocnienia solidarności energetycznej pomiędzy krajami UE i Wspólnoty Energetycznej.

Spółki zaangażowane w projekt to OGP Gaz-System S.A. i ukraiński PJSC „UKRTRANSGAZ”. Długość projektowanego połączenia to 1,5 km po stronie polskiej i 110 km po stronie Ukrainy, a techniczne zdolności przesyłowe w obu kierunkach ma wynieść ok. 54,86 TWh/rok.

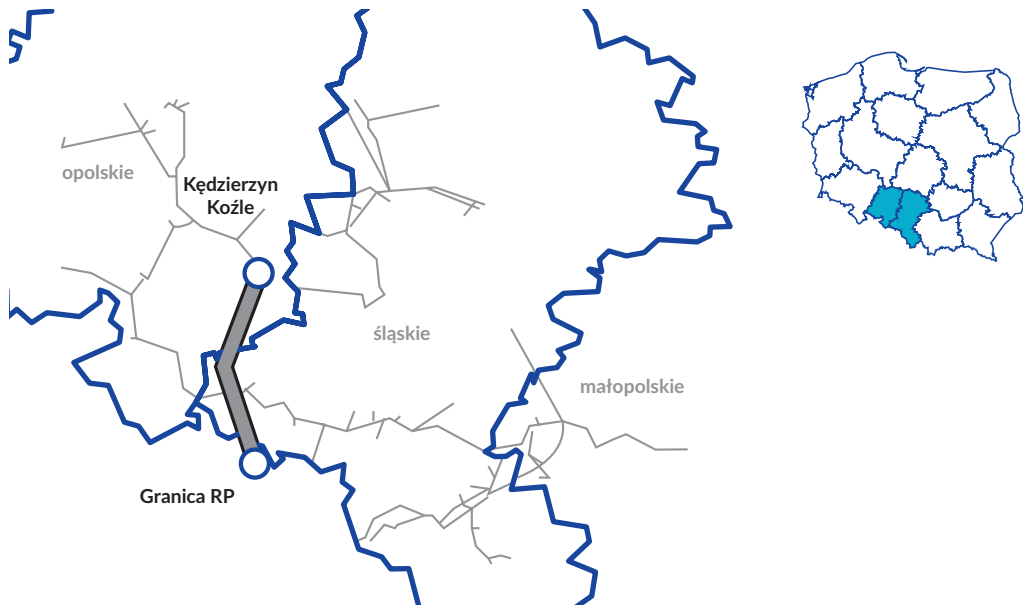
Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina obejmuje budowę:

- gazociągu Hermanowice-Strachocina (w fazie realizacji),
- gazociągu Hermanowice-granica Polski wraz ze stacją pomiarową (w fazie projektowania),
- tłoczni Strachocina (w fazie przetargu).

W 2018 r. spółki realizujące projekt kontynuowały prace projektowe, uzyskano decyzję środowiskową oraz lokalizacyjną. W czerwcu 2018 r. pozytywnie zakończona została niewiążąca procedura badania zainteresowania rynku przepustowością na granicy polsko-ukraińskiej. Jej wyniki będą podstawą dalszych wspólnych analiz nad rozwojem infrastruktury pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Ukrainy.

Projekt połączenia gazowego Polska-Ukraina w listopadzie 2018 r. znalazł się na liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania pomiędzy Wspólnotą Energetyczną a UE (*Projects of Mutual Interest – PMI*).

Rysunek 16. Rozbudowa połączenia międzysystemowego Polska-Czechy



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Projekt połączenia międzysystemowego z Czechami realizowany jest przez spółkę OGP Gaz-System S.A. wspólnie ze spółką Net4Gas – czeskim operatorem systemu przesyłowego.

Projekt przewiduje budowę połączenia transgranicznego Polska-Czechy o długości ok. 107 km (Libhost-Hat-Kędzierzyn), umożliwiającego przesył paliw gazowych w ilości do 71,32 TWh/rok w kierunku Polski. Projekt zakłada także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 54,86 TWh/rok.

Niezbędna dla funkcjonowania połączenia gazowego Polska-Czechy infrastruktura przewidziana do budowy na terenie Polski to:

- gazociąg Czeszów-Wierzchowice (oddany do eksploatacji w 2017 r.),
- gazociąg Czeszów-Kiełczów (oddany do eksploatacji w 2018 r.),
- gazociąg Zdzeszowice-Wrocław (w fazie realizacji),
- gazociąg Zdzeszowice-Kędzierzyn-Koźle (w fazie realizacji),
- gazociąg Tworóg-Kędzierzyn-Koźle (w fazie realizacji),
- gazociąg Kędzierzyn-Koźle-granica Polski (zakończono fazę projektowania),
- tłocznia Kędzierzyn-Koźle (w fazie realizacji).

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuował prace w zakresie realizacji projektu. Po stronie polskiej zakończone zostały prace projektowe i uzyskano pozwolenie na budowę. Prowadzone są rozmowy pomiędzy operatorami systemów przesyłowych Polski i Czech w zakresie podjęcia decyzji biznesowej, która pozwoli na rozpoczęcie etapu realizacji projektu. Do uruchomienia prac budowlanych niezbędne są ustalenia po stronie czeskiej między czeskim operatorem systemu przesyłowego a czeskim organem regulacyjnym. Bez tych ustaleń nie jest możliwe uzyskanie zgody na realizację projektu po stronie czeskiej.

5.2. System dystrybucyjny paliw gazowych

5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

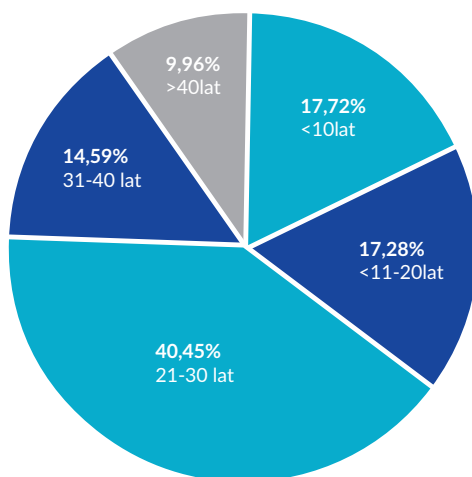
Według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r. na terytorium RP w obszarze dystrybucji paliw gazowych funkcjonowało 55 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE, w tym 1 prawnie wydzielony – podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego wydzielenia od innych rodzajów działalności – PSG sp. z o.o.

Spółka PSG sp. z o.o. to największy operator, zarządzający w 2018 r. ok. 95,5% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość na obszarze kraju wraz z przyłączami wynosi 195 tys. km. PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK PGNiG i w 2018 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 482 gminach na terenie całego kraju. W 2018 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców 105,9 TWh paliw gazowych.

Pozostałe ok. 4,5% sieci dystrybucyjnych było własnością pozostałych 54 spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

W 2018 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie prawie 2 tys. km sieci dystrybucyjnych, z czego ponad 99% przypada na PSG sp. z o.o.

Rysunek 17. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych według stanu na dzień 31 grudnia 2018.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

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

W 2018 r. stopień gazyfikacji kraju wyniósł 64,8%. W dalszym ciągu stosunkowo niski stopień gazyfikacji kraju w połączeniu z systematycznym wzrostem zapotrzebowania na paliwa gazowe generuje zapotrzebowanie na przyspieszenie dotychczasowego tempa rozbudowy sieci gazowej. Dostępność paliw gazowych wpływa pośrednio na rozwój sektora przemysłowego (lokalizacja większych zakładów przemysłowych), a tym samym rozwój gospodarczy oraz wyrównywanie różnic cywilizacyjnych. Zwiększenie inwestycji w sieć

gazową kraju jest celem przygotowanego i ogłoszonego w październiku 2018 r. rządowego „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 77% (wzrost o 12,2%). Przewidziane 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 przyłączenia nowych odbiorców.

Projekt rozbudowy i modernizacji gazowej sieci dystrybucyjnej wpisuje się w kluczowe plany określone w *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020* oraz w projekcie *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*, 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 gazociągu Baltic Pipe i dostaw paliw gazowych do większej liczby odbiorców.

W ramach realizacji przez spółkę PSG sp. z o.o. Programu w 2018 r. dostęp do paliw gazowych uzyskało 28 gmin, a w 58 gminach prowadzone były prace inwestycyjne. Ponadto, w wyniku zakończenia prac koncepcyjnych rozbudowy sieci gazowej, zatwierdzone zostały inwestycje, które będą realizowane w kolejnych 50 gminach. Dodatkowo w 164 gminach prowadzone były analizy techniczno-ekonomiczne, których efektem będzie wybór najbardziej optymalnej rozbudowy sieci gazowej.

W 2018 r. spółki realizujące inwestycje z obszaru dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych gazu) podpisały kolejne umowy o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020. W obecnej perspektywie unijnej podpisane zostały umowy na dofinansowanie dotyczące 15 projektów z szacowaną łączną kwotą dofinansowania w wysokości ok. 255 mln PLN, w tym 9 projektów zgłoszonych przez PSG sp. z o.o., 3 projekty zgłoszone przez spółkę DUON Dystrybucja S.A. i 2 projekty zgłoszone przez spółkę SIME Polska sp. z o.o. oraz 1 projekt spółki EWE Energia sp. z o.o.

W 2018 r. zakończone zostały lub prowadzone były przy zaangażowaniu Ministra Energii istotne zmiany legislacyjne, których celem było uproszczenie i skrócenie przebiegu procesu inwestycyjno-budowlanego.

W efekcie dotychczasowych działań:

- budowa sieci gazowych o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa została zwolniona z obowiązku uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę – zmiana weszła w życie w dniu 11 lutego 2019 r. na mocy ustawy z dnia 6 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 51),
- decyzji zobowiązującej właściciela nieruchomości do jej udostępnienia na potrzeby wykonania przez operatora czynności eksploatacyjnych nadany został rygor natychmiastowej wykonalności – zmiana weszła w życie w dniu 1 stycznia 2019 r. na mocy ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348),
- operatorów systemów dystrybucyjnych objęto ułatwieniami w nabywaniu własności albo prawa użytkowania wieczystego nieruchomości rolnych na cele związane z budową, modernizacją lub rozbudową systemu dystrybucyjnego gazowego. Przed wprowadzeniem zmiany rozwiązaniami takimi objęci byli wyłącznie operatorzy systemów przesyłowych oraz przedsiębiorstwa posiadające koncesję na przesyłanie paliw ciekłych – zmiana weszła w życie w dniu 26 czerwca 2019 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1080).

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 2022 r.

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

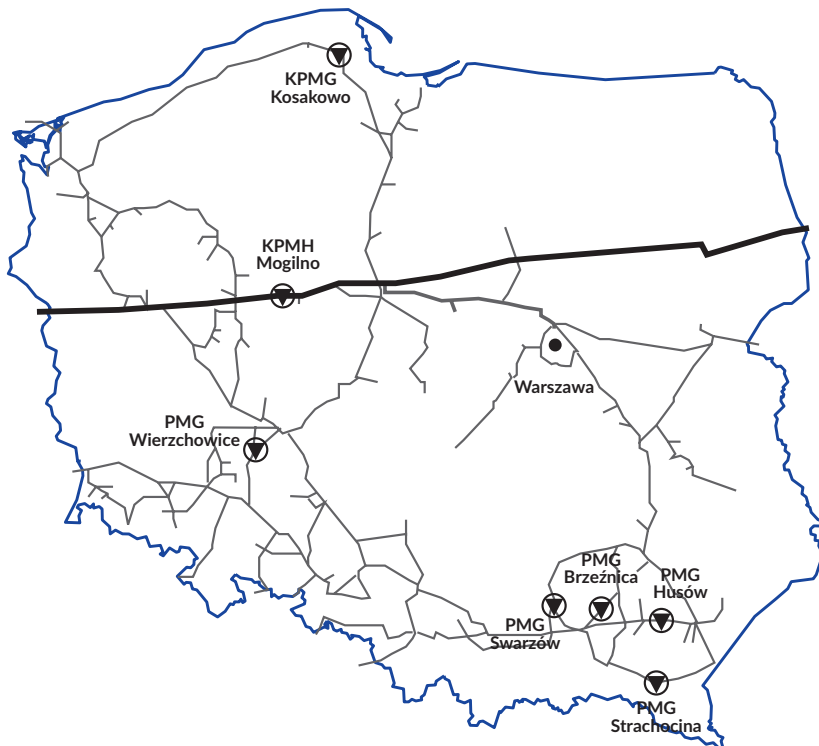
- magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina,
- magazyny w kawernach solnych: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Oprócz ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotanowego, zarządzane przez spółkę PGNiG S.A.: PMG Daszewo i PMG Bonikowo, magazyny te służą do stabilizacji wydobycia gazu zaazotanowego.

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 2 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 18. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce.



Spółka stale modyfikuje zasady świadczenia usług i udostępniania pojemności i mocy instalacji magazynowych, aby dostosować je do potrzeb uczestników rynku przy optymalnym wykorzystywaniu instalacji magazynowych. W dniu 6 kwietnia 2018 r. zatwierdzony został tekst jednolity *Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania* z dnia 18 czerwca 2014 r. (z późn. zm.) W 2018 r. OSM przeprowadził konsultacje dwóch zmian *Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania*.

5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej

Według stanu na koniec 2018 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wynosiła 33,2 TWh, co odpowiada ok. 16,7% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [w GWh]
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	13 200
Mogilno	kawerny solne	6 570
Husów	złoże wyeksploatowane	5 625
Strachocina	złoże wyeksploatowane	4 050
Swarzów	złoże wyeksploatowane	1 008
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 125
Kosakowo	kawerny solne	1 622
Razem		33 201,2

Tabela 6. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2018 r.).

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych Gas Storage Poland sp. z o.o.

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

W 2018 r. spółka PGNiG S.A. w ramach *Programu rozwoju pojemności czynnej PMG* kontynuowała działania w zakresie rozbudowy KPMG Kosakowo. Celem projektu jest stabilizacja zasilania w paliwa gazowe rejonu północnej Polski. Po zakończeniu inwestycji, w 2021 r., pojemność czynna instalacji magazynowej osiągnie 3,24 TWh.

W 2018 r. prowadzona była budowa klastra B magazynu, zakończono proces ługowania oraz napełnienia gazem ziemnym trzech pierwszych komór klastra. Pojemność czynna nowych komór, które zostały oddane do eksploatacji w styczniu 2019 r., wynosi 1,04 TWh. Prowadzony był również proces ługowania dwóch kolejnych komór klastra B, których oddanie do eksploatacji planowane jest na 2021 r.

Obserwowany na przestrzeni ostatnich lat wzrost importu paliw gazowych na potrzeby pokrycia zwiększającego się zapotrzebowania odbiorców zwiększa wrażliwość systemu gazowego na wszelkie zakłócenia w dostawach. Przewidziany w ustawie o zapasach mechanizm minimalizuje ryzyko takich zakłóceń poprzez powiązanie wymiaru zapasów obowiązkowych gazu ziemnego z wielkością dokonywanego przywozu. Jednak równie istotnym elementem zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców są wystarczające pojemności magazynowe, w których mogłyby zostać ulokowane zapasy obowiązkowe oraz zapasy handlowe przed rozpoczęciem sezonu zimowego.

W sezonie zimowym 2018/2019 odnotowano wzrost poziomu zapasów obowiązkowych o ok. 21% w stosunku do sezonu zimowego 2017/2018, co znacząco wpłynęło na wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych. Jednak ze względu na ograniczone zdolności magazynowe w kraju część zapasów obowiązkowych (7,7%) utrzymywana była poza granicami Polski.

Zarówno w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, jak i w projekcie *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* zakłada się rozbudowę pojemności magazynowych do minimum 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r.

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2018 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego posiadało 8 podmiotów: PSG sp. z o.o., Duon Dystrybucja S.A., LNG- Silesia sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A., Blue Cold 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 jest terminal LNG w Świnoujściu. Operatorem instalacji jest spółka Polskie LNG S.A., w której 100% udziałów posiada OGP Gaz-System S.A. Spółka została powołana do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru gazu LNG w Świnoujściu.

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. Zdolności regazyfikacyjne terminalu wynoszą maksymalnie 54,86 TWh/rok. Terminal realizuje ponadto usługi w zakresie:

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

W 2018 r. do kraju, poprzez terminal LNG w Świnoujściu, sprowadzono łącznie 29,77 TWh gazu LNG. Gaz importowany był przez spółkę PGNiG S.A. z Kataru, Norwegii i USA.

Dostęp do obecnie istniejących zdolności regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu został w całości zarezerwowany przez spółkę PGNiG S.A. W 2018 r. stopień wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu kształtował się na poziomie 90% i był jednym z najwyższych w Europie. Import LNG do terminalu w Świnoujściu w 2018 r. stanowił 17,6% całkowitego przywozu paliw gazowych i 14,9% krajowego zużycia paliw gazowych.

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 jest ono niewystarczające.

W 2018 r. PSG sp. z o.o. poprzez sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG dostarczyła do odbiorców końcowych 88,9 GWh paliw gazowych.

W 2018 r. PSG sp. z o.o. dysponowała 18 stacjami regazyfikacji LNG zlokalizowanymi w województwie mazowieckim, dolnośląskim, pomorskim, podlaskim, małopolskim, lubuskim, warmińsko-mazurskim i opolskim. W 2018 r. PSG sp. z o.o. oddała do eksploatacji 5 stacji regazyfikacji LNG w: Chorzelach, Kępicach, Białce Tatrzańskiej, Zatorze, Sobótce i Wleniu.

Ponadto spółka PGNiG S.A. posiada własne instalacje do produkcji LNG w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim. Paliwa skraplane w tych instalacjach pochodzą ze złóż eksploatowanych przez spółkę w zachodniej Polsce.

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

5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu

Planowana jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu z obecnych zdolności regazyfikacyjnych na poziomie 54,86 TWh/rok do 82,29 TWh/rok. Rozbudowa terminalu, oprócz uruchomienia dodatkowych zdolności regazyfikacyjnych, obejmie 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 82,29 TWh/rok (zakończenie w 2021 r.);
- 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 instalacji przeładunkowej LNG na kolej wraz z bocznicą kolejową (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 surowca (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 (Dz. U. z 2017 r. poz. 2302), sprawuje Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Koordynatorem jest zaś OGP Gaz-System S.A.

W 2018 r. spółka Polskie LNG S.A. uzyskała decyzję o pozwoleniu na budowę inwestycji polegającej na rozbudowie mocy regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu oraz prowadziła starania o uzyskanie decyzji środowiskowych oraz lokalizacyjnych dotyczących wszystkich projektów realizowanych w ramach Programu Rozbudowy Terminalu LNG. Komplet decyzji spółka uzyskała w styczniu 2019 r. W 2018 r. rozpoczęto również postępowania przetargowe na wyłonienie wykonawców poszczególnych inwestycji.

Projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu znajduje się na trzeciej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym opublikowanej w listopadzie 2017 r. i posiada status projektu PCI. Ponadto w 2018 r. projekt został zgłoszony do dofinansowania z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności w ramach POIiŚ. Dofinansowanie w wysokości maksymalnie 553 mln PLN (128 mln EUR) zostało przyznane w 2019 r., a podpisanie umowy o dofinansowanie miało miejsce w dniu 24 kwietnia 2019 r. w Świnoujściu.

5.4.2.2. Stacje regazyfikacji LNG

Spółka PSG sp. z o.o. zgodnie z zatwierdzonym przez Prezesa URE Planem Rozwoju na lata 2018-2022 planuje rozwój systemu gazowego również z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. Spółka planuje realizację 44 projektów w zakresie wykorzystania LNG w celu zasilania „wyspowych” stref dystrybucyjnych oraz 1 projekt jako dodatkowe źródło zasilania dla istniejącej strefy dystrybucyjnej, łącznie w 44 gminach.

Również w ramach realizacji Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018-2022 planowana jest gazyfikacja gmin z wykorzystaniem technologii LNG. W związku z faktem, że Program został uruchomiony w II połowie 2018 r., gdy realizowany był już Plan Rozwoju, PSG sp. z o.o. planuje rozpoczęcie prac nad przygotowaniem nowego planu rozwoju, który zapewni pełną zgodność tych dwóch dokumentów. W sumie, do końca 2022 r., PSG Sp. z o.o. planuje wybudowanie około 80 stacji regazyfikacji LNG.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- W 2018 r. Minister Energii prowadził prace w zakresie wykonania rozporządzenia 2017/1938 – tj. przygotowania wspólnej i krajowej Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego oraz krajowego Planu działań zapobiegawczych i Planu działań na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.
- Minister Energii rozpoczął w 2018 r. prace nad zmianą rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, aby w obliczu utrzymujących się zagrożeń o charakterze międzynarodowym zapewnić ograniczeniom w poborze jak największą efektywność.
- Zmiana rozporządzenia umożliwi również zagwarantowanie wskazanym zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938 odbiorcom chronionym niezakłóconych dostaw paliw gazowych w przypadku wystąpienia zakłóceń.
- Coraz więcej podmiotów przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych poprzez utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego – w stosunku do roku poprzedniego o ok. 21% wzrósł poziom utrzymywanych zapasów. Zwiększył się również udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza granicami kraju.
- Z tego względu kluczowa jest dostępność pojemności magazynowych na terenie kraju, a co za tym idzie decyzje inwestycyjne dotyczące rozbudowy instalacji magazynowych.
- Ze względu na kluczową rolę zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w polskim systemie bezpieczeństwa dostaw konieczne jest stałe monitorowanie przez Prezesa URE wypełniania tego obowiązku i odpowiednia polityka sankcyjna w przypadku prób omijania obowiązku ustawowego.
- Dzięki doskonałemu przygotowaniu do sezonu zimowego system przesyłowy działał bez zakłóceń, mimo że w 2018 r. szczytowe zapotrzebowanie na paliwa gazowe osiągnęło rekordową wartość prawie 890 GWh/dobę.



6.1. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

– Wspólna Ocena ryzyka

W 2018 r., zgodnie z wymogiem wprowadzonym rozporządzeniem 2017/1938, w Ministerstwie Energii prowadzone były prace nad *Wspólnymi ocenami ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego* dla grup ryzyka, do których została przypisana RP, tj. do grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ze Wschodu – ukraińskiej i białoruskiej. Minister Energii uczestniczył w pracach nad wspólną oceną ryzyka dla grupy ukraińskiej oraz koordynował i prowadził prace w białoruskiej grupie ryzyka, do której należą także Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Estonia, Łotwa, Luksemburg, Holandia i Słowacja. Obie Wspólne oceny ryzyka zostały notyfikowane KE w marcu 2019 r.

W przypadku obydwu grup ryzyka wyniki przeprowadzonych symulacji potwierdziły, że pod względem możliwości technicznych istniejąca infrastruktura w regionach pozwala zapewnić nieprzerwane dostawy gazu ziemnego do klientów, nawet w przypadku zakłócenia pojedynczego największego elementu infrastruktury regionalnej, za który w przypadku białoruskiej grupy ryzyka przejęty został punkt wejścia Kondratki na gazociągu Jamał-Europa, a w przypadku ukraińskiej grupy ryzyka – punkt połączenia Uzhgorod na granicy ukraińsko-słowackiej (w obydwu przypadkach wartość współczynnika N-1 przekracza 100%), z wyłączeniem długoterminowych przerw w dostawach, które cały czas przyniosą szkody państwom regionu.

Niemniej jednak, ze względu na fakt, że przeprowadzony model symulacji zakłóceń dostaw paliw gazowych i funkcjonowania infrastruktury gazowej nie odzwierciedla specyfiki przepływów gazu ziemnego w krajowych systemach, ocena rzeczywistej możliwości dostarczenia gazu ziemnego do odbiorców końcowych w każdym państwie członkowskim możliwa jest wyłącznie w krajowych ocenach ryzyka.

6.2. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

– krajowa Ocena ryzyka, Plan działań zapobiegawczych i Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej

W 2018 r. w Ministerstwie Energii rozpoczęte zostały prace nad aktualizacją *Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski oraz Planu działań zapobiegawczych i Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*.

W *krajowej ocenie ryzyka* zidentyfikowane zostały najpoważniejsze zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do kraju, zidentyfikowane w oparciu o zdarzenia przeszłe, jak i możliwe do wystąpienia. Dokument umożliwia również określenie działań naprawczych w perspektywie najbliższych lat, stanowiąc tym samym podstawę do sporządzenia nowych planów działań zapobiegawczych i planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Krajowa ocena ryzyka została notyfikowana KE w czerwcu 2019 r.

Plan działań zapobiegawczych obejmuje środki niezbędne do wyeliminowania lub ograniczenia zagrożeń wskazanych w ocenie ryzyka, natomiast *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* zawiera środki podejmowane w celu usunięcia lub ograniczenia skutków zakłóceń w dostawach paliw gazowych.

W *Planie działań zapobiegawczych* przedstawiane są działania służące realizacji standardu w zakresie infrastruktury, tzw. wskaźnik N-1, który zgodnie z planem z 2016 r. wyniósł dla Polski 127,6%. Przekroczenie przez wskaźnik N-1 poziomu 100% oznacza, że istniejąca infrastruktura pozwala na zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców nawet w przypadku awarii jej największego pojedynczego elementu. Na podstawie Planu działań zapobiegawczych przedsiębiorstwa energetyczne przekazują do Ministra Energii kwartalne sprawozdania z realizacji najważniejszych inwestycji infrastrukturalnych wskazanych w *Planie*.

Na podstawie *Planu działań zapobiegawczych* OSP, w porozumieniu ze spółkami dokonującymi przywozu gazu ziemnego na terytorium Polski, w 2018 r. przygotował i przekazał Ministrowi Energii raport dotyczący przygotowania systemu gazowego do sezonu zimowego z uwzględnieniem analizy pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe w warunkach bezawaryjnych.

W 2018 r. pozostawał aktualny *Plan działań zapobiegawczych i Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* z 2016 r. W 2019 r. zostaną opracowane zgodnie z wymogami rozporządzenia 2017/1938 nowe dokumenty.

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

Wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dokonujące sprzedaży gazu ziemnego na terytorium RP zobowiązane są do podjęcia środków w celu zapewnienia dostaw gazu wszystkim swoim klientom, w szczególności należącym do kategorii odbiorców chronionych.

Zgodnie z przepisem art. 6 pkt 1 rozporządzenia 2017/1938, na potrzeby funkcjonowania systemu bezpieczeństwa, przyjęto i notyfikowano KE w lutym 2018 r. definicję „odbiorcy chronionego” w granicach, które zakreślił przepis art. 2 pkt 5 rozporządzenia, tj. odbiorcą chronionym jest:

- a) odbiorca w gospodarstwie domowym, który jest podłączony do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego,
- b) małe lub średnie przedsiębiorstwo, pod warunkiem że jest ono podłączone do sieci dystrybucyjnej gazowej i posiada zamówioną moc umowną poniżej 710 kWh/h,
- c) podmiot świadczący podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem, że jest on podłączony do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej,
- d) instalacja systemów ciepłowniczych, o ile dostarcza ona energię ciepłą odbiorcom w gospodarstwach domowych, małym lub średnim przedsiębiorstwom lub podmiotom świadczącym podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem, że takiej instalacji nie można przestawić na paliwa inne niż gaz ziemny.

Szacuje się, że odbiorcy chronieni zużywają gaz ziemny na poziomie 68 TWh.

Zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach, w celu zapewnienia dostaw do swoich odbiorców, w tym w szczególności odbiorców chronionych, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, 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 przeciwdziałanie zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach.

6.4. Plan wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Kolejnym elementem przeciwdziałania zakłóceniom dostaw gazu ziemnego jest obowiązek opracowania planu wprowadzania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorów systemów połączonych lub przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów ograniczeń w poborze gazu ziemnego (art. 58 ustawy o zapasach). Wskazane plany wprowadzania ograniczeń są aktualizowane corocznie i przedstawiane do dnia 15 listopada każdego roku do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Wydane na podstawie art. 55 ust. 1 ustawy o zapasach rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. z 2007 r. poz. 1252) wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, pobierających gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, dla tego punktu wyjścia wynosi, co najmniej 417 m³/h [4,6 MWh/h]. Zgodnie z art. 58 ust. 4 ograniczenia wynikające z planów ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Przeprowadzone w Ministerstwie Energii analizy wykazały, że obowiązujące rozporządzenie wymaga dostosowania do obecnego stanu rozwoju rynku oraz poziomu ochrony odbiorców wynikających z obowiązujących przepisów prawa UE. W Ministerstwie Energii w 2018 r. podjęte zostały prace nad nowym rozporządzeniem w tym zakresie. Aktualnie obowiązujące rozwiązania nie pozwalają na wykorzystanie ograniczeń w poborze gazu ziemnego, jako wystarczająco skutecznego narzędzia w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach tego paliwa. Ograniczenia poboru gazu ziemnego wynikające z przepisów rozporządzenia obejmują małą liczbę największych odbiorców i pozwalają na uzyskanie znikomych oszczędności w konsumpcji, co w konsekwencji nie pozwala na zapewnienie bezpiecznych dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych, tj. m.in. w gospodarstwach domowych.

Celem prac nad przyjęciem nowego rozporządzenia jest zwiększenie efektywności mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które stanowią jeden z dwóch głównych środków przeciwdziałania zakłóceniom w dostawach, określonych w ustawie o zapasach. Planuje się, że zakończenie prac nad nowym rozporządzeniem nastąpi w 2019 r., przed rozpoczęciem sezonu zimowego.

6.5. Zapasy handlowe i obowiązkowe gazu ziemnego

Zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, przedsiębiorstwa energetyczne stosują w pierwszej kolejności instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych, tj. uruchomienie dodatkowych dostaw pochodzących z zapasów handlowych lub dodatkowych umów sprzedaży.

Zapasy handlowe utrzymywane w PMG służą do bilansowania systemu przesyłowego gazowego i zaspokajania nierównomierności w poborze gazu ziemnego oraz pozwalają na zapewnienie dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu. Ponadto, gaz ziemny wyłaczany z systemu magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych.

W przypadku stwierdzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych, że zagrożony jest stan bezpieczeństwa paliwowego państwa, na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego dokonującego przywozu gazu ziemnego (art. 53 ustawy o zapasach) po zastosowaniu w pierwszej kolejności środków rynkowych, operator zgłasza ministrowi właściwemu do spraw energii potrzebę wykorzystania środków nierynkowych, do których w Polsce zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych oraz wprowadzenie w drodze rozporządzenia Rady Ministrów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z zatwierdzonymi przez Prezesa URE planami ograniczeń.

Zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1 ustawy o *zapasach* przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w ilości odpowiadającej, co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu. Obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych objęte są wszystkie podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy, niezależnie od wielkości i celu zrealizowanego przywozu. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, utrzymywane zgodnie z wymogami ustawy o *zapasach*, stanowią zabezpieczenie przed skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego i są uruchamiane wyłącznie w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa.

Zapasy obowiązkowe mogą być utrzymywane zarówno na terytorium RP, jak i poza nim. Ponadto mogą być utrzymywane wyłącznie w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni (art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o *zapasach*).

W okresie od dnia 1 października 2017 r. do dnia 30 września 2018 r. wolumen zapasów obowiązkowych, utrzymywanych przez 17 podmiotów, wyniósł 10,93 TWh. Przeważająca część zapasów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jedynie mała ich część w łącznej ilości 114,7 GWh (1,04% całkowitej ilości zapasów obowiązkowych) utrzymywana była przez 3 podmioty na terytorium Republiki Federalnej Niemiec.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2018 r. (do dnia 30 września 2019 r.) liczba podmiotów utrzymujących zapasy obowiązkowe wzrosła do 20, a łączna wielkość samych zapasów – do 13,2 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP, jednak widocznie wzrósł udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium kraju. Obecnie na terytorium Republiki Federalnej Niemiec 4 podmioty utrzymują zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 1,02 TWh, co stanowi 7,7% całkowitej ich wielkości.

Jak wynika z powyższego, w sezonie zimowym 2018/2019 odnotowano wzrost poziomu zapasów obowiązkowych o ok. 21% w stosunku do sezonu zimowego 2017/2018, co znacząco wpłynęło na wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych. Wzrost zapasów obowiązkowych, wynikający ze wzrostu przywozu paliw gazowych do kraju, świadczy o rozwoju rynku paliw gazowych w Polsce. Jednak wzrost wolumenu utrzymywanych zapasów obowiązkowych poza granicami kraju wymusza konieczność rozbudowy pojemności magazynowych.

W 2018 r. w Ministerstwie Energii podjęto prace koncepcyjne w celu wypełnienia upoważnienia przewidzianego w art. 52 ust. 9 ustawy o *zapasach*, tj. określenia szczegółowego sposobu, w jaki prowadzone miały być rozliczenia w przypadku ewentualnego uruchomienia zapasów obowiązkowych.

Ze względu na znaczenie zapasów obowiązkowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych Minister 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 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 2018 r. Prezes URE wydał jedną decyzję w tym zakresie. W przypadku wystąpienia zjawiska „szarej strefy” w zakresie wypełnienia obowiązku magazynowania gazu ziemnego, Minister Energii podejmie odpowiednie kroki legislacyjne w celu dostosowania regulacji prawnych do obecnego stanu rozwoju rynku gazu ziemnego.

6.6. 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 2018 r. wyniosło 198,79 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 3,9%. Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2018 r. wystąpiło w dniu 28 lutego i wyniosło 888,7 GWh/dobę tym samym przekroczyło szczytowe historyczne zużycie dobowe z 2012 r. w wysokości 793,3 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, czyli na dzień 1 października 2018 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 100%, tj. do poziomu 33,2 TWh. Natomiast zatłoczenie na dzień 30 grudnia 2018 r. wyniosło 24,24, TWh, tj. 73%. Również na koniec sezonu zimowego 2018/2019 (tj. na dzień 31 marca 2019 r.) stan wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego na poziomie 42,5% gwarantował ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania. Maksymalne zatłoczenie podziemnych magazynów gazu ziemnego gwarantowało zapewnienie ciągłych dostaw do odbiorców, a system przesyłowy był przygotowany do sezonu zimowego i działał bez zakłóceń. Nie istniała potrzeba uruchamiania środków o charakterze nierynkowym. Do Ministra 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.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2018 r	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 30.12.2018 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2019 r.
Wierzchowice	Złoże wyeksploatowane	98,6%	71,0%	29,4%
Mogilno	kawerny solne	92,7%	93,1%	80,5%
Husów	złoże wyeksploatowane	100%	52,6%	25,3%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	56,9%	22,3%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	99,6%	30,6%	0,1%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0%	30,1%	30,1%
Kosakowo*	kawerny solne	152,6%	173,5%	141,2%
RAZEM		100%	73,0%	42,5%

Tabela 7. Stan napełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 1 października 2018 r., 30 grudnia 2018 r. i 31 marca 2019 r.

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

*stan wypełnienia KPMG Kosakowo wraz z wypełnieniem inwestycyjnym

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

- **Kontynuacja prac nad Nord Stream 2** sprzyjać będzie tworzeniu się za zachodnią granicą RP niemiecko-rosyjskiego hubu gazowego, którego celem jest **monopolizacja rynków gazowych Europy Środkowo-Wschodniej i Południowej**.
- Utrzymujące się zagrożenia o charakterze międzynarodowym, związane ze wzmacnianiem dominującej pozycji Gazprom oraz zwiększaniem uzależnienia UE od dostaw paliw gazowych z Federacji Rosyjskiej, jednoznacznie potwierdzają **potrzebę kontynuowania przez OSP działań w zakresie dywersyfikacji źródeł paliw gazowych, w tym w zakresie budowy nowych zdolności regazyfikacyjnych na polskim wybrzeżu**.
- Rzeczpospolita Polska w 2018 r. w pełni **wykorzystała dostępne jej środki przeciwdziałania utrzymywaniu przez Gazprom pozycji monopolistycznej na rynku gazu ziemnego w UE**:
 - **zaskarżyła decyzję KE dotyczącą wyłączenia gazociągu OPAL** z obowiązku realizacji wymogów prawa UE, do Sądu UE oraz negatywny dla PGNiG S.A. wyrok sądu UE dotyczący gazociągu OPAL,
 - kontynuowała **zakończone sukcesem w 2019 r. starania o objęcie gazociągów z państw trzecich wymogami prawa UE** (nowelizacja dyrektywy gazowej), w szczególności w zakresie równego dostępu do tych gazociągów opartego o transparentne zasady.
- W 2018 r. **PGNiG S.A. złożyła skargę na decyzję KE kończącą postępowanie antymonopolowe, która petryfikuje dominującą pozycję Gazprom na rynku UE**.



7.1. Nord Stream 2 – zwiększenie możliwości importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej

Projekt gazociągu Nord Stream 2 zakłada budowę dwóch podmorskich gazociągów o łącznych zdolnościach przesyłowych 603 TWh/rok. Projektowane zdolności przesyłowe lądowego przedłużenia Nord Stream 2 (EUGAL) pozwolą na import 494,8 TWh paliw gazowych do państw Europy Środkowo-Wschodniej.

W 2018 r. Konsorcjum Nord Stream 2 AG rozpoczęło budowę gazociągu pomimo niezyskania wszystkich wymaganych do jej realizacji pozwoleń, tj. zgody na budowę gazociągu na wodach terytorialnych i wyłącznej strefie ekonomicznej Danii. W 2018 r. na dnie Morza Bałtyckiego położonych zostało około 370 z planowanych 2 400 km połączenia.

Konsorcjum nie wykazało w dalszym ciągu istnienia uzasadnienia ekonomicznego dla rozbudowy gazociągu Nord Stream o kolejne dwie nitki. Projekt realizowany jest pomimo braku zapotrzebowania na dodatkowe zdolności przesyłowe z kierunku rosyjskiego do UE, co potwierdza jego polityczny, a nie ekonomiczny charakter. Biorąc pod uwagę fakt, że 899,7 TWh zdolności przesyłowych z kierunku Federacji Rosyjskiej do UE pozostaje niewykorzystanych (głównie infrastruktury biegnącej przez Ukrainę), należy stwierdzić, że budowa dodatkowego gazociągu nie wynika z potrzeb ekonomicznych.

Budowa gazociągu Nord Stream 2 powoduje dalsze uzależnianie się UE od dostaw paliw gazowych z Federacji Rosyjskiej i nie przyczynia się do zamierzonej przez UE dywersyfikacji źródeł dostaw tych paliw. Projekt, a w szczególności model jego finansowania może powodować w przyszłości, w sposób pośredni lub bezpośredni, narzucanie nieuczciwych cen i dyskryminacyjnych warunków transakcji czy też ograniczanie produkcji i dostaw surowca przy wykorzystaniu pozostałej infrastruktury tranzytowej.

Aby zapobiec funkcjonowaniu planowanego gazociągu poza regulacjami europejskimi, Rząd Polski zaangażowany był w 2018 r. w prace nad nowelizacją tzw. dyrektywy gazowej. Celem tego aktu było ujednoczenie reżimu prawnego w ramach UE i przesądzenie, że przepisami prawa energetycznego UE objęte są nie tylko połączenia między państwami członkowskimi UE, ale również te łączące rynek UE z państwami trzecimi. Po roku bezskutecznych prac nad rewizją w czasie prezydencji bułgarskiej i austriackiej w Radzie UE, wiosną 2019 r. Rada i Parlament UE, pod naciskiem koalicji państw pod przewodnictwem Polski, przyjęły zmianę, która pozwala na stosowanie do nowo powstałych gazociągów z państw trzecich, w tym do Nord Stream 2, najważniejszych filarów prawa UE. Przepisy przewidują także rolę instytucji europejskich i pośrednio państw członkowskich w określaniu zasad funkcjonowania tej infrastruktury oraz w egzekwowaniu przestrzegania prawa, przyznając im silne narzędzia nadzorowania i wpływania na zapewnienie zgodności funkcjonowania gazociągów z unijnymi regulacjami. Przepisy muszą zostać implementowane przez państwa członkowskie do lutego 2020 r.

Zgodnie z wstępnymi planami inwestora budowa Nord Stream 2 ma zakończyć się do końca 2019 r., jednak inwestycja jest opóźniona. Powodem jest przede wszystkim brak zgody Danii na budowę gazociągu w jej morzu terytorialnym oraz wyjątkowo podejście do standardów środowiskowych inwestycji, przez które nie została zakończona żadna z zainicjowanych przez konsorcjum procedur oceny oddziaływania tego projektu na środowisko, uniemożliwiając jego budowę w wyłącznej strefie ekonomicznej Danii.

Dyskusja oraz działania w zakresie projektu Nord Stream 2, zarówno na szczeblu krajowym jak i unijnym, będą miały kluczowe znaczenia dla dalszego kształtu rynku paliw gazowych w Europie Środkowo-Wschodniej oraz są powodem szeregu wyzwań, z którymi polski rynek paliw gazowych będzie musiał się zmierzyć, w szczególności dotyczących tworzącego się za zachodnią granicą RP niemiecko-rosyjskiego hubu gazowego opartego o gaz ziemny z Federacji Rosyjskiej, którego celem jest monopolizacja rynków gazowych Europy Środkowo-Wschodniej i Południowej.

7.2. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL

W 2018 r. pozostawała w mocy decyzja KE z dnia 28 października 2016 r. zwalniająca 90% zdolności przesyłowych gazociąg OPAL, stanowiącego przedłużenie gazociągu Nord Stream 1, z obowiązku zapewnienia realizacji zasady dostępu stron trzecich (TPA) w punkcie wejścia do systemu czeskiego. Decyzja ta umożliwiła spółce Gazprom oraz powiązanim z nią spółkom na niekontrolowane korzystanie z większości zdolności przesyłowych gazociągu, tym samym wzmacniając dominującą pozycję Gazpromu na rynku paliw gazowych, szczególnie w Europie Środkowej i Wschodniej. Powyższe ma negatywne konsekwencje zarówno dla poziomu bezpieczeństwa energetycznego, jak i dla konkurencji na rynkach paliw gazowych w całym regionie.

Modyfikacja zasad funkcjonowania gazociągu OPAL poskutkowało postępującym zmniejszaniem tranzytu rosyjskiego gazu ziemnego przez system na terytorium Ukrainy na rzecz pełniejszego wykorzystania gazociągu Nord Stream 1. Wpisuje się to w tendencję zmian tras przesyłu z kierunku wschodniego celem pominięcia Ukrainy, na którą działania te mają destabilizujący wpływ, zagrażając także bezpieczeństwu energetycznemu Polski.

Rząd kontynuował działania służące podważeniu tej decyzji. W szczególności zaskarżył decyzję KE do Sądu UE, jako naruszającą przepis art. 36 dyrektywy 2009/73/WE oraz zasadę solidarności, jak również wiążące UE umowy międzynarodowe. Powyższe stanowisko zostało wyczerpująco przedstawione w fazie pisemnej postępowania oraz szczegółowo przedstawione na rozprawie w dniu 23 października 2018 r. Rozstrzygnięcie w sprawie może nastąpić w III kwartale 2019 r. Ponadto, strona polska zaskarżyła wyrok sądu UE w sprawie PGNiG S.A. dotyczące gazociągu OPAL. Rozstrzygnięcie skargi złożonej przez Polskę planowane jest na przełomie 2019 i 2020 r.

7.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom

W dniu 24 maja 2018 r. KE oficjalnie zakończyła postępowanie antymonopolowe wszczęte w 2012 r. w odniesieniu do działalności spółki Gazprom w Polsce, Czechach, Bułgarii, Estonii, Łotwie oraz na Słowacji, Litwie i Węgrzech.

Dochodzenie KE dotyczyło trzech potencjalnych naruszeń przepisu art. 102 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) w zakresie:

- stosowania praktyk utrudniających transgraniczny handel paliwami gazowymi (zakaz eksportu, *destination clauses*, konieczność uzyskania zgody Gazpromu na odsprzedaż paliw gazowych);
- nieuczciwej polityki cenowej (m.in. stosowania formuł cenowych opartych na indeksacji cen paliw gazowych do cen ropy naftowej w kontraktach długoterminowych);
- uzależnienia warunków dostaw paliw gazowych od uzyskaniu wpływu na kwestie związane z zarządzaniem infrastrukturą przesyłową (w Polsce i Bułgarii).

Kończąc postępowanie, KE nałożyła na Gazprom wiążące zobowiązania zbieżne z tymi, które zaproponowała spółka w trakcie postępowania w celu polubownego zakończenia sporu. KE odstąpiła również od nałożenia na spółkę kary finansowej i uznania, że naruszyła ona zasady konkurencji na rynku UE, nie uwzględniła również żadnego z postulatów przekazanych przez Polskę w drodze postępowania. W opinii rządu polskiego nałożone na Gazprom zobowiązania są niewystarczające i nie prowadzą do poprawy sytuacji na rynku paliw gazowych na terytorium państw członkowskich UE objętych badaniem działalności spółki z uwagi na fakt, że nie gwarantują zaprzestania przez spółkę nadużywania pozycji dominującej, co Minister Energii podkreślał już w stanowisku przedstawionym podczas konsultacji projektu decyzji KE.

Dlatego Rzeczpospolita Polska podjęła decyzję o przystąpieniu w charakterze interwenienta do postępowania prowadzonego przez Sąd UE na wniosek spółki PGNiG S.A. z października 2018 r. PGNiG S.A. zaskarżyła decyzję KE do Sądu UE, zarzucając jej niezgodność z prawem konkurencji UE, gdyż istnieje duże prawdopodobieństwo, że nawet pomimo wykonania nałożonych zobowiązań sposób prowadzenia działalności przez spółkę Gazprom będzie prowadził do ograniczenia konkurencji, a warunki współpracy nadal będą odbiegać od przyjętych na konkurencyjnym rynku paliw gazowych.

