



MINISTER ENERGII

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

za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2017 r.

Warszawa, lipiec 2018 r.

Spis treści

| | |
|---|----|
| 1. Wstęp | 4 |
| 2. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami | 5 |
| 2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce..... | 5 |
| 2.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe oraz krajowe zużycie gazu ziemnego..... | 8 |
| 2.3. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych | 12 |
| 2.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe. | 13 |
| 3. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego | 15 |
| 3.1. System przesyłowy gazu ziemnego | 15 |
| 3.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej..... | 16 |
| 3.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE... .. | 19 |
| 3.2. System dystrybucyjny gazu ziemnego..... | 27 |
| 3.2.1. Stan istniejącej infrastruktury..... | 27 |
| 3.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE..... | 28 |
| 3.3. System magazynowania gazu ziemnego..... | 29 |
| 3.3.1. Stan istniejącej infrastruktury..... | 29 |
| 3.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe | 30 |
| 3.4. System skraplania gazu ziemnego | 30 |
| 3.4.1. Stan istniejącej infrastruktury..... | 31 |
| 3.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE | 31 |
| 4. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski... .. | 32 |
| 4.1. Działania związane z projektem Nord Stream 2 | 32 |
| 4.2. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL..... | 33 |
| 4.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom | 34 |
| 5. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego | 35 |
| 6. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw | 40 |
| 7. Podsumowanie i wnioski | 41 |

Wykaz skrótów używanych w tekście:

| | |
|-----------------------------|---|
| CEF Energy | - Connecting Europe Facility |
| GK PGNiG | - Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa |
| KE | - Komisja Europejska |
| KPMG | - kawernowy podziemny magazyn gazu |
| LNG | - <i>Liquefied Natural Gas</i> – skroplony gaz ziemny |
| OGP Gaz-System S.A. | - Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. |
| OSM | - operator systemu magazynowania |
| OSP | - operator systemu przesyłowego |
| PCI | - Projects of Common Interest |
| PGNiG S.A. | - Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. |
| POIiŚ | - Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko |
| Prezes URE | - Prezes Urzędu Regulacji Energetyki |
| PSG sp. z o.o. | - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. |
| rozporządzenie 994/2010 | - rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. 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. U. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.) |
| RP | - Rzeczpospolita Polska |
| SGT | - system gazociągów tranzytowych |
| SGT EuRoPol GAZ S.A. | - System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. |
| TGE S.A. | - Towarowa Giełda Energii S.A. |
| UE | - Unia Europejska |
| ustawa – Prawo energetyczne | - ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 685, 771, 1000 i 1356) |
| ustawa terminalowa | - 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 tj.) |
| 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. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Energii „*Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*” (zwanego dalej: Sprawozdaniem), stanowi przepis art. 15b ustawy – Prawo energetyczne. Przedmiotem dokumentu są zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie gazu ziemnego.

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.

Niniejsze sprawozdanie obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2017 r.

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 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 (część 47) i gospodarka złożami kopalin (część 48). Minister Energii działa również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 *dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010*. W 2017 r. Minister Energii sprawował nadzór m.in. nad spółką PGNiG S.A.

Minister Energii dąży do zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju, w szczególności poprzez monitorowanie utrzymania stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do Polski.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jest jako: „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa gazowe i energię w sposób technicznie i ekonomicznie*

uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. Przez bezpieczeństwo energetyczne należy więc rozumieć m. in. bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego uzależnione jest od wielu czynników. Wśród najistotniejszych należy wskazać:

- stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju;
- wielkość i dostępność pojemności magazynowych gazu ziemnego w kraju;
- poziom zdolności przesyłowych na połączeniach z systemami gazowymi innych państw;
- stan techniczny i funkcjonowanie systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych gazu ziemnego;
- poziom krajowego wydobycia gazu ziemnego.

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

2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce

Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. przedsiębiorcy posiadali 323 ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego, 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.

W związku z ciągłym rozwojem rynku gazu ziemnego w Polsce systematycznie wzrasta liczba udzielonych przez Prezesa URE koncesji na obrót paliwami gazowymi. W 2017 r. Prezes URE udzielił 15 nowych koncesji na obrót paliwami gazowymi, w tym dla 2 podmiotów mających siedzibę za granicą. Spadła natomiast liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W 2017 r. Prezes URE udzielił tylko 2 nowe koncesje i na wniosek zainteresowanych cofnął 14 podmiotom koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

Rynek gazu ziemnego systematycznie się rozwija. Na koniec 2017 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 200 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 58 podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w sektorze gazu ziemnego. Dla porównania w 2011 r. (przed uruchomieniem obrotu gazem ziemnym na TGE S.A.) koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 76 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą – 22 podmioty.

Tabela 1. Liczba udzielonych w 2017 r. przez Prezesa URE koncesji oraz promes koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz liczba obowiązujących koncesji na dzień 31 grudnia 2017 r.

| Zakres koncesji | Koncesje udzielone w 2017 r. [szt.] | Ważne koncesje na 31.12.2017 r. [szt.] | Promesy koncesji udzielone w 2017 r. [szt.] |
|--|-------------------------------------|--|---|
| Magazynowanie | 0 | 1 | - |
| Przesyłanie lub dystrybucja | 5 | 57 | 1 |
| Obrót | 15* | 200** | 1 |
| Obrót gazem ziemnym z zagranicą | 2*** | 58**** | - |
| Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego | 0 | 7 | - |
| Razem | 22 | 323 | 2 |

Zródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2017 r.

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

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

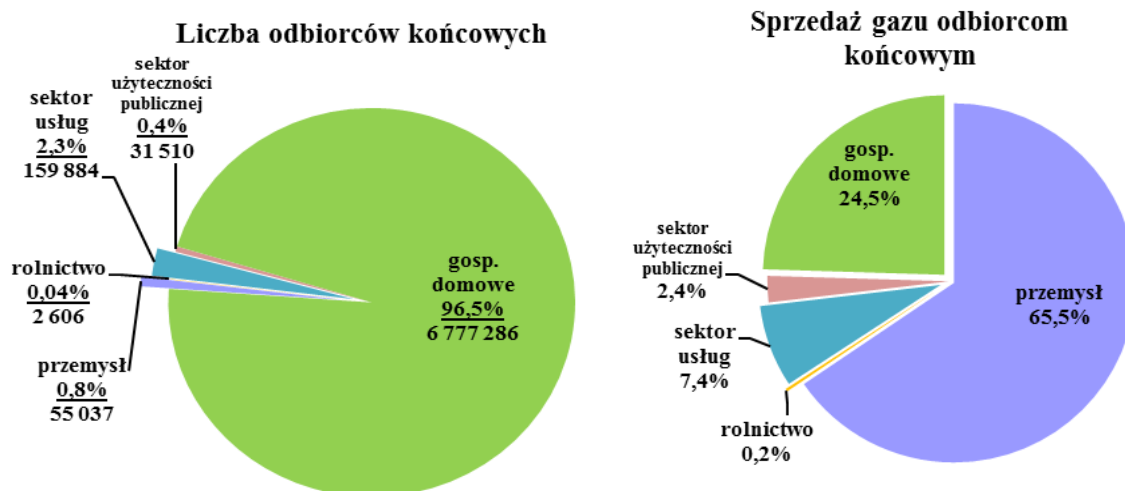
*** w tym 1 koncesja wydana dla podmiotu mającego siedzibę za granicą;

**** w tym 18 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Przedsiębiorstwa gazownicze w 2017 r. sprzedały do ponad 7 mln odbiorców końcowych 191 317 GWh gazu ziemnego, co stanowi w porównaniu do 2016 r. wzrost o ok. 19%. W 2017 r. zwiększyła się prawie o 50 tys. liczba gospodarstw domowych zużywających gaz ziemny, a prawie 58 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę gazu ziemnego.

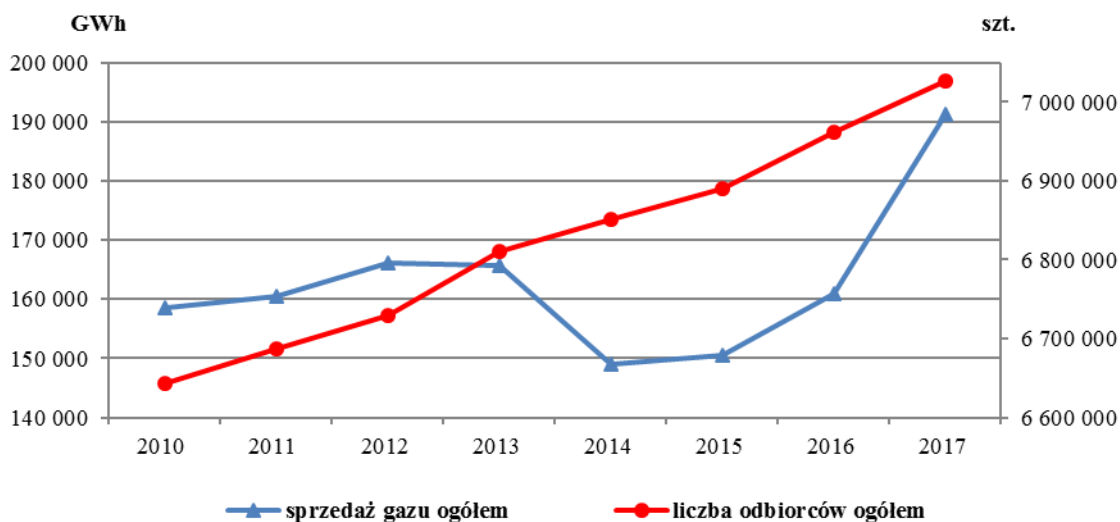
Najwięcej, bo ok. 65% gazu ziemnego, zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych, natomiast ok. 25% do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Rys. 1. Zużycie gazu ziemnego przez poszczególne sektory oraz sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w 2017 r.



Zródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Rys. 2. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom końcowym ogółem w latach 2010–2017.

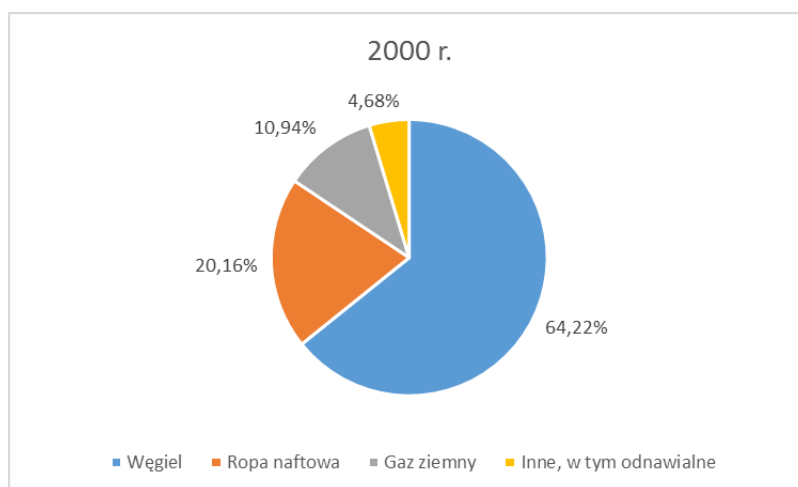


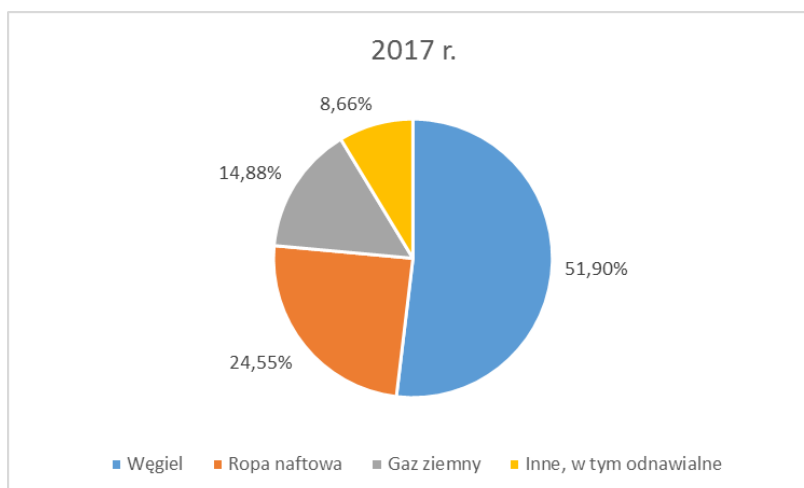
Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Rok 2017 był dotychczas najlepszym rokiem w historii obrotu gazem ziemnym na giełdzie energii prowadzonej przez TGE S.A. Całkowity wolumen zawartych transakcji w zakresie gazu ziemnego wyniósł 139 TWh, co oznacza wzrost w porównaniu do 2016 r. o 21,1%. Wolumen obrotu na Rynku Terminowym Towarowym wyniósł prawie 115 TWh, co stanowi wzrost o 27,6% w stosunku do roku poprzedniego.

Również udział gazu ziemnego w bilansie energii pierwotnej w Polsce stopniowo wzrasta. W 2017 r. kształtował się on na poziomie 14,9% i w porównaniu do 2000 r. wzrósł o 3,96%.

Rysunek 3. Bilans energii pierwotnej w 2000 r. i 2017 r.





Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii.

Zwiększa się również udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej. W 2017 r. w Polsce z gazu ziemnego wytworzono 7 172 GWh energii elektrycznej, co stanowi ok. 4,32% całkowitej jej produkcji.

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [GWh].

| rok | Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh] | w tym z gazu [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% |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Prezesa URE.

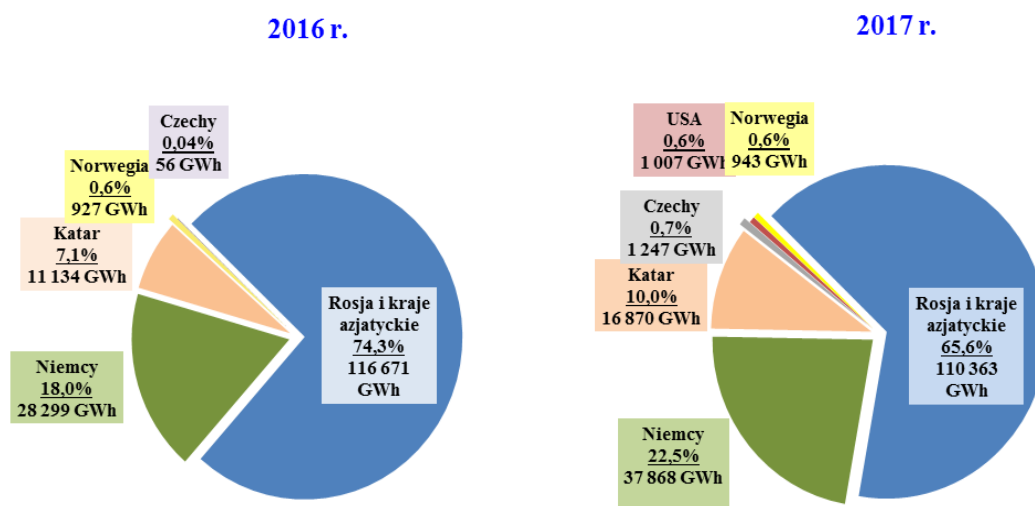
2.2. Import i nabycie wewnątrzspółnotowe oraz krajowe zużycie gazu ziemnego

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) jeszcze do 2022 r. udział gazu ziemnego sprowadzanego z jednego źródła będzie mógł wynosić maksymalnie 70 %, ale już od 2023 r. spadnie on do 33 %. Powyższe wymusza na dostawcach zapewnienie zrównoważonego portfela dostaw opartego na kilku źródłach.

W 2017 r. całkowity przywóz gazu ziemnego do Polski wyniósł 168 337 GWh, z czego:

- import gazu ziemnego z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał-Europa) – 110 363 GWh (co stanowi 65,6 % całkowitego przywozu);
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Unii Europejskiej 39 154 GWh – z czego 97% z Niemiec, a 3% z innych państw UE (co stanowi 23,3% całkowitego przywozu);
- łącznie LNG – 18 820 GWh (co stanowi 11,2% całkowitego przywozu), w tym:
 - import gazu ziemnego z Kataru – 16 870 GWh (co stanowi 10% całkowitego przywozu);
 - import gazu ziemnego z Norwegii – 943 GWh (co stanowi 0,56% całkowitego przywozu);
 - import z USA – 1 007 GWh (co stanowi 0,6% całkowitego przywozu).

Rysunek 4. Struktura przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2016 i 2017 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

W 2017 r. głównym importerem gazu ziemnego do Polski było PGNiG S.A. Spółka importowała gaz ziemny w większości w ramach realizacji długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 r. z OOO „Gazprom Eksport”, zawartego na podstawie Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.

Dodatkowo, od 2016 r., spółka PGNiG S.A. sprowadza drogą morską skroplony gaz ziemny do terminalu LNG w Świnoujściu na podstawie zawartej w dniu 29 czerwca 2009 r. umowy sprzedaży skroplonego gazu ziemnego z Qatar Liquefied Gas Company Ltd. Umowa obowiązuje do dnia 30 czerwca 2034 r.

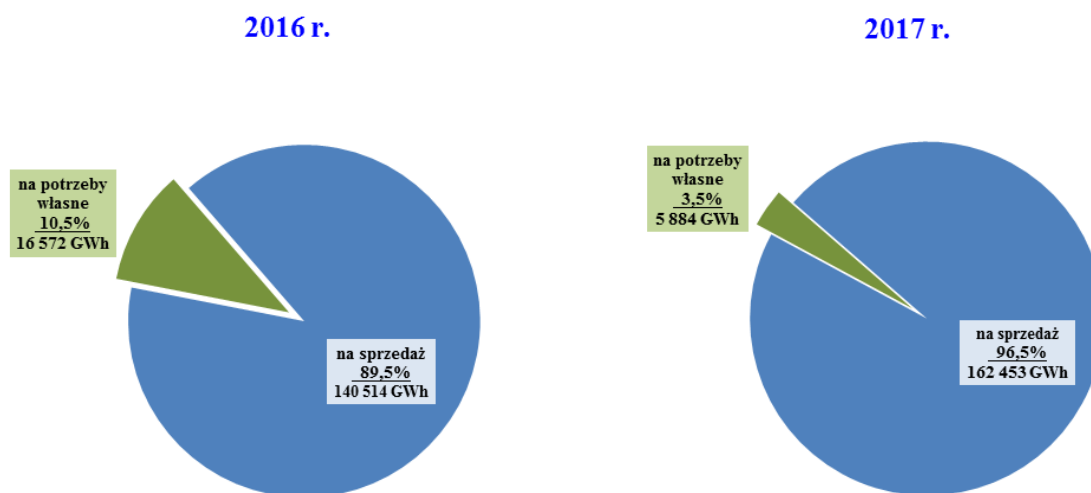
W marcu 2017 r. została zawarta przez PGNiG S.A. umowa dodatkowa z Qatar Liquefied Gas Company Ltd na dostawy skroplonego gazu ziemnego LNG. Umowa dodatkowa zaczęła obowiązywać od 2018 r. i wygaśnie w tym samym terminie co umowa zawarta w 2009 r., a więc w 2034 r. Natomiast w listopadzie 2017 r. PGNiG S.A. zawarł umowę średnioterminową na okres 5 lat ze spółką Centrica LNG Company Limited na dostawy skroplonego gazu ziemnego LNG z Stanów Zjednoczonych Ameryki. Umowa obowiązuje w latach 2018 – 2022.

W 2017 r. łącznie zrealizowano 14 dostaw skroplonego gazu ziemnego do terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu, w tym 12 z Kataru, 1 z USA i 1 z Norwegii. Dla porównania w 2016 r. miało miejsce 9 dostaw LNG.

Pozostałe umowy na dostawy gazu ziemnego zawarte przez PGNiG S.A. miały charakter uzupełniający do powyższych umów długoterminowych lub ich celem było zaopatrzenie wyodrębnionych, lokalnych sieci gazowych.

W 2017 r. zdecydowana większość (96,5%) gazu pochodzącego z zagranicy została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży. Pozostała ilość a więc 3,5% została przywieziona na potrzeby własne przedsiębiorstw przywożących (w 2016 r. ok. 10,5% gazu zostało przywiezione na potrzeby własne).

Rys. 5. Przywóz gazu ziemnego z zagranicy według celów przeznaczenia w 2016 i 2017 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Oprócz PGNiG S.A. przywozu gazu ziemnego w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego dokonały 22 podmioty, z tego:

- 16 podmiotów w celu dalszej odsprzedaży z wolumenem 11 521 GWh , co stanowi ok. 30% całkowitego nabycia wewnątrzspółnotowego;
- 6 podmiotów na potrzeby własne z wolumenem 1 755,5 GWh gazu ziemnego, co stanowi ok. 4,5% całkowitego nabycia wewnątrzspółnotowego.

Eksport gazu ziemnego z Polski w 2017 r. wyniósł 13 120 GWh. Gaz eksportowany był na Ukrainę.

Krajowe zużycie gazu ziemnego w 2017 r. wyniosło 191 225 GWh i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 5,6%. Poniżej przedstawiono strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski w 2017 r. w porównaniu do 2016 r.

Tabela 3. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2017 r. w porównaniu do 2016 r.

| | 2016 | | | 2017 | | | Różnica 2017-2016 | |
|--|----------------|------------------------------|---------------------------------|----------------|------------------------------|---------------------------------|-------------------|---------------|
| | 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 krajowe ¹⁾ | 45 909 | 23% | - | 44 889 | 21% | - | -1 020 | -2,22% |
| 2. Suma importu i dostaw z innych kierunków | 157 086 | 77% | - | 168 337 | 79% | - | 11 251 | 7,2% |
| 2.1. Import | 128 732 | 63% | 82% | 129 183 | 61% | 77% | 451 | 0,4% |
| 2.1.1. Import ze wschodu | 116 671 | 57% | 74% | 110 363 | 52% | 65,5% | -6 308 | -5,4% |
| 2.1.2. Import z Kataru | 11 134 | 5,5% | 7% | 16 870 | 8% | 10% | 5 736 | 51,5% |
| 2.1.3. Import z USA | 0,00 | 0% | 0% | 1 007 | 0,5% | 0,6% | 1 007 | - |
| 2.1.4. Import z Norwegii | 927 | 0,5% | 0,6% | 943 | 0,4% | 0,6% | 16 | 1,7% |
| 2.2. Nabycie wewnątrzspółnotowe | 28 354 | 14% | 18,04% | 39 154 | 18,4% | 23,3% | 10 800 | 38,1% |
| 2.2.1. Nabycie wewnątrzspółnotowe z RFN | 28 299 | 14% | 18% | 37 868 | 17,8% | 22,5% | 9 569 | 33,8% |
| 2.2.2. Nabycie wewnątrzspółnotowe z innych krajów UE ²⁾ | 55,5 | 0,03% | 0,04% | 1 286 | 0,6% | 0,8% | 1 230 | 2 217% |
| A. BILANS DOSTAW GAZU NA TERYTORIUM RP ³⁾ (1+2) | 202 995 | 100,00% | - | 213 226 | 100,00% | - | 10 231 | 5% |
| 3. Eksport ⁴⁾ | -9 248 | 4,6% | - | -13 120 | 6,2% | - | -3 872 | 42% |
| B. BILANS DOSTAW GAZU NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3) | 193 747 | 95,4% | - | 200 106 | 93,8% | - | 6 359 | 3,3% |
| 4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾ | 5 275 | - | - | 1 159 | - | - | -4 116 | - |
| 5. Straty i zużycie własne | -7 409 | - | - | -7 722 | - | - | -485 | - |
| C. BILANS ZUŻYCIA GAZU (B-4+5) | 181 063 | - | - | 191 225 | - | - | 10 162 | 5,6% |

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

²⁾ w nabyciu wewnątrzspółnotowym 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 gazu poza granice kraju
⁵⁾ wielkość dodatnia oznacza zatłoczenie gazu do magazynu (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu zużycia gazu - poz. C), wielkość ujemna oznacza odebranie gazu z magazynu (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia gazu - poz. C)

2.3. 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 kopalin, który obejmuje m.in. uzgadnianie koncesji na wydobywanie węglowodorów udzielanych przez ministra właściwego do spraw środowiska, w zakresie kopalin objętych własnością górniczą Skarbu Państwa.

Według przygotowanego w 2018 r. przez Państwowy Instytut Geologiczny opracowania „Bilans zasobów złóż kopalin 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 zasoby zmniejszyły się o 30 TWh. Ubytek zasobów powstał głównie z wydobycia. W 2017 roku udokumentowano złoża Kramarzędka (udokumentowane wydobywalne zasoby bilansowe to 13 966 GWh), Miłosław E (10 165 GWh) oraz Dzików Stary (175,5 GWh).

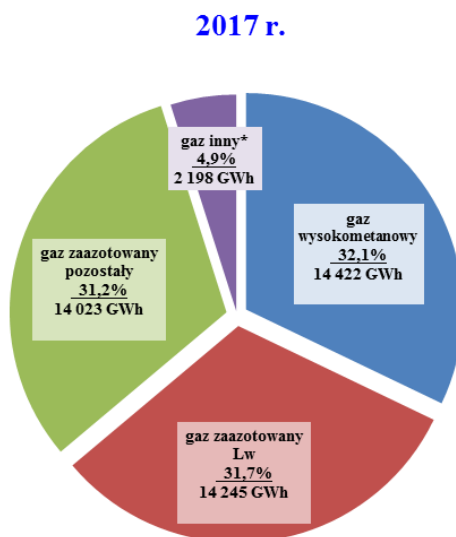
Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 037 TWh, co stanowi 79% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2017 r. wyniosły 555 TWh.

Na koniec 2017 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 13 podmiotów (łącznie 82 koncesje, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 59 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało sześć podmiotów z łączną liczbą koncesji 230 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 224 koncesje).

W 2017 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 44 889 GWh (w tym gazu wysokometanowego – 14 422 GWh, gazu zaazotowanego – 28 268 GWh, gazu z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego - 2 198 GWh), co stanowiło ok. 22% krajowego bilansu dostaw gazu ziemnego. W stosunku do roku poprzedniego całkowite wydobycie zmniejszyło się o 2,2%, w tym wydobycie gazu wysokometanowego spadło o 6,1%, gazu zaazotowanego wzrosło o 1,2%, a gazu innego (z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego) spadło

o 16,5%. Na spadek wydobycia miało wpływ szczyptywanie się eksploatowanych złóż oraz zróżnicowana i skomplikowana struktura geologiczna nowych złóż uniemożliwiająca pełne zastąpienie wydobycia z obecnie eksploatowanych złóż.

Rysunek 6. Wydobycie krajowe gazu ziemnego w 2017 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2017 r. prowadzona była przede wszystkim przez spółkę PGNiG S.A. posiadającą 47 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 223 koncesje na wydobywanie węglowodorów. Spółka wydobywa gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany. Część gazu zaazotowanego przekazywana jest do systemu gazu zaazotowanego i odbierana przez odbiorców, natomiast część podlega przetworzeniu w odazotowni w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim i po zakończeniu procesu odazotowania wprowadzana jest do systemu gazu wysokometanowego.

2.4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Z roku na rok obserwowany jest wzrost krajowego zużycia gazu ziemnego, które na koniec 2017 r. wyniosło 191 225 GWh, czyli o 5,6% więcej w stosunku do 2016 r.

Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny przedstawiona w załączniku nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. do dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” z dnia 10 listopada 2009 r. zakłada zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny do 221 634 GWh w 2030 r. Warto podkreślić, że tempo zwiększania zużycia gazu ziemnego wykroczyło poza zakładane w dokumencie ramy i w 2017 r. wielkość krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny przekroczyła wielkość zużycia prognozowaną na 2020 r.

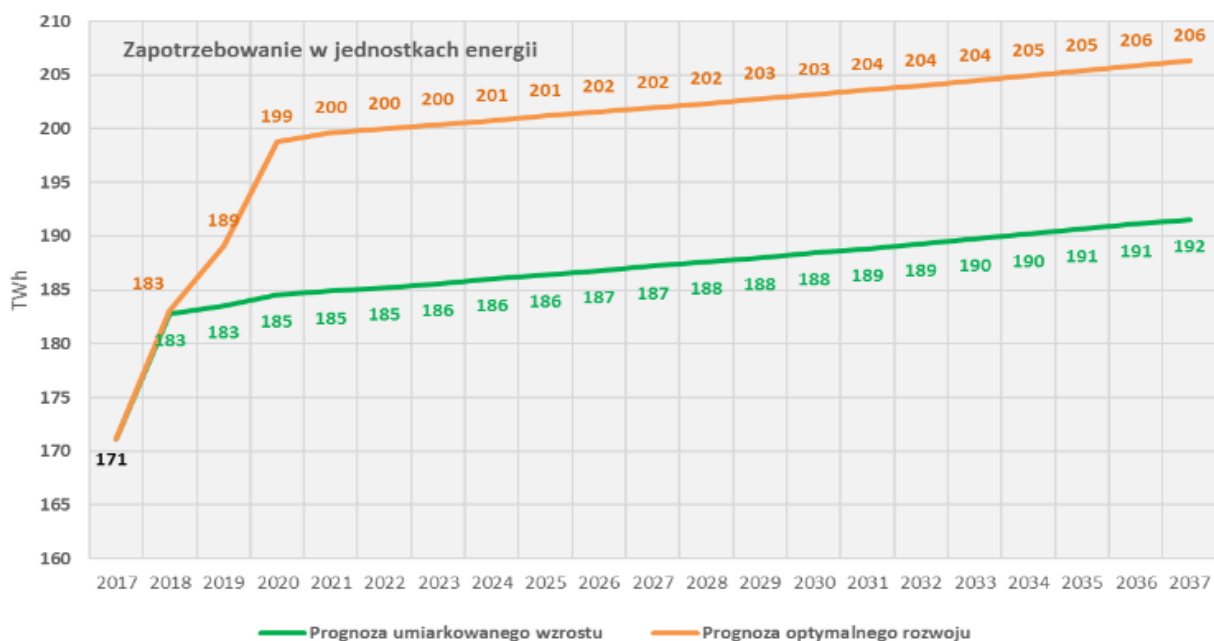
Tabela 4. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 r.

| Rok | Prognozowane zapotrzebowanie [GWh] |
|------|------------------------------------|
| 2010 | 154 708 |
| 2015 | 168 972 |
| 2020 | 187 625 |
| 2025 | 208 472 |
| 2030 | 221 639 |

Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2030 r. z dnia 10 listopada 2009 r. Załącznik nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.*

Podobnie prognoza krajowego zużycia gazu ziemnego przedstawiona w zatwierdzonym w październiku 2017 r. przez Prezesa URE *Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju na lata 2018-2027 operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A.*, zakłada dalszy wzrost zużycia gazu ziemnego, w zależności od przyjętego wariantu prognozy (Umiarkowanego Wzrostu lub Optymalnego Rozwoju) od 192 TWh do 206 TWh w perspektywie do 2037 r.¹ Największy przyrost zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwa gazowe. Na rynku obserwowane są działania inwestycyjne w zakresie nowych mocy wytwórczych, które po zakończeniu ich realizacji mogą skutkować istotnym zwiększeniem zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Rysunek 7. Prognoza krajowego zużycie gazu ziemnego OGP Gaz-System S.A.



Źródło: *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. na lata 2018-2027 – wyciąg.*

¹ Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2027.

3. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

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

3.1. System przesyłowy gazu ziemnego

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. Spółka 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. Natomiast OSP na polskim odcinku systemu gazociągów tranzytowych Jamał-Europa spółka została wyznaczona na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r. Powyższe działanie było realizacją podpisanych w 2010 r. Protokołów dodatkowych do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej z 1993 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%).

Nadzór nad OSP gazowego, zgodnie z art. 12a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, sprawuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Zadania OSP określa przepis art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Obejmują one m. in. zarządzanie systemem przesyłowym, transport paliw gazowych krajową siecią przesyłową w celu jego dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego, jak również zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego sieciami przesyłowymi oraz rozwój gazowej sieci przesyłowej.

Do obowiązków OGP Gaz-System S.A. jako OSP dla polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa należy w szczególności: świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego, sterowanie pracą SGT na terytorium Polski, współpraca z funkcjonującymi na terytorium państw sąsiednich operatorami systemów przesyłowych bezpośrednio połączonych z gazociągiem tranzytowym (Bieltransgaz na Białorusi i Gascade Gastransport GmbH w Niemczech), zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania gazociągu poprzez zarządzanie i nadzór nad pracami eksploatacyjnymi i remontowymi, dostarczanie użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług i wolnych zdolnościach przesyłowych w SGT. Informacje te są publikowane na stronie internetowej OSP².

W 2017 r. spółka OGP Gaz-System S.A. świadczyła usługi przesyłania paliw gazowych poprzez krajowy system przesyłowy dla 101 podmiotów. Ponadto, spółka świadczyła również usługi przesyłowe na zasadach rewersu w punkcie wejścia Mallnow na gazociągu Jamał-Europa dla 30 podmiotów. W 2017 r. spółka OGP Gaz-System S.A. przesłała 221,9 TWh³ gazu, co stanowi wzrost w stosunku do roku poprzedniego o ok. 9%.

3.1.1. 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.

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

1. przywozem gazu:

- a) Drozdowicze (granica polsko-ukraińska),
- b) Wysokoje (granica polsko-białoruska),
- c) 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 (rewers wirtualny),

² <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/system-gazociagow-tranzytowych-sgt/>

³ Wielkość przesłanego paliwa gazowego z uwzględnieniem PMG.

- f) połączenia realizujące import lokalny:
 - Tietierowka (granica polsko-białoruska),
 - Gubin (na granicy polsko-niemieckiej),
 - Branice (na granicy polsko-czeskiej),
 - g) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu.
2. złożami krajowymi:
- a) kopalnie w systemie gazu 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 zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Krobia, Kotowo, Chynów, Nowe Tłoki,
 - d) kopalnie w systemie gazu zaazotowanego – 4 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków i Szczyglice.
3. PMG – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu 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 2017 r. długość sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. wyniosła 11 059 km, a liczba stacji przesyłowych będących punktami wejścia do krajowego systemu oraz punktami wyjścia z systemu wyniosła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia⁴ (krajowe i importowe): 67
- liczba punktów wyjścia⁵: 983

⁴ Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnie). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers.

⁵ Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu, ładowanie zbiorników PMG, eksport oraz odbiorców końcowych. Zestawienie nie uwzględnia punktu wyjścia SGT w Mallnow. Tylko stacje aktualnie wykorzystywane: 903. Całkowita liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu krajowego, włączając punkty wirtualne wynosi 983.

Tabela 5. System przesyłowy będący własnością OGP Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.

| L.p. | Elementy systemu przesyłowego | Jednostka | OGÓŁEM |
|------|-------------------------------|-----------|---------------|
| 1. | Gazociągi przesyłowe | km | 11 059 |
| 2. | Stacje gazowe | szt. | 903 |
| 3. | Węzły | szt. | 37 |
| 4. | Tłocznie | szt. | 14 |

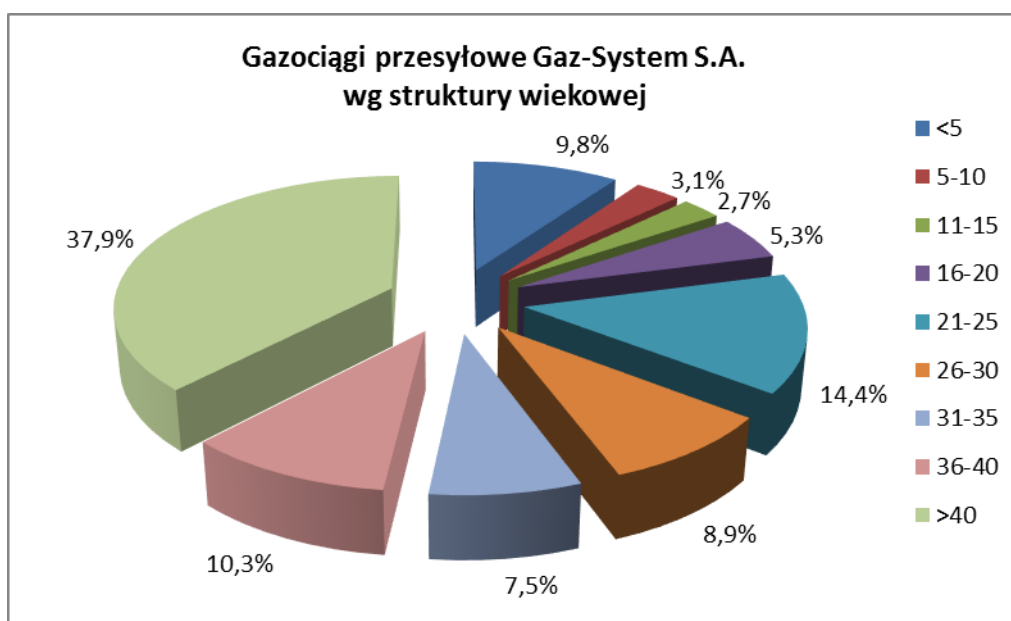
Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 6. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2017 r.

| Przedział wiekowy | Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km] | % |
|-------------------|---|-------------|
| Poniżej 5 lat | 1 087 | 9,8% |
| 5-10 lat | 342 | 3,1% |
| 11-15 lat | 301 | 2,7% |
| 16-20 lat | 585 | 5,3% |
| 21-25 lat | 1 594 | 14,4% |
| 26-30 lat | 989 | 8,9% |
| 31-35 lat | 830 | 7,5% |
| 36-40 lat | 1 141 | 10,3% |
| Powyżej 40 lat | 4 190 | 37,9% |
| Razem | 11 059 | 100% |

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 2017.



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

Jak wynika z powyższego, najczęściej, bo ponad 37% gazociągów przesyłowych będących własnością OGP Gaz-System S.A. ma ponad 40 lat. W związku z powyższym niezbędne są intensywne działania modernizacyjne istniejącej sieci oraz budowa nowej infrastruktury przesyłowej. Działania prowadzone przez OGP Gaz-System S.A. w zakresie rozwoju sieci przesyłowej opisane zostały w rozdziale 3.1.2.

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 kopalni Wielichowo.

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 Górzycy, 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, Lwówek, Włocławek,
- 5 tłoczní gazu o łącznej mocy 400 MW – TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

3.1.2. 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 gazu stanowi jeden z głównych elementów przyczyniających się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do kraju. Stanowi również narzędzie zwiększenia integracji z państwami członkowskimi UE.

OPS w 2017 r. w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu gazu krajowym systemem przesyłowym zrealizował, wynikające z Planu Inwestycyjnego, opracowanego na podstawie zatwierdzonego przez Prezesa URE *Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025*, prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe,

na łączną kwotę ok. 829,6 mln zł. Ogółem zrealizowanych zostało 406 zadań modernizacyjno-odtworzeniowych i 198 zadań remontowych sieci gazowej.

Operator kontynuował prace w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego oraz budowy połączeń międzysystemowych. W 2017 r. zakończone zostały następujące inwestycje:

- budowa gazociągu gazu wysokometanowego Czeszów-Wierzchowice w województwie dolnośląskim,
- budowa gazociągu gazu zaazotowanego Polkowice-Żary w województwie dolnośląskim i lubuskim.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. OGP Gaz-System S.A. prowadził inwestycje w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego na różnym poziomie realizacji:

- 1) Faza realizacji – obejmująca okres od zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych do przekazania gazociągu do eksploatacji:
 - gazociąg Czeszów-Kielczów,
 - gazociąg Lwówek-Odolanów (etap I) – Lwówek-Krobia,
 - gazociąg Lwówek-Odolanów (etap II), – Krobia-Odolanów,
 - gazociąg Zdieszowice-Wrocław (odcinek Zdieszowice-Brzeg),
 - gazociąg Tworóg-Kędzierzyn Koźle,
 - gazociąg Strachocina-Pogórska Wola,
 - gazociąg Hermanowice-Strachocina,
 - tłocznia Odolanów.
- 2) Faza przetargowa – obejmująca etap od uzyskania pozwolenia na budowę do zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych:
 - gazociąg Zdieszowice-Wrocław odcinek Brzeg-Zębice-Kielczów,
 - gazociąg Zdieszowice-Kędzierzyn Koźle,
 - gazociąg Tworóg-Tworzeń,
 - gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń,
 - gazociąg Szczecin-Gdańsk (etap V) Goleniów-Płoty,
 - tłocznia Strachocina,
 - tłocznia Kędzierzyn.
- 3) Faza projektowania – obejmująca etap pozyskiwania decyzji administracyjnych:

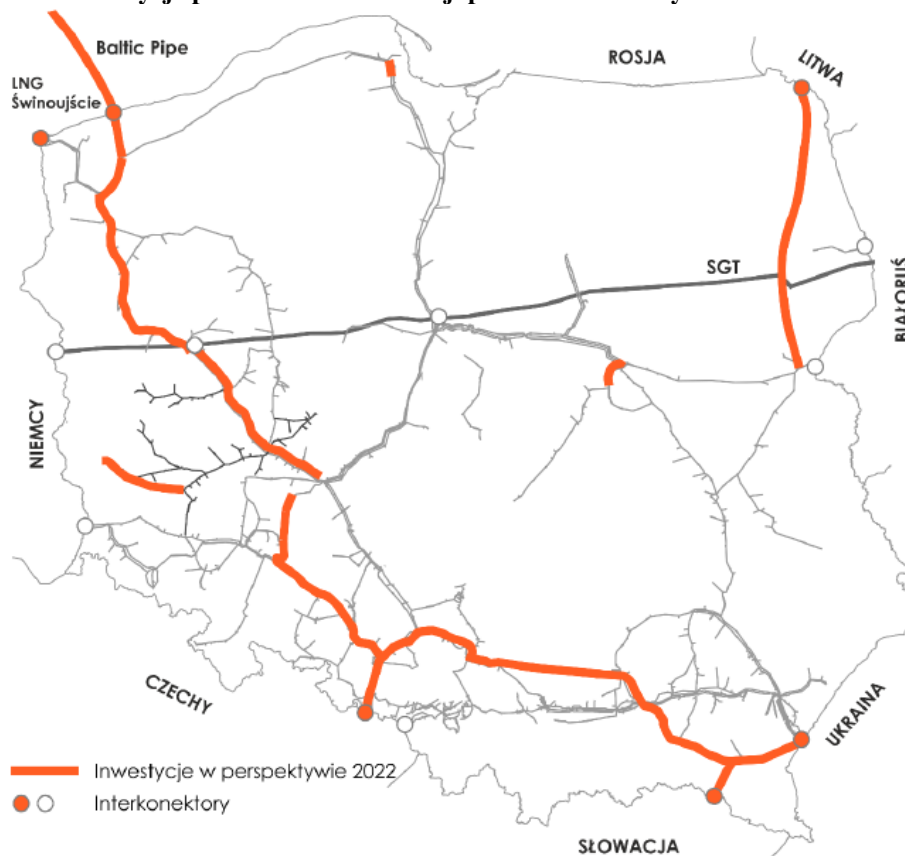
- gazociąg Szczecin-Gdańsk – etap VI: Reszki-Wiczlino (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych),
 - połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja (uzyskano decyzję lokalizacyjną i decyzję środowiskową),
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – docinek północy (Rudka Skroda-granica państwa) (uzyskano decyzję lokalizacyjną i środowiskową),
 - połączenie międzysystemowe Polska-Ukraina (uzyskano decyzję środowiskową).
- 4) Faza przetargu na projektowanie – od decyzji o rozpoczęciu prac projektowych do podpisania umowy na projektowanie gazociągu:
- połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – odcinek południowy (Hołowczyce-Rudka Skroda),
 - gazociąg Rembelszczyzna-Mory,
 - gazociąg Gustorzyn-Wronów,
 - gazociąg Goleniów-Lwówek (podpisano umowę na wykonanie dokumentacji projektowej),
 - gazociąg Baltic Pipe (podpisano umowę na wykonanie prac analitycznych, badawczych i projektowych oraz podpisano umowę na wykonanie dokumentacji projektowej).

W 2017 r. Prezes URE uzgodnił przygotowany przez OGP Gaz-System S.A. *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2027*. Nowy Plan Rozwoju przewiduje szereg zadań związanych z rozbudową i modernizacją wewnętrznego systemu przesyłowego oraz budową nowych połączeń z systemami krajów sąsiednich.

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

- Perspektywa 2022 – obejmująca realizację gazociągu Baltic Pipe oraz kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2016-2025;
- Perspektywa 2027 – obejmująca zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Rysunek 9. Inwestycje planowane do realizacji przez OGP Gaz-System S.A. w latach 2018 -2022.



| Inwestycja | | Średnica DN [mm] | Długość [km] |
|---------------------------------------|-----------------------------|------------------|--------------|
| INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2022 | | | |
| 1 | Baltic Pipe | 900 | 280 |
| 2 | Niechorze – Płoty | 1000 | 40 |
| 3 | Goleniów - Lwówek | 1000 | 188 |
| 4 | Lwówek – Odolanów | 1000 | 168 |
| 5 | Czeszów – Wierzchowice | 1000 | 14 |
| 6 | Czeszów – Kielczów | 1000 | 33 |
| 7 | Polkowice – Żary | 300 | 64 |
| 8 | Zdzieszowice – Wrocław | 1000 | 130 |
| 9 | Zdzieszowice – Kędzierzyn | 1000 | 19 |
| 10 | Polska - Czechy | 1000 | 54 |
| 11 | Tworóg – Kędzierzyn | 1000 | 43 |
| 12 | Tworóg -Tworzeń | 1000 | 56 |
| 13 | Pogórska Wola – Tworzeń | 1000 | 160 |
| 14 | Strachocina – Pogórska Wola | 1000 | 98 |
| 15 | Polska – Słowacja | 1000 | 58 |
| 16 | Hermanowice – Strachocina | 700 | 72 |
| 17 | Rembelszczyzna - Mory | 700 | 28 |
| 18 | Polska – Litwa | 700 | 357 |
| 19 | Goleniów – Płoty | 700 | 41 |
| 20 | Wiczlino – Reszki | 700 | 8 |

Źródło: OGP Gaz-System S.A. Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2027 – wyciąg.

W ramach koncepcji Bramy Północnej realizowane są dwa projekty – rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu (opisana w pkt 3.4) oraz budowa połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym tzw. Baltic Pipe.

Budowa gazociągu Baltic Pipe o przepustowości interkonektora do 109 720 GWh/rok – inwestycja 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 Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia). Projekt Baltic Pipe obejmuje:

- budowę połączenia systemów gazowych Norwegii i Danii,
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z Zachodu na Wschód),
- budowę tłoczni gazu na terytorium Danii,
- budowę połączenia Dania-Polska,
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

W 2017 r. OGP Gaz-System S.A. oraz duński operator Energinet.dk rozpoczęli prowadzenie prac projektowych zmierzających do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji. Prowadzone były badania geofizyczne dna morskiego. Uruchomiona została także procedura transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko zgodnie z konwencją z Espoo.

Uruchomiona w czerwcu 2017 r. wiążąca procedura *open season* dla projektu Baltic Pipe, zakończona została pozytywnym wynikiem w październiku 2017 r. Procedura potwierdziła zainteresowanie użytkowników korzystaniem z przepustowości, które zostaną udostępnione w wyniku realizacji projektu, poprzez przedłożenie wiążącej oferty zobowiązującej do zawarcia 15-letnich umów na przesył gazu z Morza Północnego, poprzez terytorium Danii, do Polski.

W ramach ogłoszonego w 2017 r. naboru wniosków projekt budowy gazociągu Baltic Pipe otrzymał kolejne dofinansowanie na realizację prac projektowych w wysokości 33,1 mln EUR oraz znalazł się na opublikowanej w listopadzie 2017 r. trzeciej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach Planu działań na rzecz integracji rynku energii w obszarze Morza Bałtyckiego (BEMIP – *Baltic Energy Market Interconnection Plan*).

Ponadto, w ramach instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF Energy) w 2017 r. OGP Gaz-System S.A. oraz Energinet.dk złożyli wspólny wniosek o dofinansowanie prac projektowych dla morskiego odcinka gazociągów oraz tłoczni gazu

w Polsce i Danii w ramach realizacji projektu Baltic Pipe. Wniosek został przez KE skierowany do dofinansowania.

Zgodnie z art. 27 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. 2017 r. poz. 2205 oraz z 2018 r. poz. 317 i 1338) układanie i utrzymywanie rurociągów w wyłącznej strefie ekonomicznej jest dozwolone pod warunkiem uzgodnienia ich lokalizacji oraz sposobów utrzymywania z ministrem właściwym do spraw gospodarki morskiej. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej wydaje decyzję w tym zakresie po zasięgnięciu opinii m.in. ministra właściwego do spraw energii. W 2018 r. Minister Energii wydał 5 postanowień w związku z wnioskami 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.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina – połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemem ukraińskim jest elementem gazowego Korytarza Północ-Południe łączącego terminal LNG w Świnoujściu z krajami Europy Środkowej i Wschodniej poprzez systemy przesyłowe poszczególnych państw i połączenia transgraniczne. Nowe połączenie ma na celu zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego z Polski do Ukrainy, a także zabezpieczenie dostaw z Ukrainy do państw UE. Rozbudowa połączenia gazowego pozwoli również na uzyskanie dostępu do infrastruktury magazynowej i przesyłowej Ukrainy oraz rozwój handlu gazem ziemnym z państwami Grupy Wyszehradzkiej.

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 dwukierunkowa przepustowość ma wynieść ok. 54 860 GWh/rok.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska-Ukraina obejmuje budowę:

- gazociągu Hermanowice-Strachocina,
- gazociągu Hermanowice-granica Polski wraz ze stacją pomiarową,
- tłoczni Strachocina.

W 2017 r. spółki realizujące projekt kontynuowały prace projektowe. Prowadzono również działania zmierzające do przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko oraz uzyskanie decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej i pozwolenia na budowę.

Dostawy gazu ziemnego 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 gazu w sieciach polskich lub ukraińskich. Aktualnie maksymalne techniczne możliwości przesyłu gazu przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy wynoszą do 16 458 GWh/rok.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja – projekt połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja realizowany będzie wspólnie przez spółki OGP Gaz-System S.A. oraz Eustream A.S., tj. słowackiego operatora systemu przesyłowego.

Planowana przepustowość połączenia Polska-Słowacja szacowana jest na 62 540 GWh/rok w kierunku Polski oraz 51 568 GWh/rok w kierunku Słowacji.

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

- gazociąg Tworóg-Tworzeń;
- gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń;
- gazociąg Strachocina-Pogórska Wola;
- gazociąg Strachocina-granica Polski;
- tłocznia Strachocina.

W 2017 r. obie spółki kontynuowały prace projektowe. W grudniu 2017 r. spółki podpisały umowę o dofinansowanie prac budowlanych z Agencją ds. Innowacyjności i Sieci. Kwota udzielonego bezzwrotnego wsparcia z instrumentu Łącząc Europę w sektorze energii wynosi ok. 107,8 mln EUR.

Dodatkowo projekt budowy połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja uzyskał dofinansowanie z instrumentu finansowego CEF Energy na dofinansowanie prac projektowych w wysokości 4,6 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. 2,3 mln EUR). Ponadto połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja w listopadzie 2017 r. znalazło 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.

Budowa połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL) – projekt połączenia Polska-Litwa stanowi element integrowania europejskich systemów gazowych i kształtowania zliberalizowanego rynku gazu w północno-wschodniej części Europy. Projekt umożliwi integrację rynku gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zmniejszenie uzależnienia krajów bałtyckich i Finlandii od dostaw gazu wyłącznie z jednego kierunku.

Projektowany gazociąg przebiegać będzie przez województwa mazowieckie, podlaskie i warmińsko-mazurskie, a więc przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą

gazową. Tym samym realizacja projektu GIPL połączona z rozwojem sieci dystrybucji zwiększy dostępności paliwa gazowego w północno-wschodniej Polsce.

W 2017 r. spółki zaangażowane w projekt – OGP Gaz-System S.A. oraz Amber Grid kontynuowały działania w zakresie prac projektowych. Planowana zdolność przesyłowa projektu w kierunku Litwy szacowana jest na ok. 26 333 GWh/rok oraz 20 847 GWh/rok w kierunku Polski.

Projekt budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa uzyskał 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). Ponadto jako kluczowy element Planu działań na rzecz integracji rynku energii w obszarze Morza Bałtyckiego (BEMIP – *Baltic energy market interconnection plan*), w listopadzie 2017 r. znalazł się na trzeciej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Rozbudowa połączenia międzysystemowego Polska-Czechy – projekt połączenia międzysystemowego Polska-Czechy jest jednym z elementów budowy systemu przesyłowego regionu Europy Środkowej, zintegrowanego w ramach koncepcji gazowego korytarza Północ-Południe. Rozbudowa zdolności przesyłowych pomiędzy Polską a Czechami przyczyni się do integracji rynków gazowych krajów Grupy Wyszehradzkiej. Połączenie to zapewni państwom Grupy Wyszehradzkiej dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego w szczególności poprzez terminal LNG w Świnoujściu oraz z shelfu norweskiego. Projekt połączenia międzysystemowego z Czechami realizowany jest przez spółkę OGP Gaz-System S.A. wspólnie ze spółką Net4Gas – czeskim operatorem systemu przesyłowego.

Po zakończeniu w 2011 r. I etapu rozbudowy połączenia polsko-czeskiego, spółki rozpoczęły prace w zakresie zwiększenia zdolności przesyłowych nowego połączenia. Projekt przewiduje budowę połączenia transgranicznego Polska-Czechy o długości ok. 107 km (Libhost-Hat-Kędzierzyn), umożliwiającego przesył gazu w ilości do 71 318 GWh/rok w kierunku Polski. Projekt zakłada także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 54 860 GWh/rok.

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

- gazociąg Czeszów-Wierzchowice,
- gazociąg Czeszów-Kielczów,

- gazociąg Zdieszowice-Wrocław,
- gazociąg Zdieszowice-Kędzierzyn,
- gazociąg Tworóg-Kędzierzyn,
- gazociąg Kędzierzyn-granica Polski,
- tłocznia Kędzierzyn.

W listopadzie 2017 r. projekt połączenia gazowego Polska-Czechy w ramach Korytarza gazowego Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej znalazł się na trzeciej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI). Uzyskał również dofinansowanie z instrumentu finansowego CEF Energy na dofinansowanie prac projektowych w wysokości 1,5 mln EUR (w tym dla OGP Gaz-System S.A. 0,6 mln EUR).

W grudniu 2017 r. OGP Gaz-System S.A. uzyskał wiążące pozwolenie na budowę dla polskiego odcinka gazociągu na trasie Kędzierzyn Koźle-Hat (granica państwa).

Podkreślenia wymaga fakt, że w 2017 r. spółki realizujące projekty związane z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego podpisywały kolejne umowy o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020. Dofinansowanie w ramach programu POIiŚ otrzymał projekt rozszerzenia funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu oraz 8 projektów w zakresie przesyłu gazu ziemnego, zgłoszonych przez OGP Gaz-System S.A., z szacowaną kwotą dofinansowania w wysokości 1 385 mln PLN. Dodatkowo na liście projektów zakwalifikowanych do dofinansowania znalazły się dwa projekty, dla których na dzień 31 grudnia 2017 r., nie podpisano jeszcze umów o dofinansowanie.

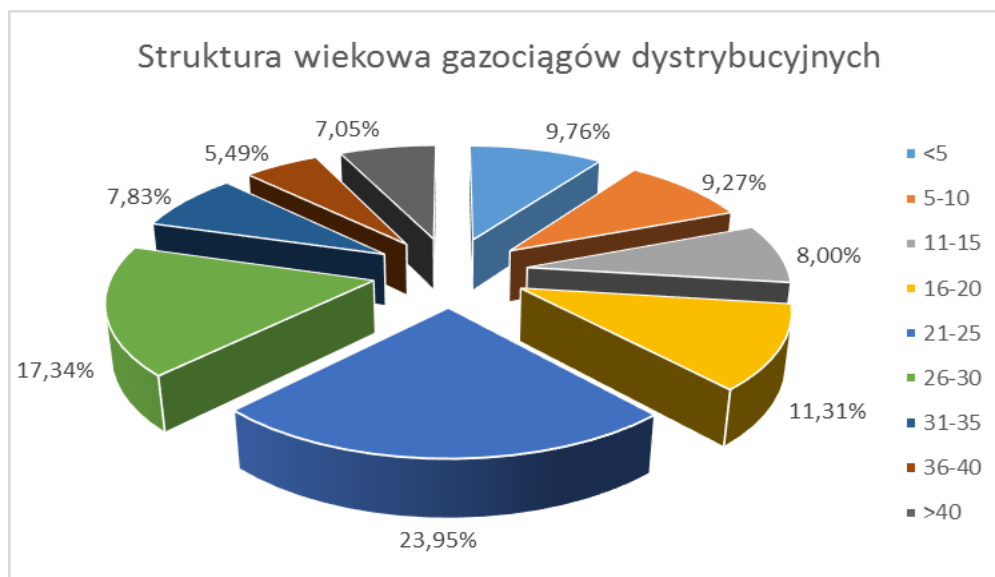
3.2. System dystrybucyjny gazu ziemnego

3.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. na terytorium RP w obszarze dystrybucji paliw gazowych funkcjonowało 52 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE, w tym 1 prawnie wydzielony – podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego unbundlingu – PSG sp. z o.o. Spółka PSG sp. z o.o. to największy operator, zarządzający w 2017 r. ok. 93% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość na obszarze kraju wraz z przyłączami wynosi 197 tys. km. PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK PGNiG i w 2017 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1479 gminach na terenie całego kraju. W 2017 r. PSG sp. z o.o. przesłała do odbiorców 127 824 GWh gazu ziemnego.

Pozostałe ok. 7% sieci dystrybucyjnych było własnością pozostałych 51 spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. W 2017 r. oddanych do użytkowania zostało ok. 1,8 tys. km sieci dystrybucyjnych (z czego 98% przypada na PSG sp. z o.o.).

Rysunek 10. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych według stanu na dzień 31 grudnia 2017.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

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

W 2017 r. stopień gazyfikacji kraju wyniósł ok. 59,6%. Zatwierdzony przez Prezesa URE *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2022* PSG sp. z o.o. zakłada zwiększenie stopnia gazyfikacji w 2022 r. do ok. 62%. Zgodnie z przyjętymi w Planie rozwoju założeniami w perspektywie do 2020 r. PSG sp. z o.o. planuje gazyfikację 74 nowych gmin.

W 2017 r. spółki realizujące inwestycje z obszaru dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych gazu) podpisywały kolejne umowy o dofinansowanie z budżetu UE w ramach POIiŚ na lata 2014-2020. W obecnej perspektywie unijnej podpisane zostały umowy na dofinansowanie 12 projektów z szacowaną kwotą dofinansowania w wysokości 197,7 mln PLN, w tym 7 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. Dodatkowo do dofinansowania z POIiŚ w ramach Listy Projektów Strategicznych zakwalifikowało się 5 projektów, w tym 4 zgłoszone przez PSG sp. z o.o. i 1 zgłoszony przez spółkę EWE Energia Sp. z o.o.

3.3. System magazynowania gazu ziemnego

Funkcję operatora systemu magazynowania (OSM) pełni spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. (spółka GK PGNiG) wyznaczona decyzją Prezesa URE na okres do dnia 31 maja 2022 r.

OSM odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, świadczenie usług magazynowych oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych. OSM oferuje usługi magazynowania zarówno w formie pakietów, jak i usług rozdzielonych. Ze względu na czas świadczenia, usługi magazynowania można podzielić na:

- długoterminowe – świadczone w okresie 1, 2, 3 lub 4 kolejnych lat magazynowych, a w przypadku GIM Kawerna również w okresie 12, 24, 36 albo 48 kolejnych miesięcy gazowych, niepokrywających się z latami magazynowymi,
- krótkoterminowe – miesięczne (świadczone w okresie od 1 do 11 kolejnych miesięcy gazowych, tygodniowe (świadczone w okresie 7, 14 lub 21 kolejnych dób gazowych) lub dobowe (świadczone w okresie 1 doby gazowej),
- śróddzienne – świadczone w okresie jednej doby gazowej od 1 do 24h.

Usługi magazynowania świadczone są przez OSM:

- 1) w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
- 2) 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.

W dniu 8 maja 2017 r. został zatwierdzony Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania ze zmianami wynikającymi z procesu konsultacji. Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania z przyjętymi zmianami zaczął obowiązywać od dnia 1 czerwca 2017 r.

3.3.1. Stan istniejącej infrastruktury

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.

Obok ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotowanego, zarządzane przez PGNiG S.A.: PMG Daszewo i PMG Bonikowo. System gazu zaazotowanego jest systemem zamkniętym, a ww. magazyny gazu zaazotowanego wykorzystywane są do stabilizacji wydobycia tego gazu.

Według stanu na koniec 2017 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wynosiła 33 201,2 GWh, co odpowiada ok. 17,4% rocznego zużycia gazu w Polsce. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu zaazotowanego wyniosła 2 099 GWh.

Tabela 7. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2017 r.).

| Nazwa magazynu | Rodzaj | Pojemność czynna [w GWh] |
|----------------|-----------------------|--------------------------|
| Wierzchowice | złoże wyeksploatowane | 13 200,0 |
| Mogilno | kawerny solne | 6 570,9 |
| Husów | złoże wyeksploatowane | 5 625,0 |
| Strachocina | złoże wyeksploatowane | 4 050,0 |
| Swarzów | złoże wyeksploatowane | 1 008,0 |
| Brzeźnica | złoże wyeksploatowane | 1 125,0 |
| Kosakowo | kawerny solne | 1 622,3 |
| Razem | | 33 201,2 |

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

3.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

W 2017 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. W 2017 r. pojemność magazynu wynosiła 1 622,3 GWh. Po zakończeniu rozbudowy pojemność czynna KPMG Kosakowo wyniesie co najmniej 3 237 GWh. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2021 r.

3.4. System skraplania gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2017 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego

gazu ziemnego posiadało 7 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.

3.4.1. Stan istniejącej infrastruktury

W Polsce 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 skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Nadzór nad realizacją inwestycji w zakresie terminalu LNG, zgodnie z przepisami ustawy terminalowej, sprawuje Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Zdolności regazyfikacyjne terminalu w Świnoujściu wynoszą 54 860 GWh/rok. W 2017 r. do kraju, poprzez terminal LNG w Świnoujściu, sprowadzono łącznie 1,24 mln ton LNG, co odpowiada ok. 18 820 GWh gazu ziemnego po regazyfikacji. Gaz importowany był przez spółkę PGNiG S.A. z Kataru, Norwegii i USA. Polski terminal jest kluczowym obiektem infrastruktury z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski, ale i krajów sąsiedzkich. Dostęp do obecnie istniejących zdolności regazyfikacyjnych terminalu w Świnoujściu został w całości zarezerwowany przez PGNiG S.A.

W kraju funkcjonują również stacje regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG służące do zasilania tzw. „wyspowych” stref dystrybucyjnych. Stacje LNG stanowią alternatywę dla obszarów na terenie których brak jest lub jest w niewystarczająco rozwinięta gazyfikacja sieciowa.

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

Planowana jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu najpierw z obecnych zdolności regazyfikacyjnych 54 860 GWh/rok do przepustowości: 82 290 GWh/rok i docelowo do 109 720 GWh/rok. W 2017 r. zakończono prace nad przygotowaniem analizy technicznej w celu podjęcia działań zmierzających do rozbudowy terminalu do poziomu 82 290 GWh/rok. Opracowane zostało studium wykonalności rozbudowy terminalu o stanowisko do zaopatrywania statków w paliwo LNG oraz instalacje towarzyszące, jak również opracowano studium wykonalności rozbudowy terminalu o usługę przeładunku LNG na kolej. Projekt rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu znalazł się na opublikowanej w listopadzie 2017 r. trzeciej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI. Ponadto projekt rozszerzenia funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu otrzymał dofinansowanie w ramach POIiŚ w wysokości ok. 479 mln PLN.

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 skroplonego gazu ziemnego LNG w celu zasilania „wyspowych” stref dystrybucyjnych (44 projekty) oraz jako dodatkowe źródło zasilania istniejącej strefy dystrybucyjnej (1 projekt). Budowa stacji LNG stanowi alternatywę dla obszarów na terenie, których występują tzw. „białe plamy” czyli obszary niezgazyfikowane lub o znikomej gazyfikacji.

4. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski

4.1. Działania związane z projektem Nord Stream 2

Projekt Nord Stream 2 ma składać się z dwóch gazociągów o przepustowości 301 736 GWh/rok każdy, co daje łącznie 603 472 GWh/rok dodatkowej przepustowości importowej dla gazu rosyjskiego. Lądowe odnogi Nord Stream stanowią gazociągi OPAL (395 000 GWh/rok, biegnący na południe do granicy czeskiej) oraz NEL (219 444 GWh/rok, biegnący na zachód do magazynów gazu w Rehden). Gazociąg ma być ukończony do końca 2019 r.

W grudniu 2016 r. Rządy Danii oraz Szwecji skierowały do KE pismo z prośbą o wydanie opinii w sprawie planów związanych z budową gazociągu Nord Stream 2 przez konsorcjum Nord Stream 2 AG pod kątem zgodności tego projektu z prawem UE oraz planami państw członkowskich UE. W następstwie i pod presją pozostałych państw członkowskich (również Polski) w dniu 28 marca 2017 r. KE wystosowała list do Rządów Danii i Szwecji, w którym potwierdziła swoje dotychczasowe stanowisko wobec Nord Stream 2, a mianowicie, że projekt nie jest spójny z celami Unii Energetycznej, gdyż nie daje dostępu do nowych źródeł gazu oraz wzmacnia pozycję Rosji jako największego dostawcy na rynku europejskim. Swoją sprzeciw wobec realizacji inwestycji gazociągu Nord Stream 2 wyraziło również kilkudziesięciu posłów Parlamentu Europejskiego reprezentujących niemal wszystkie państwa członkowskie UE oraz ugrupowania polityczne w Parlamencie Europejskim. Debata w UE potwierdza, że projekt Nord Stream 2 pogłębia podziały wśród państw członkowskich UE.

W konsekwencji KE poinformowała, że będzie starała się uzyskać od Rady Europejskiej mandat do negocjowania umowy pomiędzy Rosją a UE dotyczącej reżimu prawnego dla budowy gazociągu Nord Stream 2. Z polskiego punktu widzenia mandat nie powinien pozwalać na uzgodnienie takich warunków ze stroną rosyjską, które będą poniżej standardów III pakietu energetycznego.

W dniu 26 czerwca 2017 r. podczas posiedzenia Rady ds. Energii (TTE), KE zaprezentowała projekt mandatu do negocjowania umowy UE-Rosja ws. reżimu prawnego gazociągu Nord Stream 2 (daleki od oczekiwań i postulatów Polski). Prezentacja mandatu była dopiero początkiem trudnych rozmów w ramach procesu prac nad tym dokumentem. Dyskusja, jaka miała miejsce podczas Rady TTE, nie pozostawiła wątpliwości, co do politycznego wymiaru tego projektu i jego daleko idących konsekwencji dla bezpieczeństwa energetycznego Europy i konkurencyjności rynku gazu w UE.

W toku dyskusji nad mandatem negocjacyjnym na szczeblu Grupy roboczej ds. energii (WP ENER), Służby Prawne Rady w dniu 27 września 2017 r. przedstawiły opinię prawną, w której wskazały, że prawo UE nie ma zastosowania do gazociągu Nord Stream 2. Z tego względu prace nad mandatem negocjacyjnym zostały wstrzymane, powodując konieczność podjęcia równoległych inicjatyw służących ustanowieniu jasnych ram prawnych wobec gazociągów do i z państw trzecich, również tych przebiegających przez wody terytorialne i w wyłącznych strefach ekonomicznych państw członkowskich, tak by nie było jakiegokolwiek możliwości podważenia pełnego stosowania prawa UE do wszystkich gazociągów. W efekcie, w dniu 8 listopada 2017 r. KE przedstawiła projekt dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2009/73/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Konsorcjum Nord Stream 2 AG nie wykazało dotychczas żadnego uzasadnienia ekonomicznego dla rozbudowy gazociągu Nord Stream o kolejne dwie nitki. W związku z powyższym należy przypuszczać, że proponowany model finansowania projektu może prowadzić do nadużycia pozycji dominującej Gazpromu i powodować w przyszłości, w sposób pośredni lub bezpośredni, narzucanie nieuczciwych cen i dyskryminacyjne warunki transakcji czy też ograniczanie produkcji i dostaw surowca przy wykorzystaniu pozostałej infrastruktury tranzytowej. Mając na uwadze powyższe, należy stwierdzić, że dyskusja oraz działania w zakresie projektu Nord Stream 2, zarówno na szczeblu krajowym jak i unijnym, będą miały kluczowe znaczenia dla dalszego kształtu rynku gazu ziemnego w Europie Środkowo Wschodniej oraz są powodem szeregu wyzwań, z którymi polski rynek gazu będzie musiał się zmierzyć.

4.2. Decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL

Gazociąg OPAL, biegnący z północy Niemiec do granicy niemiecko-czeskiej, to lądowe przedłużenie gazociągu Nord Stream 1. W 2009 r. operator gazociągu uzyskał na podstawie art. 22 dyrektywy 2003/55 (II pakiet energetyczny) wyłączenie z obowiązku

zapewnienia realizacji zasady dostępu stron trzecich (TPA) w odniesieniu do 50% zdolności przesyłowych gazociągu w punkcie wejścia do systemu czeskiego. W dniu 28 października 2016 r. KE wydała decyzję, która objęła wyłączeniem 90% gazociągu OPAL. Decyzja ta umożliwiła spółce Gazprom oraz spółkom z nią powiązanym na niekontrolowane korzystanie z większości przepustowości gazociągu, tym samym wzmacniając dominującą pozycję Gazpromu na rynku dostaw gazu, szczególnie w Europie Środkowej i Wschodniej. Powyższe będzie miało bardzo negatywne konsekwencje zarówno dla poziomu bezpieczeństwa energetycznego, jak i dla konkurencji na rynkach gazu w całym regionie.

W dniu 16 grudnia 2016 r. Polska zaskarżyła decyzję KE do Sądu UE. Zarzuty podnoszone w skardze dotyczą m.in. naruszenia art. 36 dyrektywy 2009/73/WE oraz zasady solidarności, a także naruszenie wiążących UE umów międzynarodowych. Jednocześnie RP złożyła wniosek o zawieszenie wykonania decyzji KE do czasu ogłoszenia rozstrzygnięcia w sprawie. W dniu 23 grudnia 2016 r. Prezes Sądu UE przychylił się do wniosku RP i wydał postanowienie o zastosowaniu środka tymczasowego w postaci zawieszenia wykonalności zaskarżonej decyzji KE.

W dniu 5 lipca 2017 r. przed Sądem UE w Luksemburgu odbyło się wysłuchanie stron w ramach postępowań o zastosowanie środka tymczasowego w postaci zawieszenia wykonania decyzji KE zmieniającej reżim prawny dla gazociągu OPAL. W ślad za tym wysłuchaniem, w dniu 21 lipca 2017 r. Sąd postanowił oddalić wniosek o zastosowanie środka tymczasowego, odwołując tym samym decyzję KE z dnia 28 października 2016 r. do momentu rozstrzygnięcia w sprawie głównej.

4.3. Postępowanie antymonopolowe przeciwko spółce Gazprom

Postępowanie antymonopolowe przeciwko Gazpromowi zostało formalnie wszczęte we wrześniu 2012 r. Dotyczyło ono nadużywania pozycji dominującej przez Gazprom. KE badała w szczególności działalność rosyjskiej spółki w Polsce, Czechach, Bułgarii, Estonii, Łotwie oraz na Słowacji, Litwie i Węgrzech. Dochodzenie KE dotyczyło trzech potencjalnych naruszeń w ramach przepisu art. 102 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE)⁶, w szczególności:

- stosowania praktyk utrudniających transgraniczny handel gazem (zakaz eksportu, *destination clauses*, konieczność uzyskania zgody Gazpromu na odsprzedaż gazu);

⁶Art. 102 TFUE: Niezgodne z rynkiem wewnętrznym i zakazane jest nadużywanie przez jedno lub większą liczbę przedsiębiorstw pozycji dominującej na rynku wewnętrznym lub na znacznej jego części, w zakresie, w jakim może wpływać na handel między państwami członkowskimi.

- nieuczciwej polityki cenowej, (m.in. konstrukcji formuł cenowych opartych na indeksacji cen gazu do cen ropy naftowej w kontraktach długoterminowych);
- uzależnienia warunków dostaw gazu od uzyskaniu wpływu na kwestie związane z zarządzaniem infrastrukturą przesyłową (w Polsce i Bułgarii).

W okresie od 13 marca do 4 maja 2017 r. KE prowadziła konsultacje publiczne (tzw. *market test*) w sprawie zobowiązań Gazpromu, mających zaradzić problemom w zakresie konkurencji na rynkach gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Zarówno Rząd RP, jak i PGNiG S.A. złożyły obszerne uwagi do propozycji zobowiązań przedłożonej przez Gazprom. W związku ze zgłoszonymi zastrzeżeniami części uczestników, prowadzone były rozmowy na temat dodatkowych zobowiązań rosyjskiego koncernu gazowego, co nie pozwoliło zakończyć postępowania KE w 2017 r.

Przedstawione przez spółkę Gazprom propozycje zobowiązań były niewystarczające i nie prowadziły do bezpośredniego wpływu na poprawę sytuacji na rynku gazu ziemnego na terytorium państw członkowskich UE objętych badaniem działalności rosyjskiej spółki. Zaproponowane przez Gazprom zobowiązania nie stanowiły gwarancji, że spółka ta nie będzie nadal nadużywała swojej pozycji dominującej wobec podmiotów uzależnionych od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że nawet pomimo ich wykonania sposób prowadzenia działalności przez Gazprom będzie prowadził do ograniczenia konkurencji, a warunki współpracy nadal będą odbiegać od przyjętych na konkurencyjnym rynku.

5. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W 2017 r. pozostawały aktualne, przygotowane w 2016 r. na podstawie art. 9 rozporządzenia 994/2010, Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski, Plan działań zapobiegawczych oraz Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. 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 gazu.

W Planie działań zapobiegawczych przedstawione zostały działania służące realizacji standardu w zakresie infrastruktury, czyli zdolności infrastruktury do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny występującego statystycznie raz na 20 lat (tzw. współczynnik N-1). Zgodnie z ww. planem wskaźnik N-1 dla Polski wyniósł 127,6%.

Przekroczenie przez wskaźnik N-1 100% oznacza, że istniejąca infrastruktura pozwala na zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców nawet w przypadku awarii jej największego pojedynczego elementu.

Kolejna aktualizacja Oceny ryzyka opracowana zostanie w 2018 r. na podstawie art. 7 nowego rozporządzenia 2017/1938 i do dnia 1 października 2018 r. przekazana KE. Natomiast opracowanie i przekazanie do KE nowych Planów działań zapobiegawczych oraz na wypadek sytuacji nadzwyczajnej nastąpi do dnia 1 marca 2019 r.

OSP w porozumieniu ze spółkami dokonującymi przywozu gazu ziemnego na terytorium Polski, na podstawie Planu działań zapobiegawczych, w 2017 r. przygotował i przekazał Ministrowi Energii raport dotyczący przygotowania systemu gazowego do sezonu zimowego z uwzględnieniem analizy pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w warunkach bezawaryjnych. Przygotowane przez OSP analizy wykazały, że systemy gazu wysokometanowego i zaazotowanego są przygotowane do sezonu zimowego w zakresie zdolności przesyłowych oraz czynności eksploatacyjnych.

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 w przypadkach określonych w art. 6 ust. 1 rozporządzenia 2017/1938, a więc:

- ekstremalnych temperatur w siedmiodniowym okresie szczytowego zapotrzebowania, występującym z prawdopodobieństwem statystycznym raz na 20 lat,
- każdego przynajmniej trzydziestodniowego okresu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, występującego z prawdopodobieństwem statystycznym raz na 20 lat, oraz
- wystąpienia zakłócenia funkcjonowania największej pojedynczej infrastruktury gazowej w przeciętnych warunkach w okresie zimowym – na okres 30 dni.

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

- a) odbiorca w gospodarstwie domowym, który jest podłączony do sieci dystrybucyjnej gazu,
- b) małe lub średnie przedsiębiorstwa, pod warunkiem że są one podłączone do sieci dystrybucyjnej gazu i posiadają zamówioną moc umowną poniżej 710 kWh/h,

- c) podmiot świadczący podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem że jest on podłączony do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazu,
- 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.

Minister Energii działając jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, w lutym 2018 r. notyfikował KE ww. definicję odbiorcy chronionego.

Na podstawie danych o zużyciu gazu ziemnego w 2017 roku, oszacowana została ilość gazu ziemnego zużywana przez odbiorców chronionych na poziomie 67 886,5 GWh.

Ponadto zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach 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 przeciwdziałania zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach.

Kolejnym elementem przeciwdziałania zakłóceniom dostaw gazu ziemnego jest obowiązek opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorów systemów połączonych lub przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów (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. Należy podkreślić, że ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, 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 wytłaczany z systemu magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych.

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

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, a więc uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z opracowanymi 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 przypadku zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza granicami RP możliwość dostarczenia całkowitej ilości utrzymywanych poza terytorium RP zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do sieci przesyłowej lub do sieci dystrybucyjnej krajowej musi być zagwarantowana łącznie poprzez parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których przyłączone są te instalacje. Co więcej, zawarte przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego umowy o świadczenie usług magazynowania gazu ziemnego oraz świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego zapewniają możliwość dostarczenia, na zasadach ciągłych i w każdych warunkach, całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium RP, do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

W okresie od dnia 1 października 2016 r. do dnia 30 września 2017 r. zapasy obowiązkowe, zgodnie z ustawą o zapasach, utrzymywane były w ilości 8 505,638 GWh przez jedno przedsiębiorstwo – spółkę PGNiG S.A. Dzięki zmianom wprowadzonym do ustawy o zapasach w 2016 r. w okresie od dnia 1 października 2017 r. do dnia 30 września 2018 r. liczba podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów zobowiązanych wzrosła do 17. W konsekwencji wolumen zapasów obowiązkowych wzrósł do wielkości 10 930,4 GWh. Zapasy obowiązkowe utrzymywane są głównie na terytorium RP (14 podmiotów). Zapasy obowiązkowe poza terytorium kraju utrzymują 3 przedsiębiorstwa w łącznej ilości 114,7 GWh. Natomiast 11 podmiotów utrzymuje zapasy gazu ziemnego na podstawie tzw. umowy biletowej.

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. 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.

W 2017 r. od zobowiązanych operatorów wpłynęło do Prezesa URE 48 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń na sezon 2017/2018 (z czego 44 wnioski wpłynęły w 2017 r., a 4 dopiero w 2018 r.). W przedmiotowym zakresie Prezes URE w 2017 r. wydał 2 decyzje w sprawie zatwierdzenia planu ograniczeń. Plany opracowane przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami odpowiednio z dnia 19 i 21 grudnia 2017 r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2017 r. i opracowane na sezon 2017/2018 były przedmiotem postępowań kontynuowanych w 2018 r.⁷

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 gazu ziemnego w 2017 r. wyniosło 191 225 GWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 5,6%. Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz w 2017 r. wystąpiło w styczniu i wyniosło 791 GWh/dobę tym samym zbliżyło się do najwyższego dotąd historycznego zużycia, odnotowanego w 2012 r. w wysokości 793,3 GWh/dobę⁸.

W dniach 21-23 czerwca 2017 r. doszło do wstrzymania odbioru gazu ziemnego z gazociągu jamalskiego spowodowane niespełnianiem parametrów jakościowych (punkt rosy) przez gaz transportowany ww. gazociągiem. W celu wyeliminowania możliwości powtórzenia się takiej sytuacji do rządowego projektu ustawy *o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niektórych innych ustaw* wprowadzono rozszerzenie katalogu inwestycji towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu o budowę lub przebudowę instalacji służących do poprawy parametrów jakościowych paliw gazowych wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi (projekt zmiany ustawy terminalowej w czerwcu 2018 r. trafił pod obrady Senatu RP).

Maksymalne zatłoczenie podziemnych magazynów gazu ziemnego przed rozpoczęciem sezonu zimowego wyniosło 31 826 GWh, tj. 96% (stan na 1 października 2017 r.). Zatłoczenia na dzień 31 grudnia 2017 r. wyniosło 25 248 GWh, tj. 76% w tym zapasy obowiązkowe 10 815 GWh. Stan zatłoczenia podziemnych magazynów gazu

⁷ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r. str.195.

⁸ Przekroczenie szczytowego historycznego zużycia dobowego z 2012 r. nastąpiło na koniec lutego 2018 r. i wyniosło 888,7 GWh/dobę.

ziemnego gwarantował 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 gazu ziemnego realizowany był zgodnie z zawartymi kontraktami importowymi.

Tabela 8. Stan napełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 31 grudnia 2017 r.

| Nazwa magazynu | Rodzaj | % napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2017 r. | % napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.12.2017 r. |
|----------------|-----------------------|--|---|
| Wierzchowice | Złoże wyeksploatowane | 98,7% | 78,7% |
| Mogilno | kawerny solne | 93,5% | 92,4% |
| Husów | złoże wyeksploatowane | 99,1% | 72,8% |
| Strachocina | złoże wyeksploatowane | 100,0% | 59,7% |
| Swarzów | złoże wyeksploatowane | 100,0% | 51,0% |
| Brzeźnica | złoże wyeksploatowane | 90,0% | 59,2% |
| Kosakowo | kawerny solne | 89,7% | 87,5% |

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

7. Podsumowanie i wnioski

Minister Energii w 2017 r. monitorował bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych, mając na uwadze stopień dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju, jak również utrzymanie stabilnych i nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Realizował również zadania organu właściwego w rozumieniu rozporządzenia 994/2010, a następnie rozporządzenia 2017/1938.

W 2017 r. system przesyłowy był w pełni przygotowany do sezonu zimowego i działał bez zakłóceń, zapotrzebowanie odbiorców pokrywane było z dostępnych źródeł, a więc z importu, nabycia wewnątrzspółnotowego oraz wydobycia krajowego. Stan zatłoczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego gwarantował zapewnienie ciągłych dostaw do odbiorców, nie było więc potrzeby wprowadzania ograniczeń ustawowych w dostawach gazu ziemnego.

Zgodnie z Planem działań zapobiegawczych wskaźnik N-1 dla Polski wynosi 127,6%, co oznacza, że istniejąca infrastruktura pozwala na zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców nawet w przypadku awarii jej największego pojedynczego elementu.

Również wstrzymanie w czerwcu 2017 r. odbioru gazu ziemnego z gazociągu jamalskiego w związku z jego znacznym zawilgoceniem (niespełnianie parametrów jakościowych) nie wpłynęło na bezpieczeństwo energetyczne w tym okresie. Nie istniała więc potrzeba uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sezonie zimowym mimo iż szczytowe zapotrzebowanie odbiorców, które wystąpiło w styczniu 2017 r. zbliżyło się do najwyższego dotąd historycznego zużycia, odnotowanego w 2012 r.

Kolejna aktualizacja Oceny ryzyka opracowana zostanie w 2018 r. na podstawie art. 7 nowego rozporządzenia 2017/1938 i do dnia 1 października 2018 r. przekazana KE. Natomiast opracowanie i przekazanie do KE nowych Planów działań zapobiegawczych oraz na wypadek sytuacji nadzwyczajnej nastąpi do dnia 1 marca 2019 r.

Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy wymusza na dostawcach zapewnienie zrównoważonego portfela dostaw opartego na kilku źródłach. W 2017 r. udział importu z kierunku wschodniego wyniósł 65,5% i w stosunku do roku poprzedniego zmniejszył się o 5,4%.

Zgodnie z polityką Rządu RP prowadzone były przez spółkę PGNiG S.A. działania w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw paliw gazowych. Do terminalu LNG w Świnoujściu importowany jest skroplony gaz ziemny z Kataru, Norwegii i z USA. Dywersyfikacja źródeł dostaw wpływa na wzrost poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz pozwala na korzystanie z najbardziej ekonomicznych źródeł importu paliwa gazowego.

Również prowadzone przez OSP działania w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego zwiększą realną możliwość dywersyfikacji kierunków dostaw. Realizowane inwestycje przebiegały zgodnie z przyjętymi harmonogramami, a ich realizacja przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Ponadto w Ministerstwie Energii w 2017 r. rozpoczęto prace nad projektem rozporządzenia w sprawie prowadzenia rozliczeń za uruchomiane zapasy obowiązkowe. Stosowne uzupełnienia znalazły się również w projekcie IRiESP przygotowanym przez OSP.

Zasadne jest przeanalizowanie przez Ministra Energii zasad wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, w tym zatwierdzania przez Prezesa URE planów ograniczeń przygotowanych przez operatorów systemów gazowych.

Celowe jest również dokonanie ewaluacji i skorygowanie metodologii prognozowania rozwoju rynku gazu ziemnego oraz zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Prowadzone w 2017 r. przez Ministra Energii działania na krajowym, jak i europejskim rynku gazu ziemnego nakierowane były na poprawę bezpieczeństwa energetycznego państwa. Szczególnie ważna była:

- kontynuacja prac nad realizacją projektu Baltic Pipe, w szczególności pozytywne zakończenie wiążącej procedury open season, która potwierdziła zainteresowanie użytkowników korzystaniem z przepustowości nowego połączenia,
- zwiększenie o 28,5% poziomu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wyniku objęcia obowiązkiem utrzymywania zapasów wszystkich podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego z zagranicy, niezależnie od wielkości i celu realizowanego przywozu,
- kontynuacja rozbudowy magazynów, głównie kawernowych,
- kontynuacja rozbudowy polskiego systemu przesyłowego,
- prowadzenie działań na forum UE w celu zapewnienia pełnej zgodności z III pakietem energetycznym nowo budowanej infrastruktury, w tym Nord Stream 2.

Pomimo działań Ministra Energii, jak również przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności operatorów systemów gazowych, w zakresie zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, zwrócić należy uwagę na zewnętrzne zagrożenia dla polskiego sektora gazu ziemnego. Najważniejsze z nich to m. in. budowa gazociągu Nord Stream 2, decyzja KE zmieniająca reżim prawny dla gazociągu OPAL, jak również postępowanie antymonopolowe przeciwko Gazprom.