

Akceptuję

.....



MINISTER ENERGII

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

za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2015 r.

Warszawa 2016 r.

Spis treści

1. Wstęp.....	5
2. Struktura rynku gazu ziemnego w 2015 r.....	7
2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce.....	7
2.2. Segment obrotu gazem ziemnym.....	10
2.3. Segment przesyłania gazu ziemnego.....	12
2.4. Segment dystrybucji gazu ziemnego.....	14
2.5. Segment magazynowania gazu ziemnego.....	14
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki narodowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	15
3.1. Zakres umów na dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego stanowiących główne źródło zaopatrzenia Polski w gaz ziemny	18
3.2. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych	20
4. Stan i rozwój infrastruktury gazowej.....	24
4.1. Stan techniczny infrastruktury gazowej – charakterystyka systemu przesyłowego. Możliwości dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.....	24
4.2. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – planowane i realizowane projekty.....	27
4.3. Raport z postępów w rozwoju infrastruktury liniowej - rozbudowa systemu przesyłowego i likwidacja „wąskich gardeł” w systemie.	32
4.4. Rozbudowa pojemności instalacji magazynowych	38
4.5. Wykorzystanie funduszy Unii Europejskiej	40
5. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.....	47
5.1. Wybrane środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w sezonie 2015/2016.....	49
5.2. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w 2015 r.....	53
6. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny.....	55
7. Podsumowanie i wnioski	57

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF	- Connecting Europe Facility
EEPR	- Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej
FR	- Federacja Rosyjska
Gaz-System S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
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
Ocena ryzyka	- Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski
OSD	- operator systemu dystrybucyjnego
OSM	- operator systemu magazynowania
OSM Sp. z o.o.	- Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.
OSP	- operator systemu przesyłowego
PCI	- Projects of Common Interest
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PGNiG OD Sp. z o.o.	- PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PKN Orlen S.A.	- Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
PMG	- podziemny magazyn gazu
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 uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. L. 295/1 z 12.11.2010 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.
TEN-E	- <i>Trans-European Energy Network</i> – Transeuropejskie Sieci Energetyczne
UE	- Unia Europejska

- ustawa – Prawo energetyczne - ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.)
- 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 2014 r. poz. 1695, 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. Sprawozdanie obejmuje okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2015 r.

Minister Energii zgodnie z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 4 września 1997 r. *o działach administracji rządowej* (Dz. U. z 2015 r. poz. 812 jt., z późn. zm.) w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 r. *w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii* (Dz. U. z 2015 r. poz. 2087), sprawuje nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym kraju, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw.

Minister Energii działa również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 994/2010.

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

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:

- kontrolę właścicielską nad kluczową infrastrukturą gazową w kraju;
- 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 funkcjonalność systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych gazu ziemnego;
- poziom krajowego wydobycia gazu ziemnego.

W dniu 27 listopada 2015 r. weszły w życie przepisy ustawy z dnia 19 listopada 2015 r. *o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. z 2015 r. poz. 1960), w której w art. 1 pkt 4 dodany został nowy dział energia obejmujący sprawy energii, surowców energetycznych i paliw.

Do ministra właściwego do spraw energii należą w szczególności sprawy:

- polityki energetycznej państwa oraz udziału w kształtowaniu polityki energetycznej Unii Europejskiej;
- rynków energii, surowców energetycznych i paliw, efektywności energetycznej, rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz energii jądrowej na potrzeby społeczno-gospodarcze;
- bezpieczeństwa energetycznego kraju, w tym bezpieczeństwa dostaw energii, surowców energetycznych i paliw;
- infrastruktury energetycznej, w tym funkcjonowania systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju;
- inicjowania, koordynowania i nadzorowania współpracy międzynarodowej w dziedzinie energii, surowców energetycznych i paliw oraz udział w pracach organów Unii Europejskiej.

Ministrowi właściwemu do spraw energii podlega Agencja Rezerw Materiałowych oraz sprawuje on nadzór nad Prezesem Wyższego Urzędu Górniczego.

Ponadto zgodnie z art. 3 przedmiotowej ustawy nadzór nad operatorem systemu przesyłowego gazowego przejął Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Ponadto ustawa z dnia 11 lutego 2016 r. *o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. z 2016 poz. 266) w art. 3 pkt 2 wprowadziła zmiany w ustawie – Prawo energetyczne przyznając ministrowi właściwemu do spraw energii od dnia 1 lipca 2016 r. nadzór właścicielski m.in. w stosunku do spółki PGNiG S.A. oraz spółek od niej zależnych. Przedmiotowa ustawa wprowadza też zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*, przyznając Pełnomocnikowi Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej nadzór nad realizacją inwestycji w zakresie terminalu.

Zadania ministra właściwego do spraw energii wykonuje obecnie Minister Energii, zgodnie z § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia z dnia 9 grudnia 2015 r.

w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087). Minister Energii kieruje działami administracji rządowej energia i gospodarka złożami kopalin.

2. Struktura rynku gazu ziemnego w 2015 r.

2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce

W Polsce organem odpowiedzialnym za wydawanie koncesji 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, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, jest Prezes URE.

W 2015 r. Prezes URE udzielił 57 nowych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz 16 promes koncesji. W sumie na dzień 31 grudnia 2015 r. przedsiębiorcy posiadali 295 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego.

W związku z rozwojem rynku gazu ziemnego w Polsce, w szczególności uruchomieniem w 2012 r. przez TGE S.A. obrotu gazem ziemnym i zwiększeniem przepustowości połączeń transgranicznych, systematycznie wzrasta liczba udzielonych przez Prezesa URE koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) i obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). W 2015 r. Prezes URE udzielił 36 nowych koncesji na obrót paliwami gazowymi i 14 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Na koniec 2015 r. 172 podmioty wykonujące działalność gospodarczą w sektorze gazu ziemnego posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi (na koniec 2013 r. było to 120 podmiotów, a na koniec 2014 - 141 podmiotów), zaś 62 podmioty posiadały koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (na koniec w 2013 r. było to 40 podmiotów a na koniec 2014 r. - 48 podmiotów).

Koncesję na magazynowanie paliw gazowych od 2012 r. posiada Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. W 2015 r. Prezes URE dwukrotnie zmienił zakres przedmiotowej koncesji w związku z zwiększeniem pojemności czynnych dla KPMG Kosakowo, PMG Husów i KPMG Mogilno.

W 2015 r. Prezes URE, na wniosek spółki Polskie LNG S.A. odpowiedzialnej za budowę terminala LNG w Świnoujściu, prowadził postępowanie administracyjne w przedmiocie udzielenia spółce koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego zlokalizowanych

w Świnoujściu. Powyższe postępowanie nie zostało zakończone w 2015 r. w związku z czym w listopadzie 2015 r. Prezes URE przedłużył spółce promesę koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego do 31 grudnia 2016 r. W dniu 11 maja 2016 r. Prezes URE przyznał spółce koncesję na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego. Koncesja została udzielona do dnia 31 grudnia 2030 r. W dniu 2 czerwca 2016 r. na okres do dnia 31 grudnia 2016 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Taryfa określa stawki za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG w Świnoujściu w ramach usług długoterminowych i krótkoterminowych.

Ponadto Prezes URE w 2015 r. udzielił koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego spółkom Barter S.A. i PGNiG S.A.

W tabeli 1 przedstawiono liczbę udzielonych przez Prezesa URE w 2015 r. koncesji, promes koncesji oraz koncesji obowiązujących na dzień 31 grudnia 2015 r.

Tabela 1. Liczba udzielonych w 2015 r. przez Prezesa URE koncesji oraz promes koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego oraz liczba obowiązujących koncesji na dzień 31 grudnia 2015 r.

Zakres koncesji	Koncesje udzielone w 2015 r. [szt.]	Ważne koncesje na 31.12.2015 r. [szt.]	Promesy koncesji udzielone w 2015 r. [szt.]
Magazynowanie	0	1	0
Przesyłanie lub dystrybucja	5	55	0
Obrót	36 *	172 **	2
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	14***	62 ****	14
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	5	0
Razem	57	295	16

Źródło: *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r.*

*w tym 4 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą

** w tym 22 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą

*** w tym 7 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą

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

W 2015 r. Prezes URE wydał 7 decyzji, w których odmówił udzielenia koncesji w zakresie paliw gazowych oraz 3 decyzje odmawiające udzielenia promesy koncesji. Przyczyną odmowy było:

- znajdowanie się wnioskodawcy w postępowaniu upadłościowym,
- niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie wykazał, że dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udokumentował możliwości ich pozyskania,
- niewypełnienie warunku, od spełnienia którego uzależnione zostało udzielenie koncesji – nie przedłożenie zabezpieczenia majątkowego roszczeń, o których mowa w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne.¹

Oprócz kompetencji do wydawania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w sektorze gazu ziemnego, do zadań Prezesa URE należy również wyznaczanie operatorów systemów gazowych. Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (Gaz-System S.A.);
- 50 operatorów systemów dystrybucyjnych (w tym 1 prawnie wydzielony, prowadzący działalność w ramach GK PGNiG – PSG Sp. z o.o.);
- 1 operator systemu magazynowania (OSM Sp. z o.o.);
- 5 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (PSG Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A. oraz Barter S.A.).

Koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego oraz na wydobywanie gazu ziemnego udziela Minister Środowiska, zgodnie z ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz. U. z 2015 r. poz. 196, z późn. zm.). Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 20 podmiotów, w tym: PGNiG S.A., Orlen Upstream Sp. z o.o. (Grupa PKN Orlen S.A.) oraz LOTOS Petrobaltic S.A. Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 6 podmiotów.

W tabeli 2 przedstawiono liczbę ważnych koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r.

¹ Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r. str. 154.

Tabela 2 Liczba koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska obowiązujących na dzień 31 grudnia 2015 r.

Zakres koncesji	Ważne koncesje na dzień 31.12.2015 r.
Poszukiwanie i/lub rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w tym:	109
- poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych	76
- poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów obejmujących złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne (typu <i>shale gas</i> ² i <i>tight gas</i> ³)	33
- poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów	0
Wydobywanie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych	232

Źródło: Opracowanie własne Ministra Energii na podstawie danych Ministerstwa Środowiska.

Informacje o działaniach w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów szerzej przedstawione zostały w rozdziale 3.2.

2.2. Segment obrotu gazem ziemnym

W 2015 r. dominującą pozycję w sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych na terytorium Polski utrzymywała GK PGNiG (PGNiG S.A. i utworzona w 2014 r. PGNiG OD Sp. z o.o.). Udział GK PGNiG wyniósł ok. 87%. Należy jednak podkreślić, że powyższe nie uwzględnia udziału w zużyciu przez odbiorców końcowych gazu zakupionego bezpośrednio przez odbiorców za granicą i sprowadzonego przez nich samodzielnie do Polski w celu zużycia na własne potrzeby, który to udział systematycznie wrasta. To zagadnienie zostanie omówione szerzej w rozdziale 3.

Pozostałe ok. 13% udziału w sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych na terytorium Polski posiadało kilkanaście podmiotów, sukcesywnie zwiększających swój udział w rynku (w 2014 r. podmioty spoza GK PGNiG posiadały ok. 6% udziału w sprzedaży gazu ziemnego od odbiorców końcowych). Do największych podmiotów spoza GK PGNiG pod względem wolumenu sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2015 r. zaliczyć należy: Hermes Energy Group S.A., PGE Obrót S.A., DUON Marketing and Trading S.A.,

² *shale gas* (gaz z łupków) - gaz ziemny znajdujący się w formacjach skalnych łupków bitumicznych. Łupki to ziarniste skały osadowe, które można łatwo łamać w cienkie równoległe płytki. Gaz z łupków występuje z reguły w cienkich przestrzeniach pomiędzy warstwami skalnymi.

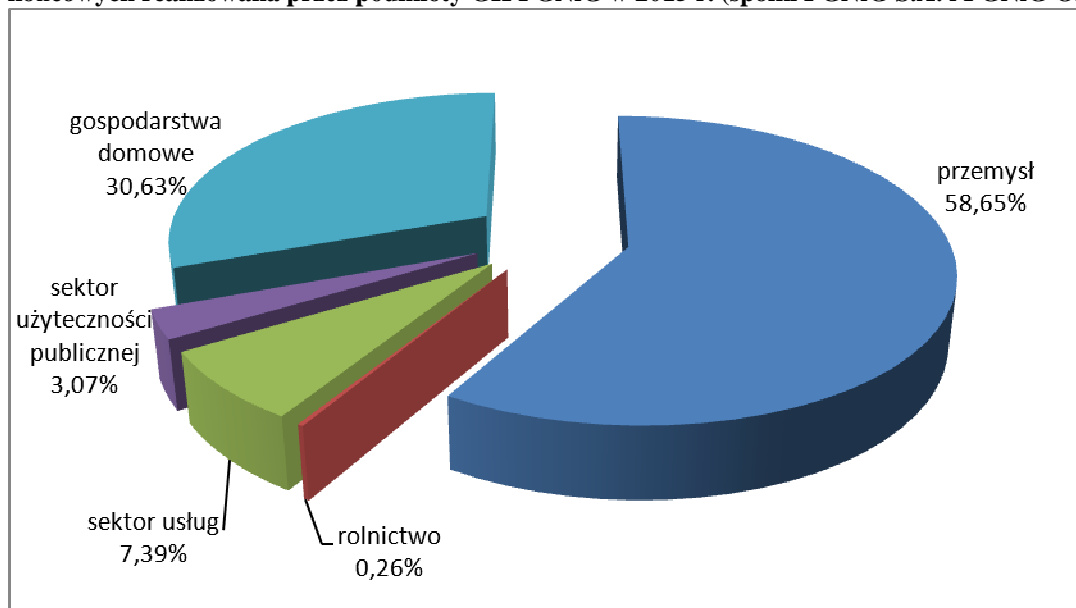
³ *tight gas* (gaz zamknięty) - gaz ziemny uwięziony w szczelnych, zwartych formacjach geologicznych składających się z nieprzepuszczalnych, twardych skał (piaskowców lub wapieni) o bardzo niskich wskaźnikach przepuszczalności i porowatości (*tight sand*).

RWE Polska S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A., W 2015 r. podmioty spoza GK PGNiG sprzedały łącznie do odbiorców końcowych (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) ok. 1 813 mln m³ [19 901 GWh] gazu ziemnego (w 2014 r. wielkość ta wyniosła 870 mln m³ [9 546 GWh]). Przedsiębiorstwa spoza GK PGNiG w większości prowadzą działalność handlową polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego na TGE lub od GK PGNiG odbiorcom końcowym często za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych, łącząc działalność dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi, przy czym ustawa – Prawo energetyczne nie nakazuje im prawnego unbundlingu ze względu na rozmiar prowadzonej działalności.

Porównując strukturę sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych przez GK PGNiG i dostawców alternatywnych, należy zauważyć, że dostawcy spoza GK PGNiG koncentrują się na sprzedaży gazu do odbiorców przemysłowych (ponad 86%). Jeśli chodzi natomiast o strukturę sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych przez GK PGNiG, to ponad 58% zużywa przemysł, a gospodarstwa domowe 30% wielkości sprzedaży.

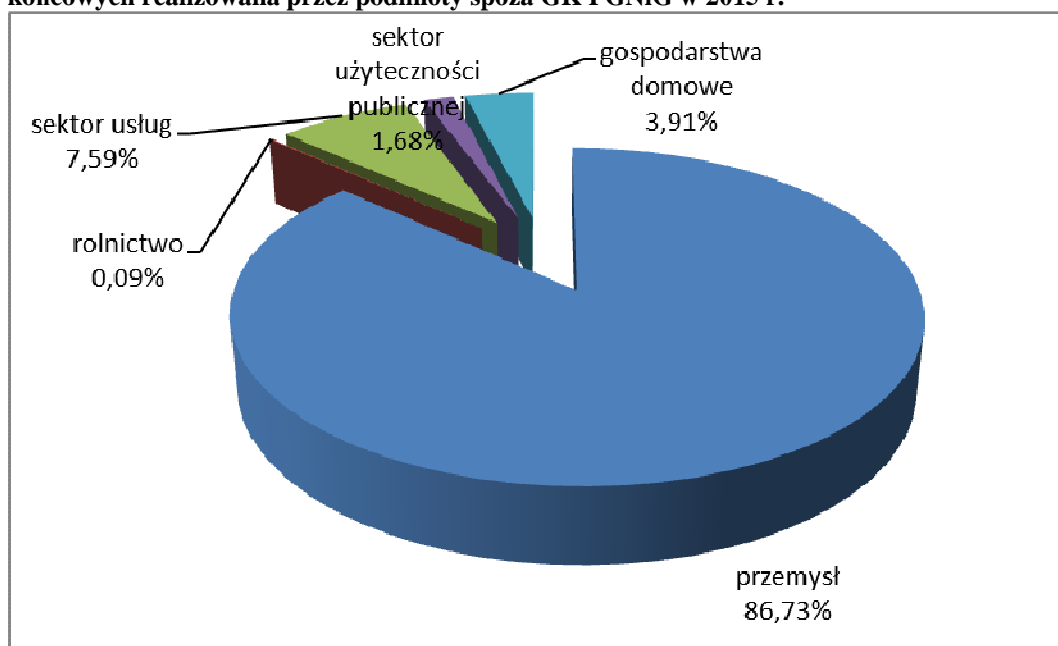
Wskaźnikiem konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce jest również prowadzony od 2011 r. przez Prezesa URE monitoring zmiany sprzedawcy. Bazując na danych Prezesa URE, do końca 2015 r. odnotowano 30 759 zmian sprzedawcy gazu (do końca 2014 r. było to ok. 7 000 zmian sprzedawcy).

Rysunek 1. Struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) do odbiorców końcowych realizowana przez podmioty GK PGNiG w 2015 r. (spółki PGNiG S.A. i PGNiG OD Sp. z o.o.)



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Energii

Rysunek 2. Struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) do odbiorców końcowych realizowana przez podmioty spoza GK PGNiG w 2015 r.



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Energii

Przedmiotem obrotu na rynku krajowym, poza gazem ziemnym wysokometanowym i gazem zaazotowanym, jest również gaz w postaci LNG. Łączna ilość sprzedanego gazu LNG do odbiorców końcowych w 2015 r. wyniosła 54,33 mln m³ [589,5 GWh].

2.3. Segment przesyłania 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. Operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Funkcję operatora systemu przesyłowego, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał – Europa pełni 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 operatorem systemu przesyłowego 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.

Gaz-System S.A. jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa ujętą w wykazie przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu dla polskiej gospodarki, stanowiącym załącznik do rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 października 2010 r. w *sprawie określenia przedsiębiorstw państwowych oraz jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa* (Dz. U. z 2010 r. Nr 212, poz. 1387, z późn. zm.). Spółka posiada 100% udziałów w spółce Polskie LNG S.A. powołanej do budowy i eksploatacji terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

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 Gaz-System S.A. jako operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku 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 operatora systemu przesyłowego⁴.

W związku z wejściem w życie ustawy z dnia 19 listopada 2015 r. *o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. z 2015 r. poz. 1960) oraz rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 3 grudnia 2015 r. w *sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej* (Dz. U. z 2015 r. Nr 2116) uprawnienia właścicielskie Skarbu Państwa określone w art. 2 pkt 5 lit.a, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. *o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa* w stosunku do operatora systemu przesyłowego gazowego przejął Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Funkcje Pełnomocnika od dnia 22 grudnia 2015 r. sprawuje Pan Piotr Naimski - Sekretarz Stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.

⁴ www.gaz-system.pl/sgt/system-gazociagow-tranzytowych-sgt

W 2015 r. Prezes URE przyznał spółce Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa. Obowiązek certyfikacji operatora wynika z przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE. Postępowanie zostało zakończone w dniu 19 maja 2015 r. przyznaniem spółce przedmiotowego certyfikatu niezależności, wraz z zaleceniem przejścia przez Gaz-System S.A. w terminie 24 miesięcy od dnia uprawomocnienia się decyzji realizacji zadań w zakresie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych znajdujących się na odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia zlokalizowanym na terytorium RP.

Informacje na temat charakterystyki systemu przesyłowego szerzej przedstawione zostały w rozdziale 4.

2.4. Segment dystrybucji gazu ziemnego

Na terytorium RP w obszarze dystrybucji paliw gazowych funkcjonuje przede wszystkim PSG Sp. z o.o. – największy operator, zarządzający w 2015 r. ok. 92% sieci dystrybucyjnych w Polsce, których łączna długość w skali kraju wraz z przyłączami wynosi 190 tys. km. PSG Sp. z o.o. jest częścią GK PGNiG i w 2015 r. prowadziła działalność w oparciu o sześć oddziałów regionalnych zlokalizowanych w Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrze. Ok. 8% sieci dystrybucyjnych jest własnością pozostałych 49 spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

W 2015 r. oddanych do użytkowania zostało ok. 2,6 tys. km sieci dystrybucyjnej.

2.5. Segment magazynowania gazu ziemnego

W Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, KPMG Mogilno, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica, PMG Strachocina oraz KPMG Kosakowo. PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina to magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego. KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo są to magazyny wybudowane w kawernach solnych.

Według stanu na koniec 2015 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wynosiła 2,795 mld m³, [31 038 GWh], co odpowiada ok. 18,25% rocznego zużycia gazu w Polsce.

W PMG utrzymywane są zapasy handlowe oraz zapasy obowiązkowe gazu ziemnego. Zapasy handlowe 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 wytlaczany z systemu magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych. Utrzymywane zgodnie z ustawą o zapasach zapasy obowiązkowe gazu ziemnego służą zaś jako zabezpieczenie przed skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego i są uruchamiane wyłącznie w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa.

Funkcję operatora na ww. instalacjach magazynowych, na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 22 maja 2012 r., pełni OSM Sp. z o.o. (spółka należąca do GK PGNiG).

OSM Sp. z o.o. odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, świadczenie usług magazynowych oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych.

Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych oraz handlu usługami magazynowymi określone zostały w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych dostępnym na stronie internetowej operatora - www.osm.pgnig.pl.

Obok ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotowanego, zarządzane przez PGNiG S.A.: PMG Daszewo o pojemności 30 mln m³ [257,5 GWh] i PMG Bonikowo 200 mln m³ [1 755,6 GWh].

Informacje na temat pojemności magazynowych oraz ich rozbudowy szerzej przedstawione zostały w rozdziale 4.4. i rozdziale 5.1.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki narodowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

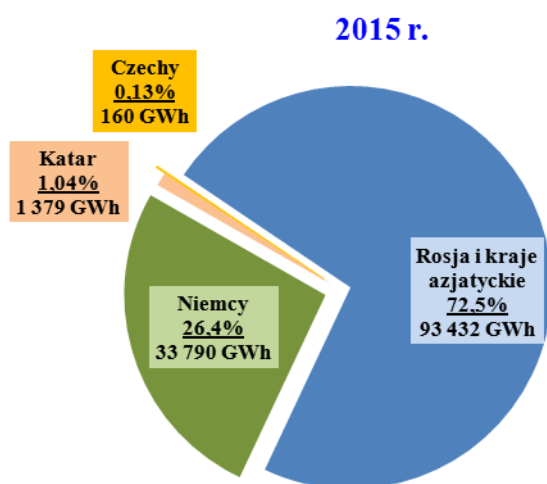
W 2015 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4 337,5 mln m³ [47 591 GWh] (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), co stanowiło ok. 27,5% krajowego bilansu dostaw gazu ziemnego.

Całkowity przywóz gazu ziemnego do Polski w 2015 r. wyniósł 11 458 mln m³ [128 762 GWh], z tego:

- import gazu ziemnego z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał–Europa) – 8 302 mln m³ [93 432GWh] (co stanowi 72,5% całkowitego przywozu);
- nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego z Niemiec – 3 021,6 mln m³ [33 790 GWh] (co stanowi 26,4 % całkowitego przywozu);
- nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego z Republiki Czeskiej – 14,37 mln m³ [160 GWh] (co stanowi 0,13% całkowitego przywozu);
- import gazu ziemnego z Kataru - 119,63 mln m³ [1 379 GWh] (co stanowi 1,04% całkowitego przywozu).

Eksport gazu ziemnego z Polski w 2015 r. wyniósł 53,1 mln m³ [587 GWh].

Rysunek 3. Struktura przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2015 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii

W dniu 11 grudnia 2015 r. została zrealizowana, drogą morską, pierwsza dostawa skroplonego gazu ziemnego do terminala regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Gaz został zakupiony w ramach kontraktu, którego stronami są PGNiG S.A. i Qatargas Operating Company Limited, ale w przypadku pierwszej partii gazu importerem była spółka Polskie LNG S.A., ponieważ gaz ten posłużył do napełnienia instalacji i zbiorników oraz prac rozruchowych terminala w Świnoujściu. W styczniu 2016 r. rozpoczęte zostały testy systemu regazyfikacji oraz wysyłki gazu ziemnego do krajowego systemu przesyłowego. W dniu 8 lutego 2016 r. zrealizowana została druga dostawa skroplonego gazu ziemnego do terminala

w Świnoujściu. Po zakończeniu wszystkich prób eksploatacyjnych i uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie możliwe jest przyjmowanie dostaw komercyjnych. W dniu 17 czerwca 2016 r. odebrana została pierwsza dostawa komercyjna skroplonego gazu ziemnego w wielkości 210 tys. m³. Dostawcą gazu LNG był Qatargas Operating Company Limited, natomiast w dniu 25 czerwca 2016 r. do terminalu w Świnoujściu przyłynął norweski statek, który dostarczył ok. 140 tys. m³ skroplonego gazu ziemnego. Norwegia to kolejny kierunek poza katarskim, z którego LNG jest sprawdzany do terminalu w Świnoujściu.

W tabeli 3 przedstawiono strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski w 2015 r. w porównaniu do 2014 r., wynikającą z zawartych kontraktów, bez podziału na punkty wejścia do krajowego systemu gazowego.

Tabela 3. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w 2015 r. w porównaniu do 2014 r.

	2014			2015			Różnica 2014-2013	
	Ilość [mln m ³]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w imporcie [%]		Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m ³]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe*	4 388,58	28,20%	-	4 337,45	27,46%	-	-51,13	-1,17
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	11 172,59	71,80%	-	11 457,75	72,54%	-	285,16	2,55
2.1. Import ze wschodu	8 470,85	54,44%	75,82%	8 302,11	52,56%	72,46%	-168,74	1,99
2.1.1. Import z Rosji, Azerbejdżanu, krajów środkowoazjatyckich	8 470,85	54,44%	75,82%	8 302,11	52,56%	72,46%	-168,74	1,99
2.2. Dostawy z innych kierunków	2 701,74	17,36%	24,18%	3 155,64	19,98%	27,54%	453,90	16,80
2.2.1. Nabycie wewnątrzspółnotowe z Republiki Federalnej Niemiec	2 228,08	14,32%	19,94%	3 021,64	19,13%	26,37%	793,56	35,62
2.2.2. Import z Norwegii	81,34	0,52%	0,73%	0,00	0,00%	0,00%	-81,34	-100,00
2.2.3. Nabycie wewnątrzspółnotowe z Republiki Czeskiej	392,32	2,52%	3,51%	14,37	0,09%	0,13%	-377,95	-96,34
2.2.4. Import z Kataru	0,00	0,00%	0,00%	119,63	0,76%	1,04%	119,63	
A. BILANS DOSTAW GAZU NA TERYTORIUM RP** (1+2)	15 561,17	100,00%	-	15 795,20	10,00%	-	234,03	1,50
3. EKSPORT***	-72,08	0,46%	-	-53,07	0,34%	-	19,01	-26,37
B. BILANS DOSTAW GAZU NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	15 489,09	99,54%	-	15 742,13	99,66%	-	253,04	1,63
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów****	-46,80	-	-	-303,20	-	-	-256,40	
5. Straty i zużycie własne	-717,73	-	-	-736,11	-	-	-18,38	
C. BILANS ZUŻYCIA GAZU (B-4+5)	14 818,16	-	-	15 309,22	-	-	491,06	3,31

*w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w tym gaz z odmetanowania kopalń i wydobycia podmorskiego (295,75mln m³)

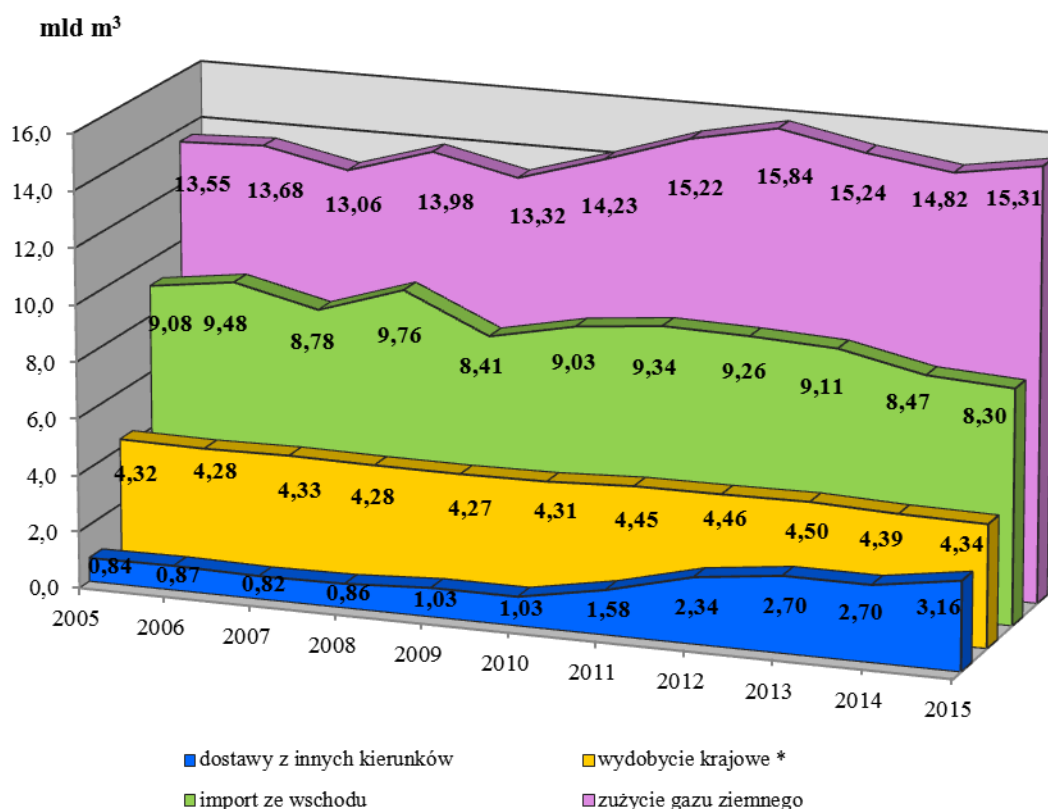
**w bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono przesyłu (gazociąg jamalski oraz na Ukrainę)

***wielkość ze znakiem ujemnym oznacza sprzedaż gazu poza granice kraju

**** 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)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie badań statystycznych Ministra Energii.

Rysunek 4. Krajowy bilans gazu ziemnego w latach 2005-2015



* wielkość wydobycia krajowego zawiera gaz z odmetanowania kopalń i wydobywania podmorskiego

Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii

W 2015 r. nastąpiło zwiększenie zużycia gazu ziemnego w stosunku do 2014 r. o 3,31%.

3.1. Zakres umów na dostarczanie gazu ziemnego do systemu gazowego stanowiących główne źródło zaopatrzenia Polski w gaz ziemny

W 2015 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. Kontrakt ten obowiązuje do dnia 31 grudnia 2022 r.

Ponadto spółka PGNiG S.A. w 2015 r. importowała gaz ziemny w ramach umowy sprzedaży gazu z dnia 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do dnia 1 października 2016 r.

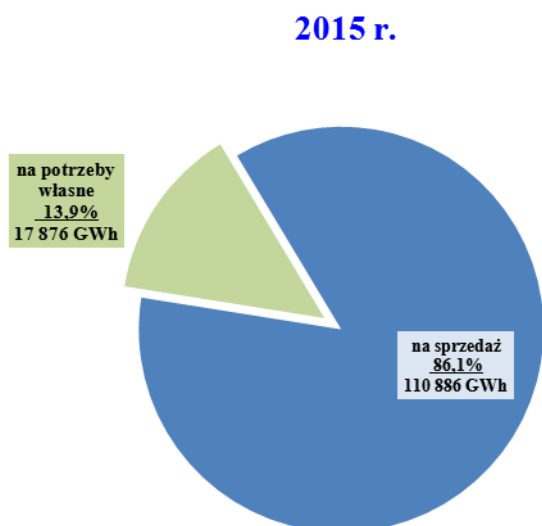
Pozostałe umowy na dostawy gazu ziemnego zawarte przez PGNiG S.A. miały charakter uzupełniający do powyższych umów długoterminowych lub ich celem było zaopatrzenie wyodrębnionych, lokalnych sieci gazowych.

W 2015 r. zdecydowana większość gazu pochodzącego z zagranicy (ok. 86,1%) została przywieziona do Polski w celu dalszej odsprzedaży (w tym przede wszystkim na podstawie umów PGNiG S.A.). Pozostałe ok. 13,9% gazu zostało przywiezione na potrzeby własne przedsiębiorstw przywożących (głównie w ramach bezpośrednich zakupów i transportu z kierunku zachodniego w celu wykorzystania we własnych instalacjach).

W 2015 r. nabycie wewnątrzwspólnotowe gazu ziemnego wyniosło 3 036 mln m³ [33 950 GWh] co stanowi ok. 26,5% całkowitego przywozu i ok. 19,8% krajowego zużycia gazu ziemnego.

Przywozu gazu ziemnego z zagranicy na potrzeby własne odbiorcy końcowego w 2015 r. dokonało dziewięć podmiotów z wolumenem 1,596 mld m³ [17 876 GWh] co stanowi wzrost o ok. 433 mln m³ w stosunku do roku 2014 r. (w 2014 r. było to 1,163 mld m³ [12 760 GWh]).

Rysunek 5. Przywóz gazu ziemnego z zagranicy według celu przeznaczenia w roku 2015



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii

3.2. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

W 2015 r. w Polsce wydobyto ok. 4,337 mld m³ [47 591 GWh] gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), w tym gazu wysokometanowego – 1,455 mld m³ [15 960 GWh], gazu zaazotowanego – 2,587 mld m³ [28 386 GWh], (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy) natomiast wydobycie gazu z odmetanowania kopalń wyniosło 295,75 mln m³ [3 245 GWh] (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy). Wydobywalne zasoby gazu ziemnego w Polsce według stanu na dzień 31 grudnia 2013 r. wynoszą 132,01 mld m³ [1 449 121,1 GWh].⁵

Zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 17 listopada 2015 r. *w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Środowiska* (Dz. U. z 2015 r. poz. 1904) za sprawy geologii, należące do działu środowisko, odpowiada Minister Środowiska. Minister Energii natomiast, zgodnie z ustawą o działach administracji rządowej odpowiedzialny jest za dział gospodarka złożami kopalni, który obejmuje m.in. uzgadnianie koncesji na wydobywanie udzielanych przez ministra właściwego do spraw środowiska, w zakresie kopalni objętych własnością górniczą Skarbu Państwa.

Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 20 podmiotów (posiadając łącznie 109 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało sześć podmiotów z łączną liczbą koncesji 232.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2015 r. prowadzona była przede wszystkim przez spółkę PGNiG S.A. posiadającą 62 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 225 koncesji na wydobywanie węglowodorów.

W tabeli 4 przedstawiono zestawienie firm posiadających koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce.

⁵ Ministerstwo Środowiska – raport dla KE z zakresu stosowania art. 9 Dyrektywy parlamentu Europejskiego i rady 94/22/WE z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z koncesji na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów, marzec 2015 r.

Tabela 4. Przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r.

	Firma	Łączna liczba wszystkich koncesji na wydobywanie złóż węglowodorów
1.	Baltic Gas Sp. z o.o.	2
2.	B8 sp. z o.o. Baltic Sp.komandytowa	1
3.	LOTOS Petrobaltic S.A.	1
4.	PGNiG S.A.	225
5.	Trias Sp. z o.o.	1
6.	ZOK Sp. z o.o.	2
	Razem	232

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Środowiska

Spółka PGNiG S.A. prowadzi wydobywanie węglowodorów poprzez dwa oddziały:

- 1) Oddział w Sanoku wydobywający gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową;
- 2) Oddział w Zielonej Górze wydobywający ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany.

Część gazu zaazotowanego podlega przetworzeniu w odazotowni w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim. Po zakończeniu procesu odazotowania gaz ziemny przesyłany jest do systemu gazu wysokometanowego. W 2015 r. spółka PGNiG wydobyla łącznie ok. 4,085 mld m³.

W 2015 r. spółka PGNiG S.A. prowadziła następujące projekty inwestycyjne w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych węglowodorów ze źródeł krajowych:

- zagospodarowanie odwiertu Daszewo-31k – inwestycja zakończona w I kw. 2015 r.
- zagospodarowanie odwiertu eksploatacyjnego Księżpol 19 – KGZ Tarnogród - inwestycja zakończona w maju 2015 r.
- zagospodarowanie odwiertów gazowych Łapanów 1,3,4 – KGZ Łąka - inwestycja zakończona w I kw. 2015 r.
- zagospodarowanie odwiertów gazowych Załęże 1K, 2K KGZ Krasne - inwestycja zakończona w I kw. 2015 r.

- zagospodarowanie odwiertu eksploatacyjnego Dzików 23 – KGZ Lubaczów – inwestycja zakończona w kwietniu 2015 r.
- zagospodarowanie odwiertów Białoboki 1 – Siedlecza 2 - inwestycja zakończona w marcu 2016 r.
- zagospodarowanie odwiertu na złożu Brońsko – inwestycja realizowana etapami – planowane zakończenie inwestycji to I kw. 2017 r.
- zagospodarowanie złoża ropno–gazowego Połęcko - planowane zakończenie inwestycji to II kw. 2016 r.
- zatłaczanie gazu nadmiarowego do złoża BMB - planowane zakończenie inwestycji to IV kw. 2016 r.
- zagospodarowanie odwiertów Przeworsk 17,18,19 – KGZ Jarosław - planowane zakończenie inwestycji to III/IV kw. 2016 r.
- zagospodarowanie odwiertu gazowego Markowice 3K,4 i 5 OZG Biszczka Książpol KGZ Tarnogród – planowany termin zakończenia I etapu to III kw. 2016 r.

Poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego

Według opublikowanego w dniu 21 marca 2012 r. raportu Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), zasoby niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce miały mieścić się w przedziale: 346 – 768 mld m³. Jest to wartość kilkukrotnie wyższa w stosunku do stanu obecnie udokumentowanych zasobów złóż konwencjonalnych. Nowy raport Państwowego Instytutu Geologicznego przygotowany w 2015 r. z wykorzystaniem danych pochodzących z otworów poszukiwawczych wykonanych w Polsce w latach 2010 – 2014, potwierdził pierwotne prognozy dotyczące wielkości złóż gazu niekonwencjonalnego w Polsce.

W marcu 2015 r. zaprezentowany został także raport dotyczący złóż gazu zamkniętego tzw. *tight gas*. Zasoby wydobywalne w tym przypadku zostały oszacowane na około 153-200 mld m³.

Według stanu na dzień 1 stycznia 2016 r. łączna liczba udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów wynosiła 109, w tym:

- 76 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych złóż węglowodorów,
- 33 koncesje obejmujące poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów,

Podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadają 77 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węgłowodorów.

Koncesjonariusze wykonali, według stanu na dzień 30 maja 2016 r., łącznie 72 otwory rozpoznawcze, z czego 18 to otwory krzywione/poziome, a 54 - otwory pionowe. Natomiast w 2015 r. wykonano 4 otwory rozpoznawcze. Z wykonanych otworów 21 pozostało zabezpieczonych i oczekuje na decyzje o wydobyciu, 18 otworów zostało zamkniętych. Planowane jest wykonanie szczelinowania na dwóch odwiertach (PGNiG S.A.) a także planowane jest wykonanie nowego odwiertu przez spółkę Cuadrilla Poland Sp. z o.o.

Tabela 5. Przedsiębiorstwa posiadające koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów w Polsce według stanu na dzień 1 stycznia 2016 r.

Firma	Łączna liczba wszystkich koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnie złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie jedynie konwencjonalnych złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie wyłącznie niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów
Baltic Oil&Gas S.p. z o.o.	2	-	2	-
Blue Gas N'R'G Sp. z o.o.	1	1	-	-
Blue Gas N'R'G Wrzosowo Sp. z o.o.	1	1	-	-
Braniewo Energy Sp. z o.o.	1	-	1	-
Cuadrilla Polska Sp. z o.o.	1	-	1	-
Energia Cybinka Sp. z o.o. Sp. kom.	1	1	-	-
Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. kom.	2	2	-	-
Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. kom.	1	1	-	-
Energia Zachód Sp. z o.o.	1	-	1*	-
FX Energy Sp. z o.o.	5	5	-	-
Gas Plus International Sp. z o.o.	1	1	-	-
Shale Tech Energy Sp. z o.o.	7	-	7	-
LOTOS Petrobaltic S.A.	6	-	6	-
Orlen Upstream Sp. z o.o.	9	2	7	-
PGNiG S.A.	62	58	4	-
Rawicz Energy Sp. z o.o.	1	-	1	-
PPI Chrobok S.A.	3	1	2	-
Saponis Investments Sp. z o.o. (BNK Petroleum)	1	-	1	-
Sierra Bravo Sp. z o.o. (JULIFIELD LLC)	2	2	-	-
TRIAS Sp. z o.o.	1	1	-	-
Razem	109	76	33	0

Źródło: Ministerstwo Środowiska

* dotyczy niekonwencjonalnych złóż gazu typu „tight gas”

4. Stan i rozwój infrastruktury gazowej

4.1. Stan techniczny infrastruktury gazowej – charakterystyka systemu przesyłowego. Możliwości dywersyfikacji dostaw i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W 2015 r. spółka Gaz-System S.A. zarządzała własną siecią gazociągów przesyłowych o długości 10 996,4 km w tym:

- 10 348,5 km w systemie gazu wysokometanowego E;
- 647,9 km w systemie gazu zaazotowanego Lw.

Informacje dotyczące majątku zarządzanego przez Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. przedstawia tabela 6.

Tabela 6. System przesyłowy zarządzany przez Gaz-System S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r.

L.p.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓŁEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	10 996,4
1.1.	w tym oddane do eksploatacji w 2015 r.	km	628
2.	Stacje gazowe	szt.	883
3.	Węzły	szt.	57
4.	Tłocznie	szt.	19

Źródło: Gaz-System S.A.

Na dzień 31 grudnia 2015 r. liczba stacji przesyłowych będących punktami wejścia do systemu oraz punktami wyjścia z systemu wynosiła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia⁶ (krajowe i importowe): 65
- liczba punktów wyjścia⁷: 982

⁶ Liczba fizycznych punktów wejścia do systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliwa gazowego o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia import gazu, odbiór ze zbiorników PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnie). Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers.

⁷ 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.

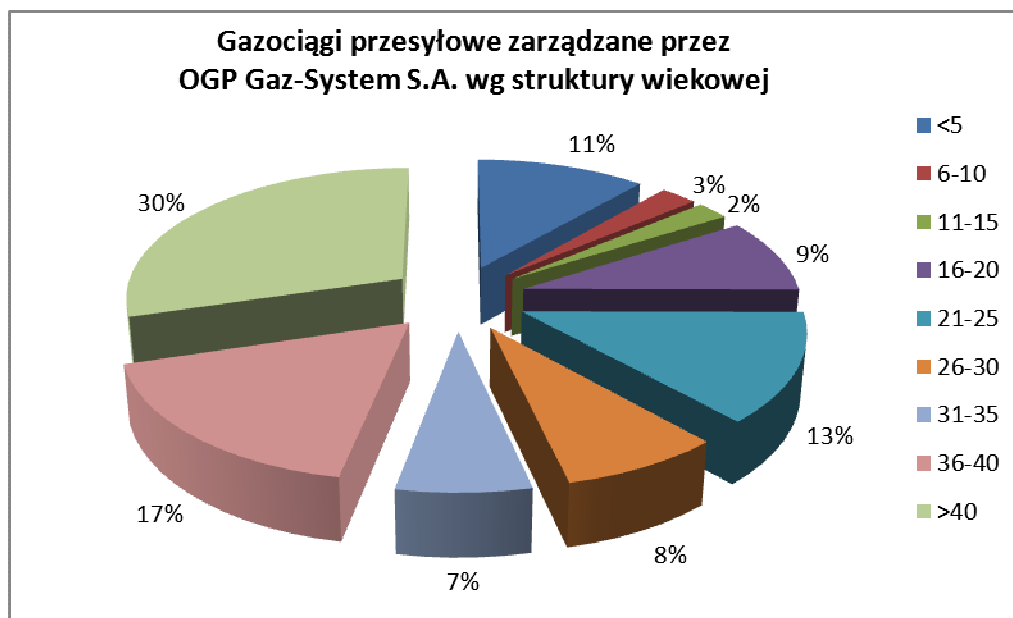
Infrastrukturę systemu przesyłowego (stan na dzień 31 grudnia 2015 r.) według struktury wiekowej istniejących gazociągów przedstawia tabela 7 i rysunek 6.

Tabela 7. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez Gaz-System S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2015 r.

Przedział wiekowy	Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	%
Poniżej 5 lat	1 251,5	11%
6-10 lat	272,7	3%
11-15 lat	243,1	2%
16-20 lat	990,1	9%
21-25 lat	1 459,1	13%
26-30 lat	885,2	8%
31-35 lat	736,0	7%
36-40 lat	1 889,0	17%
Powyżej 40 lat	3 269,7	30%
Razem	10 996,4	100%

Źródło: Gaz-System S.A.

Rysunek 6. Gazociągi przesyłowe zarządzane przez Gaz-System S.A. według struktury wiekowej stan na dzień 31 grudnia 2015.



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

System przesyłowy zarządzany przez Gaz-System S.A. zasilany jest w gaz poprzez następujące punkty wejścia:

1. Punkty wejścia związane z importem gazu:

a) granica wschodnia:

- Drozdowicze – granica polsko-ukraińska
 - Wysokoje – granica polsko-białoruska
- b) granica zachodnia:
- Lasów – granica polsko-niemiecka
- c) granica południowa:
- Cieszyn – granica polsko-czeska
- d) układ Systemu Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
- Punkt Wzajemnego Połączenia (Włocławek i Lwówek)
 - Mallnow (rewers wirtualny)
- d) połączenia lokalne realizujące import lokalny:
- Tietierowka – granica polsko-białoruska
 - Gubin – na granicy polsko-niemieckiej
 - Branice – na granicy polsko-czeskiej
2. Punkty wejścia związane ze złożami krajowymi:
- a) kopalnie w systemie gazu wysokometanowego – 40 punktów wejścia,
- b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk – łączące systemy gazu zaazotowanego i wysokometanowego (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 – 3 punkty wejścia: Mchy, Radlin, Roszków.
3. Punkty wejścia związane z podziemnymi magazynami gazu PMG – W 2015 r. do systemu przesyłowego podłączonych było 7 instalacji w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu są punktami wejścia do systemu. Od dnia 1 lipca 2015 r. funkcjonują dwie Grupy instalacji Magazynowych (tzw. GIM):
- GIM Sanok – obejmujący instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica;
 - GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Ksarkowo, oraz
 - odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice – w skład, której wchodzi PMG Wierzchowice.

W 2015 r. spółka Gaz-System S.A. świadczyła usługi przesyłania paliw gazowych poprzez krajowy system przesyłowy dla 84 podmiotów. Dla porównania w 2014 r. były to 23

podmioty. Ponadto w 2015 r. spółka świadczyła usługi przesyłowe na zasadach rewersu na gazociągu Jamał - Europa dla 25 podmiotów (w 2014 r. było to 16 podmiotów).

System Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa

Właścicielem polskiego odcinka gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej jest SGT EuRoPol GAZ S.A. Akcjonariuszami SGT EuRoPol Gas S.A. są: OOO „Gazprom Eksport” (48%), PGNiG S.A. (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%).

Gazociąg przebiega przez terytorium Polski od granicy polsko-białoruskiej w rejonie miejscowości Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycy, a długość jego polskiego odcinka wynosi 683,9 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 tłoczni gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły
- przepustowość - 30,72 mld m³/rok [337 060 GWh/rok], w tym PWP (Punkt Wzajemnego Połączenia) do polskiego systemu gazowego (Włocławek i Lwówek) o technicznej przepustowości ok. 30 mln m³/d [329 GWh/d].

W 2015 r. polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego przesłano ok. 27,05 mld m³ [303 910 GWh] gazu ziemnego dla OOO „Gazprom Eksport” oraz ok. 4,23 mld m³ [47 501 GWh] na potrzeby krajowe (w tym rewers wirtualny 2,24 mld m³ [25 167 GWh]).

4.2. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – planowane i realizowane projekty

Głównym elementem zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne kraju jest dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, jak również rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych. Działania te przyczyniają się do liberalizacji rynku gazu ziemnego oraz bezpośrednio wpływają na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do kraju.

Budowa terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu

Zgodnie z art. 3 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu* (Dz. U. z 2014 r. poz. 1501) nadzór nad przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie terminalu do grudnia 2015 r. sprawował minister właściwy do spraw Skarbu Państwa. W związku z wejściem w życie zmian prawnych wynikających z ustawy z dnia 19 listopada 2015 r. *o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz innych niektórych ustaw* a także rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 3 grudnia 2015 r. *w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej* (Dz. U. z 2015 r. Nr 2116) uprawnienia właścicielskie Skarbu Państwa określone w art. 2 pkt 5 lit.a, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. *o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa* w stosunku do operatora systemu przesyłowego gazowego przejął Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Ponadto ustawa z dnia 11 lutego 2016 r. *o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. z 2016 poz. 266) w art. 17 pkt 1 wprowadziła zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. *o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu* przyznając pełnomocnikowi Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej nadzór nad realizacją inwestycji w zakresie terminalu LNG w Świnoujściu.

Budowa terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu została zakończona w 2015 r. W pierwszych miesiącach 2016 r. terminal zakończył fazę rozruchu i w czerwcu 2016 r. rozpoczął przyjmowanie komercyjnych dostaw. Zdolności regazyfikacyjne terminalu LNG w Świnoujściu wynoszą 5 mld m³/rok [54 860 GWh/rok]. Terminal w Świnoujściu jest jedyną tej wielkości instalacją w rejonie Morza Bałtyckiego, która po wybudowania odpowiednich połączeń transgranicznych może zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i dostawy gazu do klientów nie tylko w Polsce, ale także w pozostałych państwach Europy Środkowej, na Ukrainie lub w Danii.

W zależności od rozwoju rynku gazu ziemnego, istnieje możliwość rozbudowy terminalu do 7,5 mld m³/rok [82 290 GWh/rok] lub nawet 10 mld m³/rok [109 720 GWh/rok]. Rozbudowa terminalu w Świnoujściu pozwoli na uzyskanie dodatkowych, nowoczesnych funkcjonalności takich jak bunkrowanie statków, czy przeładunek LNG na mniejsze jednostki. Dzięki powyższemu terminal w Świnoujściu będzie mógł pełnić rolę stacji paliw dla statków pływających po Morzu Bałtyckim zasilając je czystym i ekologicznym paliwem,

a także będzie stanowił bazę przeładunkową LNG dla mniejszych terminali, tzw. terminali satelitarnych.

Należy wskazać jednak, że wysokie nakłady ponoszone na budowę infrastruktury niezbędnej do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do kraju. W szczególności zagadnienie to dotyczy budowy terminalu LNG w Świnoujściu. W związku z powyższym celem działań powinno być wsparcie wykorzystania kluczowych instrumentów gwarantujących zapewnienie Polsce realnej dywersyfikacji dostaw gazu oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ministerstwo Energii analizuje sposoby i możliwości uatrakcyjnienia dostaw gazu przez terminal LNG.

Projekt połączenia gazociągiem ze złożami skandynawskimi

Połączenie gazowe źródeł gazu zlokalizowanych na norweskim szelfie kontynentalnym z polską siecią przesyłową (tzw. projekt korytarza norweskiego) jest rozpatrywane jako jednolita koncepcja połączenia regionu Europy Środkowej (Polski, Czech, Słowacji oraz Ukrainy) oraz regionu Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia) do nowych źródeł gazu ziemnego. Projekt wpisuje się w unijną koncepcję Korytarza Północ-Południe. Dodatkowo połączenie z terminalem LNG w Świnoujściu umożliwiłoby krajom skandynawskim dostęp do globalnego rynku LNG. Realizacja korytarza gazowego łączącego norweskie złoża z polskim systemem przesyłowym jest dla Polski strategicznym i pierwszoplanowym priorytetem.

Projekt obejmuje budowę:

- połączenia Norwegia – Dania;
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego;
- połączenie Dania – Polska (Baltic Pipe);
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego.

Projekt w dalszym ciągu znajduje się w fazie analiz i planowania. Partnerami projektu są Gaz-System S.A. i Energinet.dk. W kwietniu 2016 r. premierzy Polski i Danii podpisali wspólne oświadczenie o współpracy (joint statement).

W lipcu 2015 r. projekt interkonektora Polska – Dania otrzymał wsparcie z CEF na prace projektowe w wysokości 0,4 mln EUR oraz znalazł się na opublikowanej w listopadzie 2015 r. drugiej 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).

Projekt 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. Projekt jest w fazie analiz i planowania. Projekt umożliwi także wykorzystanie przez polskie spółki magazynów gazu zlokalizowanych w zachodniej części Ukrainy.

Spółki zaangażowane w projekt to 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 przepustowość ok. 5-7 mld m³/rok w kierunku Polski i ok. 5-8 mld m³/rok w kierunku Ukrainy.

Infrastruktura na terenie Polski niezbędna dla funkcjonowania projektu to budowa:

- Gazociągu Hermanowice – Strachocina;
- Gazociągu Hermanowice – granica Polski wraz ze stacją pomiarową;
- Tłoczni Strachocina.

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 polskiej lub ukraińskiej. Aktualnie maksymalne techniczne możliwości przesyłu gazu przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy wynoszą ok. 1,5 mld m³/rok.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja realizowany będzie wspólnie przez spółki Gaz-System S.A. oraz spółki Eustream A.S., słowackiego operatora systemu przesyłowego. W 2015 r. obie spółki kontynuowały prace w zakresie określenia uwarunkowań prawno-regulacyjnych, organizacyjno-technicznych oraz ekonomicznych możliwości realizacji połączenia Polska – Słowacja. Projekt znajduje się w fazie przedinwestycyjnej.

Projekt połączenia gazowego Polska – Słowacja, w listopadzie 2015 r. znalazł się na drugiej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym, otrzymując status projektu PCI w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Północ – Południe w Europie Środkowej i Wschodniej.

W 2014 r. projekt otrzymał dofinansowanie z CEF na prace studialne i projektowe w wysokości 50% kosztów kwalifikowanych.

Planowana przepustowość połączenia Polska – Słowacja szacowana jest na 5,7 mld m³/rok [62 540 GWh/rok] w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³/rok [51 564 GWh/rok] w kierunku Słowacji.

Infrastruktura na terenie Polski niezbędna dla funkcjonowania projektu to budowa:

- Gazociągu Tworóg – Tworzeń;
- Gazociągu Pogórska Wola – Tworzeń;
- Gazociągu Strachocina – Pogórska Wola;
- Gazociągu Strachocina – granica Polski;
- Tłoczni Strachocina.

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Litwa

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. Projekt ten jest kluczowym elementem Planu działań na rzecz integracji rynku energii w obszarze Morza Bałtyckiego (BEMIP- Baltic energy market interconnection plan), dzięki czemu w listopadzie 2015 r. znalazł się na drugiej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

Planowana zdolność przesyłowa projektu w kierunku Litwy szacowana jest na ok. 2,4 mld m³/rok [26 333 GWh/rok] oraz 1,7 mld m³/rok [18 652 GWh/rok] w kierunku Polski.

Projekt rozbudowy połączenia międzysystemowego Polska - Czechy

Projekt połączenia międzysystemowego Polska – Czechy jest jednym z istotnych elementów budowy systemu przesyłowego regionu Europy Środkowej, zintegrowanego w ramach koncepcji gazowego korytarza Północ-Południe. Projekt połączenia

międzysystemowego z Czechami realizowany jest przez spółkę 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 nowego połączenia transgranicznego Polska-Czechy o długości ok. 107,6 km (Libhost – Hat – Kędzierzyn), umożliwiającego przesył gazu w ilości do 6,5 mld m³/rok [71 318 GWh/rok] w kierunku Polski. Projekt zakłada także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 5 mld m³/rok [54 860 GWh].

Projekt rozbudowy zdolności przesyłowych pomiędzy Polską a Czechami przyczyni się do integracji rynków gazowych V4. Połączenie to zapewni państwu Grupy Wyszehradzkiej dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego w szczególności terminalu LNG w Świnoujściu i gazu norweskiego.

W lipcu 2015 r. projekt otrzymał dofinansowanie z CEF na prace budowlane w wysokości 62,660 mln EUR (45,830 mln EUR dla Polski i 16,830 mln EUR dla Czech).

Infrastruktura na terenie Polski niezbędna dla funkcjonowania projektu to budowa:

- Gazociągu Czeszów – Wierzchowice;
- Gazociągu Czeszów – Kiełczów;
- Gazociągu Zdieszowice – Wrocław;
- Gazociągu Zdieszowice – Kędzierzyn;
- Gazociągu Twaróg – Kędzierzyn;
- Gazociągu Kędzierzyn – granica Polski;
- Tłoczni Kędzierzyn.

W listopadzie 2015 r. projekt połączenia gazowego Polska – Czechy w ramach Korytarza gazowego Północ – Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej znalazł się na drugiej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI).

4.3. Raport z postępów w rozwoju infrastruktury liniowej - rozbudowa systemu przesyłowego i likwidacja „wąskich gardeł” w systemie.

Gaz-System S.A. w 2015 r. w celu zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu gazu krajowym systemem przesyłowym zrealizował prace inwestycyjne, w tym modernizacyjne i remontowe, na łączną kwotę ok. 624 mln zł. Inwestycje realizowane przez Gaz-System S.A. związane były głównie z budową i przyłączeniem do systemu przesyłowego terminalu

skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niezbędną w tym zakresie modernizacją i rozbudową systemu przesyłowego.

W 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany przez Gaz-System S.A. na lata 2014 – 2023. Nowy Plan Rozwoju jest w głównej mierze realizacją koncepcji korytarza gazowego Północ – Południe.

W 2015 r. spółka Gaz-System S.A. oddała do użytkowania 628 km gazociągów i zakończyła realizację następujących inwestycji (zakończono prace budowlano – montażowe i uzyskano pozwolenie na użytkowanie) związanych z przystosowaniem systemu przesyłowego do odbioru gazu ziemnego z terminala LNG w Świnoujściu:

- Gazociąg Szczecin – Gdańsk – etap II Karlino-Koszalin;
- Gazociąg Szczecin – Gdańsk Etap III Koszalin – Słupsk;
- Gazociąg Szczecin – Gdańsk Etap IV Słupsk – Wiczlino;
- Gazociąg Szczecin – Lwówek Etap I (Szczecin – Gorzów Wielkopolski);
- Gazociąg Rembelszczyzna – Gustorzyn;
- Gazociąg Lasów – Jeleniów;
- Gazociąg Gałów – Kielczów;
- Rozbudowa Węzła Rembelszczyzna.

W 2015 r. Gaz-System S.A. kontynuował następujące projekty inwestycyjne (perspektywa 2016 – 2018):

I. Faza realizacji - według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. w fazie realizacji znajdowały się następujące gazociągi i obiekty:

- gazociąg Czeszów – Kielczów;
- gazociąg Czeszów – Wierzchowice;
- gazociąg Lwówek – Odolanów,

dla których została zatwierdzona dokumentacja projektowa, uzyskano pozwolenie na budowę oraz prowadzony jest przetarg na wybór wykonawcy robót budowlanych;

- Rozbudowa Tłoczni Gazu Rembelszczyzna – w 2015 r. został zatwierdzony projekt wykonawczy, planowane przekazanie do eksploatacji to 2018 r.;
- Tłocznia Jeleniów II – planowane zakończenie projektu to 2016 r.;
- Tłocznia Gazu Odolanów – planowany termin zakończenia projektu to koniec 2017 r.

II. Faza projektowania - w fazie projektowania na koniec 2015 r. znajdowało się 16 projektów, z informacji otrzymanych z Gaz-System S.A. ponad połowa z nich zostanie zakończona w latach 2019 – 2020:

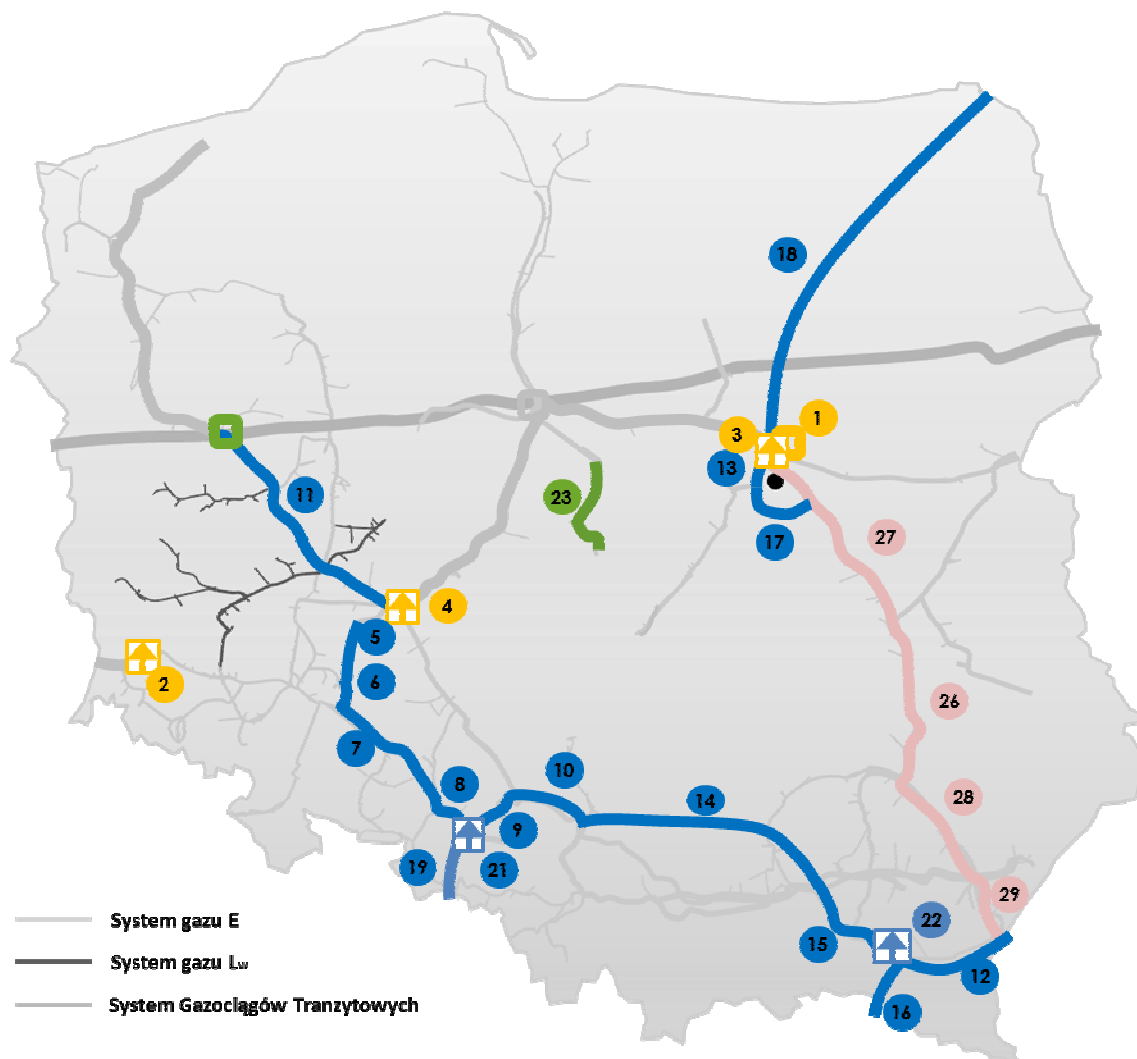
- Gazociąg Lwówek – Odolanów (uzyskano pozwolenie na budowę planowany termin zakończenia projektu to 2018 r.);
- Gazociąg Czeszów – Kiełczów (uzyskano pozwolenie na budowę planowany termin zakończenia projektu to 2017 r.);
- Gazociąg Czeszów – Wierzchowice (uzyskano pozwolenie na budowę, planowany termin zakończenia projektu to 2017 r.);
- Gazociąg Zdieszowice – Wrocław (uzyskano decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną, planowany termin zakończenia projektu to 2018 r.);
- Gazociąg Zdieszowice – Kędzierzyn (uzyskano decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną, planowany termin zakończenia projektu to 2018 r.);
- Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn (uzyskano decyzję środowiskową, planowany termin zakończenia projektu to 2018 r.);
- Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej);
- Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola (złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- Gazociąg Rembelszczyzna – Mory (złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- Gazociąg Mory – Wola Karczewska (złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- Gazociąg Hermanowice – Strachocina (uzyskano pozwolenie na budowę, planowany termin zakończenia projektu to 2018 r.);
- Gazociąg Tworóg – Tworzeń (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej);
- Gazociąg Szczecin - Gdańsk (Etap V: Goleniów – Płoty, podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- Połączeni międzysystemowe Polska – Słowacja (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);

- Połączenie międzysystemowe Polska – Litwa (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych);
- Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy (podpisano umowę na opracowanie dokumentacji projektowej, złożono wnioski o wydanie decyzji środowiskowych).

Inwestycje Gaz-System S.A. ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki:

- Perspektywa do roku 2020 – obejmuje kontynuację projektów inwestycyjnych ujętych w Planie Rozwoju Gaz-System S.A. na lata 2014-2023 związanych w szczególności z budową Korytarza gazowego Północ – Południe oraz integracją rynku gazu państw bałtyckich z rynkiem gazu w Europie Środkowo – Wschodniej;
- Perspektywa do roku 2025 – obejmuje kierunkowe zadania inwestycyjne, co do których decyzje inwestycyjne zostaną podjęte w zależności od stopnia rozwoju rynku gazu w Polsce i w regionie.

Rysunek 7. Inwestycje kluczowe realizowane przez Gaz-System S.A. w perspektywie do 2023 r.



INWESTYCJE W FAZIE REALIZACJI	
1	Węzeł Rembelszczyzna (zadanie zakończone)
2	Tłocznia Jeleniów II
3	Tłocznia Rembelszczyzna
4	Tłocznia Odolanów (etap 0) – faza realizacji
INWESTYCJE W FAZIE PROJEKTOWANIA	
5	Czeszów – Wierchowice
6	Czeszów – Kiełczów
7	Zdzieszowice – Wrocław
8	Zdzieszowice – Kędzierzyn
9	Tworóg – Kędzierzyn
10	Tworóg – Tworzeń
11	Lwówek – Odolanów
12	Hermanowice – Strachocina
13	Rembelszczyzna – Mory
14	Pogórska Wola – Tworzeń
15	Strachocina – Pogórska Wola
16	Polska – Słowacja
17	Mory – Wola Karczewska**
18	Polska – Litwa
19	Polska – Czechy
20	Szczecin-Gdańsk (etap VI) – Wiczlino – Reszki
21	Tłocznia Kędzierzyn
22	Tłocznia Strachocina
INWESTYCJE W FAZIE PRZYGOTOWANIA	
23	Leśniewice – Łódź – projekt wstrzymany
24	Węzeł w Lwówku
INWESTYCJE W FAZIE PLANOWANIA	
25	Rozbudowa Tłoczni Rembelszczyzna (etap III)
26	Gazociąg Rozwadów – Końskowola- Wronów
27	Rembelszczyzna – Wronów
28	Jarostów – Rozwadów
29	Hermanowice – Jarostów
30	Tłocznia Gustorzyn

Źródło: Gaz-System S.A.

W systemie przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego jak i zaazotowanego występują tzw. „wąskie gardła”, czyli miejsca w systemie, w których powstają ograniczenia w przesyłaniu gazu ziemnego. Są to:

- w podsystemie gazu zaazotowanego Lw – w województwie lubuskim w obszarze oddziaływania gazociągu Kotowice – Głogów – Chynów i Głogów – Olszyniec. W celu poprawy przepustowości w tym rejonie realizowana jest budowa gazociągu Polkowice – Żary (DN 300 5,5 MPa L=66 km).
- tzw. pierścień warszawski - rejon aglomeracji warszawskiej – w celu poprawy przepustowości realizowany jest projekt rozbudowy tłoczni gazu Rembelszczyzna. W celu poprawy przepustowości w rejonie niezbędna jest rozbudowa/modernizacja systemu w obszarze pierścienia warszawskiego. Realizacja zadania zakłada przebudowę pierścienia w trzech odcinkach: Rembelszczyzna-Mory, Mory-Wola Karczewska, Rembelszczyzna-Wola Karczewska.

Dla utrzymania infrastruktury systemu przesyłowego w stałej gotowości do pracy, Gaz-System S.A., w ramach Planu Remontów w 2015 r. przeznaczył na remonty sieci gazowej łącznie 49,9 mln zł w ramach których, wykonano 174 zadania remontowe o różnym zakresie prac.

4.4. Rozbudowa pojemności instalacji magazynowych

W 2015 r. spółka PGNiG S.A. kontynuowała działania w zakresie rozbudowy istniejących i budowy nowych pojemności magazynowych w ramach „Programu rozwoju pojemności czynnej PMG” polegające na:

1. Budowie KPMG Kosakowo

Celem budowy KPMG Kosakowo jest stabilizacja zasilania w paliwa gazowe rejonu Trójmiasto-Koszalin. W 2015 r. prowadzone były dalsze prace związane z budowa kawern. Pojemność czynna KPMG Kosakowo na koniec 2015 r. wyniosła 112,4 mln m³ [1 233 GWh]. Rozbudowa magazynu do pojemności 250 mln m³ [2 743 GWh] planowana jest do 2021 r.

2. Rozbudowie KPMG Mogilno

Rozbudowa KPMG Mogilno do pojemności czynnej ok. 800 mln m³ [8 778 GWh] planowana jest do 2024 r. W 2015 r. oddane zostały do eksploatacji trzy kawerny dzięki czemu pojemność czynna magazynu wzrosła do 468,2 mln m³.

3. Rozbudowie PMG Wierzchowice

W 2014 r. zakończona została rozbudowa PMG Wierzchowice do pojemności 1200 mln m³ [13 166 GWh]. W 2015 r. prowadzone było rozliczenie inwestycji i prawne jej zakończenie.

4. Rozbudowie PMG Husów

Rozbudowa PMG Husów miała na celu zwiększenie pojemności czynnej z 350 mln m³ [3 840 GWh] do ok. 500 mln m³ [5 486 GWh]. W 2014 r. zakończono rozbudowę magazynu oraz prowadzone były prace związane z odbiorem inwestycji. Pod koniec stycznia 2015 r., po odbyciu całej procedury odbioru pojemność czynna wzrosła do 500 mln m³ [5 486 GWh].

5. Rozbudowie PMG Brzeźnica

Zakończenie rozbudowy PMG Brzeźnica z 65 mln m³ [713 GWh] do pojemności czynnej 100 mln m³ [1 097 GWh] planowane jest na 2016 r. W 2015 r. kontynuowane były prace budowlano-montażowe.

Mając na względzie powyższe, w stosunku do 2014 r. nastąpiło zwiększenie pojemność czynnej PMG o ok. 110 mln m³ [1 206,9 GWh], z tego:

- KPMG Mogilno o 60 mln m³ [658,3 GWh];
- PMG Husów o 50 mln m³ [548,6 GWh].

Realizacja projektów budowy nowych i rozbudowy podziemnych magazynów gazu w znaczący sposób przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zwiększenie pojemności magazynowych, które mogą zostać wykorzystane do utrzymywania zapasów handlowych wykorzystywanych do bilansowania systemu oraz w sytuacjach awaryjnych.

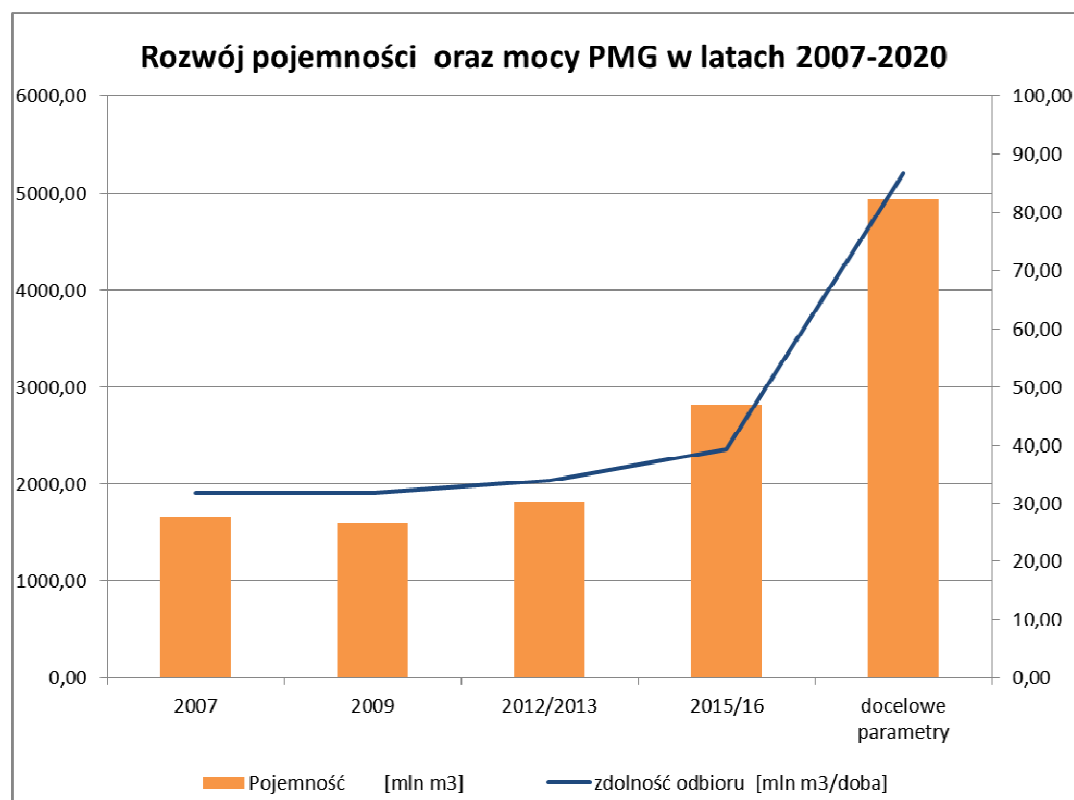
Planowany przyrost pojemności czynnych poszczególnych magazynów gazu do 2024 r. przedstawia tabela 8.

Tabela 8. Planowane inwestycje PGNiG S.A. w podziemne magazyny gazu ziemnego do 2024 r.

Nazwa PMG	Rodzaj inwestycji	Pojemność czynna – stan na 31.12.2015 r.	Pojemność docelowa	Rok ukończenia inwestycji
		[mln m ³]	[mln m ³]	
Wierzchowice	rozbudowa	1 200,0	2 000,0	2020
Mogilno	rozbudowa	468,2	800,0	2024
Husów	rozbudowa	500,0	500,0	2014/2015
Strachocina	rozbudowa	360,0	1 200,0	2020
Swarzów	n.d.	90,0	90,0	n.d.
Brzeźnica	rozbudowa	65,0	100,0	2016
Kosakowo	budowa	112,4	250,0	2021
RAZEM	-	2 795,6	4 940,0	-

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych PGNiG S.A. (Plan budowy PMG) oraz Project Pipeline.

Rysunek 8. Przyrost pojemności oraz mocy PMG w latach 2007-2021.



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

Inwestycje związane z budową nowych oraz rozbudową istniejących PMG otrzymały wsparcie finansowe w ramach POIiŚ na lata 2007-2013, oś priorytetowa X „Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii”. Możliwe jest także ubieganie się o dofinansowanie w ramach nowej perspektywy finansowej, zarówno w ramach POIiŚ 2014-2020 jak również z instrumentu finansowego CEF. O wsparcie finansowe z instrumentu CEF mogą ubiegać się wyłącznie projekty z przyznanym statusem PCI.

Informacje na temat wsparcia finansowego z funduszy UE szerzej omówione zostały w rozdziale 4.5.

4.5. Wykorzystanie funduszy Unii Europejskiej

Większość projektów infrastrukturalnych sektora gazowego, z uwagi na ich strategiczny charakter, została zgłoszona do dofinansowania z unijnych programów wsparcia. Pozyskanie przez Polskę środków na współfinansowanie strategicznych projektów gazowych umożliwia efektywną realizację inwestycji zwiększających bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz przyczynia się do większej integracji rynków gazu ziemnego w Europie Środkowej jak również wpływa na zmniejszenie kosztów ponoszonych przez odbiorców.

W 2015 r. polskie spółki realizujące projekty z obszaru infrastruktury gazowej (PGNiG S.A., Gaz-System S.A. oraz Polskie LNG S.A.) kontynuowały wykorzystanie wsparcia finansowego z budżetu UE w ramach trzech programów:

- *Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007 – 2013 (POIiŚ),*
- *European Energy Programme for Recovery (EEPR),*
- *Trans-European Networks - Energy (TEN-E).*

Ponadto, w ramach instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – (CEF), Gaz-System S.A jako promotor projektów transgranicznych planowanych do realizacji na terytorium Polski, mógł wraz z partnerami z sąsiednich państw członkowskich UE ubiegać się o bezzwrotne dofinansowanie dla realizacji inwestycji w ramach listy Projektów wspólnego zainteresowania UE (PCI).

W 2015 r. przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, a następnie Ministerstwa Energii aktywnie uczestniczyli w pracach Grup regionalnych ds. połączeń gazowych w regionach: Północ-Południe odcinek wschodni, Morza Bałtyckiego (BEMIP) oraz Południowego Korytarza Gazowego, powstałych w związku z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Celem Grup regionalnych była selekcja projektów priorytetowych dla europejskiej infrastruktury energetycznej z punktu widzenia integracji rynku unijnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Są to tzw. Projekty wspólnego zainteresowania (PCI). Druga lista PCI została ogłoszona 18 listopada 2015 r. i objęła 5 projektów z zakresu infrastruktury gazowej planowanych do realizacji na terytorium Polski:

- Gazociąg Polska-Litwa
- Gazociąg Baltic Pipe (Polska-Dania)
- Rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu
- Połączenie Polska - Czechy (Libhošť – Hať – Kędzierzyn) wraz z rozbudową systemu przesyłowego w Polsce Zachodniej:
 - Gazociąg Lwówek - Odolanów
 - Tłocznia Odolanów
 - Gazociąg Czeszów - Wierzchowice
 - Gazociąg Czeszów - Kiełczów
 - Gazociąg Zdieszowice - Wrocław
 - Gazociąg Zdieszowice - Kędzierzyn

- Gazociąg Tworóg - Tworzeń
- Gazociąg Tworóg - Kędzierzyn
- Gazociąg Pogórska Wola - Tworzeń
- Gazociąg Strachocina - Pogórska Wola
- Połączenie Polska – Słowacja wraz z rozbudową infrastruktury przesyłowej w Polsce Wschodniej:
 - Tłocznia Rembelszczyzna
 - Gazociąg Rembelszczyzna - Wola Karczewska
 - Gazociąg Wola Karczewska - Wronów
 - Węzeł Wronów
 - Gazociąg Rozwadów – Końskowola - Wronów
 - Gazociąg Jarosław - Rozwadów
 - Gazociąg Hermanowice - Jarosław
 - Gazociąg Hermanowice - Strachocina.

Obecność projektu na liście PCI gwarantuje przyspieszoną ścieżkę przyznawania pozwoleń i decyzji środowiskowych zgodnie z przepisami rozporządzenia, wsparcie regulacyjne i instytucjonalne, a także możliwość uzyskiwania współfinansowania w ramach instrumentu finansowego „Łącząc Europę” – CEF.

1. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013 był największym programem pomocowym UE. Działania dotyczące gazu ziemnego uwzględnione zostały w osi priorytetowej X *„Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii”*, przewidującej wsparcie rozbudowy przesyłowej i dystrybucyjnej sieci gazowej oraz podziemnych magazynów gazu. Oś X obejmuje dwa zadania dotyczące infrastruktury gazowej:

I. Działanie 10.1. Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego, w ramach którego obowiązywały, wraz z późniejszymi aneksami, umowy na dofinansowanie 14 projektów gazowych o łącznej wartości ok. 9,4 mld PLN na łączną kwotę ok. 2,45 mld PLN, w tym:

- budowa terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – instalacja rozładunkowa i regazyfikacyjna – projekt o wartości ok. 3,638 mld PLN z kwotą wsparcia z UE wynoszącą ok. 888,8 mln PLN, stanowiącą ok. 24,5% wartości działania;

- budowa gazociągów przesyłowych – 9 projektów o łącznej wartości ok. 2,93 mld PLN, z przyznaną kwotą wsparcia w wysokości ok. 855,8 mln PLN (29,18% wartości łącznej projektów),
- budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu – 4 projekty o łącznej wartości ok. 2,84 mld PLN, z przyznaną kwotą wsparcia w wysokości ok. 711,5 mln PLN (25,07% wartości projektów), tj:
 - rozbudowa PMG Strachocina do pojemności czynnej 330 mln m³ – dofinansowanie w wysokości ok. 69,7 mln PLN;
 - rozbudowa PMG Wierzchowice do pojemności czynnej 1,2 mld m³ - dofinansowanie w wysokości ok. 491,2 mln PLN;
 - budowa KPMG Kosakowo o pojemności czynnej 100 mln m³ – dofinansowanie w wysokości ok. 115,4 mln PLN
 - rozbudowa PMG Husów do pojemności 500 mln m³ – dofinansowanie w wysokości 35,1 mln PLN.

II. Działanie 10.2. *Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji*, którego celem jest wspieranie efektywnego funkcjonowania rynku gazu ziemnego, w tym zapewnienie równomiernego rozwoju sieci dystrybucyjnych na terenie kraju.

W 2015 r. finalizowana była realizacja projektów wyłonionych w konkursach przeprowadzonych w latach 2011 i 2012. Łącznie, w ramach działania 10.2. kwota dofinansowania dla 24 projektów gazowych wyniosła ok. 218,6 mln PLN, co stanowi 28,07% ich wartości (778,6 mln PLN)⁸.

W ramach Działania 10.2, największa polska spółka dystrybucyjna - PSG Sp. z o.o. w 2015 roku zakończyła rzeczową realizację 18 projektów inwestycyjnych polegających na budowie i przebudowie gazociągów dystrybucyjnych. Całkowita wartość (brutto) projektów przekroczyła 600 mln PLN, przy dofinansowaniu na poziomie 168 mln PLN. Dodatkowo PSG Sp. z o.o. do końca 2015 roku zrealizowała również 20 projektów inwestycyjnych budowy i przebudowy gazociągów dystrybucyjnych, które uzyskały dofinansowanie z Regionalnych Programów Operacyjnych dla poszczególnych województw. Łączna całkowita wartość (brutto) tych projektów wyniosła 38 mln PLN, a dofinansowanie 10 mln PLN. W ramach opisanych wyżej inwestycji zrealizowanych dzięki dofinansowaniu UE 2007-2013, PSG Sp. z o.o. wybudowała około 1200 km gazociągów dystrybucyjnych wraz z infrastrukturą towarzyszącą na terenie całej Polski.

⁸ Stan na 30.04.2015 r.

2. W ramach Europejskiego programu energetycznego na rzecz naprawy gospodarczej **European Energy Programme for Recovery (EEPR)** – decyzją KE, Polska otrzymała wsparcie finansowe na realizację czterech projektów inwestycyjnych związanych z infrastrukturą gazową:

- Budowa gazociągu DN 800 Świnoujście – Szczecin oraz budowa stacji kompresorowej w Goleniowie – dofinansowanie przyznane Gaz-System S.A. w wysokości 50 mln EUR (beneficjentem jest Gaz-System S.A.). – projekt zakończony rzeczowo w 2015 r.
- Rozbudowa systemu przesyłowego w rejonie Lasowa (połączenie Polska-Niemcy) – w dniu 15 października 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu. Wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 8,1 mln EUR - projekt zakończony.
- Budowa połączenia międzysystemowego Polska - Czechy – w dniu 19 sierpnia 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu realizowanego wspólnie przez Gaz-System S.A. i NET4GAS, s.r.o. Wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - 9,5 mln EUR - projekt zakończony.
- Budowa terminalu LNG w Świnoujściu – w dniu 5 listopada 2010 r. KE podjęła decyzję o dofinansowaniu projektu. Wartość dofinansowania 79,6 mln EUR (beneficjentem jest Polskie LNG S.A oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście) - rzeczowa realizacja projektu zakończona została w maju 2016 r.

2. Program TEN-E (Trans-European Networks – Energy) został ustanowiony na mocy decyzji Rady i Parlamentu Europejskiego nr 1364/2006 w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych mający na celu rozbudowę i modernizację sieci europejskiej infrastruktury energetycznej. Począwszy od 2007 r., KE ogłaszała tzw. *call for proposal* na ubieganie się o wsparcie finansowe dla projektów priorytetowych z ww. programu. Odpowiedzialnym podmiotem za rozdział środków była KE, której propozycje zatwierdzane były następnie przez zbierający się dwa razy do roku komitet finansowy, składający się z przedstawicieli państw członkowskich UE. Poniżej przedstawiono listę projektów realizowanych przez Gaz-System S.A., które otrzymały decyzje o wsparciu z budżetu UE w ramach programu TEN-E:

- TEN-E 2008:
 - *„Gazociąg bałtycki — gazociąg z Danii do Polski — badania przedinwestycyjne”*- wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 808 tys. EUR - projekt zakończony.
- TEN-E 2009:
 - *„Gazociąg bałtycki — gazociąg z Danii do Polski — Geotechniczne badania morskie, program monitoringu środowiska, a także badanie jakości gazu na lądzie oraz terminal przyjmujący w Polsce”* – wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. do 1,12 mln EUR - projekt zakończony.
- TEN-E 2010:
 - *„Opracowanie: Opis uzasadnienia ekonomicznego i studium wykonalności dla gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa”* - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 76 tys. EUR - projekt zakończony.
- TEN-E-2011:
 - *„Wstępna analiza wykonalności gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Słowacja (opis uzasadnienia ekonomicznego i przygotowanie wstępnej analizy wykonalności)”* - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - ok. 58,4 tys. EUR -projekt zakończony.
 - *„Badania i prace przedinwestycyjne dotyczące wykorzystania i możliwości dalszego rozwoju gazociągu międzysystemowego Polska-Republika Czeska”(projekt realizowany wspólnie przez Gaz-System S.A. i NET4GAS, s.r.o.- wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. - 1,421 mln EUR - projekt zakończony rzeczowo w 2015 r.*
 - *„Modernizacja systemu przesyłowego w województwie dolnośląskim w celu zwiększenia funkcjonalności oraz operacyjności połączenia Polska - Niemcy”*- wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. ok. 1,124 mln EUR - projekt zakończony rzeczowo w 2015 r.
- TEN-E 2012
 - *„Analiza możliwości rozwoju polsko-niemieckich połączeń międzysystemowych w kontekście integracji otwartego europejskiego rynku gazu i wzmocnienia niezawodności dostaw gazu”* – wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A.: 150 tys. EUR (projekt został zrealizowany przez Spółkę samodzielnie, bez udziału środków Unii Europejskiej).

- TEN-E 2013
 - „Przygotowanie dokumentacji niezbędnej do uzyskania oceny oddziaływania na środowisko dla projektu interkonektora gazowego Polska-Litwa”(projekt realizowany wspólnie przez Gaz-System S.A. i AB Amber Grid) – wartość dofinansowania przyznanego Gaz-System S.A. - 200 tys. EUR, trwa realizacja projektu.
 - „Rozbudowa stacji pomiarowej Mallnow w celu umożliwienia uruchomienia rewersu fizycznego na gazociągu jamalskim w kontekście realizacji obowiązków wynikających z Rozporządzenia 994/2010” - wartość otrzymanego przez Gaz-System S.A. dofinansowania - 400 tys. EUR (projekt zakończony).

4. Instrument finansowy CEF- Connecting Europe Facility

W 2014 i 2015 r. odbyły się łącznie trzy konkursy na dofinansowanie projektów z instrumentu finansowego CEF. Przy wsparciu Ministerstwa Gospodarki/Energii dofinansowanie otrzymały wszystkie planowane do realizacji w najbliższych latach przez Gaz-System S.A. gazowe połączenia transgraniczne Polski z sąsiednimi państwami członkowskimi UE:

- Połączenie Polska-Litwa (GIPL - Gas Interconnector Poland Lithuania) – wspólny projekt z Amber Grid:
 - dofinansowanie prac budowlanych - 295,4 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 240,3 mln EUR),
 - dofinansowanie prac projektowych – 10,6 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 8,1 mln EUR).
- Połączenie Polska - Czechy (Stork II) - wspólny projekt z Net4Gas:
 - dofinansowanie prac budowlanych - 62,7 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 45,8 mln EUR)
 - dofinansowanie prac projektowych: 1,5 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 0,6 mln EUR).
- Połączenie Polska – Słowacja - wspólny projekt z Eustream:
 - dofinansowanie prac projektowych 4,6 mln EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 2,3 mln EUR).
- Połączenie Polska-Dania (Baltic Pipe) – wspólny projekt z Energinet.dk:

- dofinansowanie prac projektowych – 400 tys EUR (w tym dla Gaz-System S.A. 200 tys. EUR)

W najbliższych latach, w ramach instrumentu finansowego CEF, planowane jest przeprowadzenie kolejnych konkursów na dofinansowanie projektów gazowych o znaczeniu transgranicznym. Dofinansowaniem będą mogły zostać objęte projekty z zakresu przesyłu i magazynowania gazu oraz terminale LNG. Podstawowym warunkiem ubiegania się o dofinansowanie jest ujęcie danego projektu na liście PCI, wysoka dojrzałość projektu oraz brak możliwości jego sfinansowania w ekonomicznie uzasadniony sposób przy pomocy środków rynkowych i regulacyjnych.

5. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014 – 2020. Project Pipeline dla sektora energetyki w ramach POIiŚ 2014-2020.

W roku 2015 r. toczyły się prace nad identyfikacją krajowych projektów z zakresu przesyłu, dystrybucji i magazynowania gazu, a także budowy terminali LNG, planowanych do objęcia wsparciem finansowym w ramach POIiŚ 2014 – 2020. O wsparcie w procedurze pozakonkursowej mogą ubiegać się pozytywnie zidentyfikowane projekty, których potencjalny zasób został ujęty na „Liście Projektów Strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, stanowiącej *Project Pipeline* dla sektora energetyki w ramach POIiŚ 2014-2020”.

5. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski

Minister Energii (wcześniej Minister Gospodarki) jest organem właściwym w rozumieniu rozporządzenia 994/2010, który zapewnia wprowadzenie w życie przewidzianych niniejszym rozporządzeniem środków, do których należy dokonywane zgodnie z art. 9 oceny ryzyka i opracowywanie na jej podstawie planu działań zapobiegawczych i plany na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. W 2014 r. opracowana została druga edycja ww. planów. Trzecia edycja planów i oceny ryzyka zostanie opracowana w 2016 r.

Zgodnie z art. 10 rozporządzenia 994/2010 w celu przeciwdziałania sytuacji kryzysowej w sektorze gazu ziemnego przedsiębiorstwa gazowe zobowiązane są do stosowania środków o charakterze rynkowym i nierynkowym. Wskazany katalog działań ma charakter otwarty i nie wyczerpuje zakresu możliwych działań dostępnych podmiotom działającym na rynku gazu ziemnego. Zestawienie dostępnych środków umieszczone zostało w Załączniku II i III do rozporządzenia i obejmuje m.in.:

- **Środki rynkowe** – stosowane w pierwszej kolejności we wszystkich etapach sytuacji kryzysowej:
 - zwiększenie elastyczności produkcji i importu,
 - komercyjne składowanie gazu – zdolność odbioru i ilość zmagazynowanego gazu,
 - dywersyfikacja źródeł gazu i dróg dostawy gazu,
 - odwrócenie przepływu,
 - inwestycje w infrastrukturę, w tym zapewnienie zdolności przepływu w obu kierunkach,
 - stosowanie umów na usługi przerywane,
 - możliwość przestawienia się na inne paliwa, w tym wykorzystywanie paliw alternatywnych w elektrowniach przemysłowych i zakładach energetycznych,
 - dobrowolne zmniejszanie obciążenia (*load shedding*),
 - większe wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii.
- **Środki nierynkowe** – stosowane w ostateczności w przypadku gdy zastosowano wszystkie dostępne środki rynkowe, ale dostawy gazu są niewystarczające do zaspokojenia pozostałego zapotrzebowania na gaz, tak że jest konieczne wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, aby zabezpieczyć dostawy gazu:
 - wykorzystywanie rezerw strategicznych gazu,
 - obowiązek wykorzystania zapasów paliw alternatywnych,
 - obowiązek wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł innych niż gaz,
 - obowiązek zwiększenia poziomu produkcji,
 - obowiązkowy odbiór z instalacji magazynowych,
 - obowiązek zamiany paliwa,
 - obowiązek stosowania umów na usługi przerywane,
 - obowiązkowe zmniejszania obciążenia (*load shedding*).

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 chronionych⁹ w przypadkach określonych w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 994/2010.

⁹ Patrz: Plan działań zapobiegawczych s. 4

Zgodnie z rozporządzeniem 994/2010, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz przedsiębiorstwa energetyczne stosują w pierwszej kolejności instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych. 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 zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

5.1. Wybrane środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w sezonie 2015/2016

Zapasy gazu ziemnego

Utrzymywane w instalacjach magazynowych zapasy stanowią zarówno rynkowe (zapasy handlowe), jak również nierynkowe środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego (zapasy obowiązkowe). Łączny poziom zapasów, zarówno handlowych jak i obowiązkowych, utrzymywanych w poszczególnych podziemnych magazynach gazu (stan na dzień 31 grudnia 2015 r.) przedstawia tabela 9.

Tabela 9. Stan napełnienia w podziemnych magazynach gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2015 r.)

Nazwa magazynu	Rodzaj	Pojemność czynna [w mln m ³]	Stan napełnienia na dzień 30.12.2015 r. [w mln m ³]	% napełnienia pojemności czynnej
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	1200,00	809,7	67,5%
Mogilno	kawerny solne	468,2	481,3	102,8%
Husów	złoże wyeksploatowane	500,00	187,5	37,5%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	360,00	205,3	57,0%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	90,00	42,5	47,2%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	65,00	50,8	78,1%
Kosakowo	złoże wyeksploatowane	112,40	62,1	55,2%

Razem	2 795,6	1839,2	65,8%
--------------	----------------	---------------	--------------

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych PGNiG S.A., OSM Sp. z o.o. i Gaz-System S.A.

Ponadto w dwóch PMG utrzymywane są zapasy gazu ziemnego zaazotowanego, służące stabilizacji pracy systemu gazu zaazotowanego. Są to PMG Daszewo o pojemności czynnej 30 mln m³ [258 GWh] oraz oddany do użytku w 2010 r. PMG Bonikowo, o pojemności czynnej 200 mln m³ [1 756 GWh].

Zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w ilości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są 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 2015 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, utrzymywane były w następujących wielkościach (odpowiadających, co najmniej 30 dniom średniego dziennego przywozu):

- w okresie od dnia 1 października 2014 r. do dnia 30 września 2015 r. w ilości 836,21 mln m³ [9 130 GWh],
- w okresie od dnia 1 października 2015 r. do dnia 30 września 2016 r. w ilości 816,98 mln m³ [8 919,229 GWh],

Zapasy obowiązkowe w 2015 r. utrzymywane były w KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Wierzchowice.

Na przestrzeni ostatnich lat należy zauważyć postępujący spadek poziomu utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Dla porównania należy wskazać, że w sezonie 2013/2014 zapasy obowiązkowe utrzymywane były w ilości 941,95 mln m³ [10 355 GWh]. Przyczyną tego zjawiska jest postępujący spadek w przywozie gazu do Polski przez podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz systematyczne zwiększanie przywozu nieobjętego obowiązkiem utrzymywania zapasów. Wynikało to z obowiązującego w 2015 r. brzmienia ustawy o zapasach.

Na podstawie art. 5 ustawy o zapasach Minister Energii może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu

gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcą z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych. W 2015 r. Minister Energii (wcześniej Minister Gospodarki) wydał 39 decyzji w przedmiocie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych. Ponad połowa podmiotów, które otrzymały zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, nie rozpoczęła jeszcze prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie przywozu gazu ziemnego.

Rynkowe i nierynkowe środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw (w tym ograniczenia wynikające z zawartych umów i ustawowe)

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 operatorowi systemu przesyłowego.

Dodatkowo, zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne podejmują działania mające na celu przeciwdziałanie zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach, w szczególności działania określone w procedurach. Tym samym należy stwierdzić, że ww. procedury nie ograniczają przedsiębiorstw w możliwości podejmowania innych środków rynkowych w celu przeciwdziałaniu zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego.

Na podstawie art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorzy systemów połączonych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Wskazane plany wprowadzania ograniczeń zatwierdzane są przez Prezesa URE do dnia 15 listopada każdego roku.

Wydane na podstawie ww. ustawy rozporządzenie w sprawie ograniczeń 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]. Wynikające z planów ograniczenia nie mają zastosowania do odbiorców w gospodarstwach domowych.

W 2014 r. od obowiązanych operatorów wpłynęły 43 wnioski o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2014/2015 natomiast w sezonie 2015/2016 wpłynęło 47 wniosków. W przedmiotowym zakresie Prezes URE w 2015 r. wydał 23 decyzje w sprawie zatwierdzenia planu ograniczeń. Plany opracowane przez operatora systemu przesyłowego gazowego – Gaz-System S.A. oraz operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami z dnia 29 grudnia 2015 r. r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2015 r. i opracowane na sezon 2015/2016 zatwierdzone zostały w 2016 r.¹⁰.

Budowa europejskiego systemu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Dnia 16 lutego 2016 r. KE przedstawiła tzw. pakiet bezpieczeństwa dostaw (początkowo zwany „pakietem zimowym”), tj. zestaw czterech dokumentów, mających przyczynić się do stworzenia odpowiednich ram służących poprawie poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do UE:

- projekt nowelizacji rozporządzenia 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (tzw. Rozporządzenie SoS);
 - projekt nowelizacji Decyzji 994/2012 w sprawie ustanowienia mechanizmu wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi (tzw. Decyzja IGA);
- oraz dwa Komunikaty:
- pierwszą unijną Strategię na rzecz LNG i magazynowania gazu;
 - Strategię dotyczącą chłodnictwa i ciepłownictwa.

W ramach konsultacji publicznych prowadzonych przez KE w II połowie 2015 roku Polska przygotowała i przekazała stanowiska w sprawie ww. aktów wchodzących w skład tzw. pakietu zimowego. Kluczowe znaczenie dla poprawy bezpieczeństwa dostaw gazu ma

¹⁰ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r. s.198

nowelizacja Rozporządzenia SoS i Decyzji IGA. W związku z tym Polska zaproponowała, w ramach konsultacji publicznych KE, szereg rozwiązań i zmian w tym zakresie m. in.:

- zastosowanie podejścia regionalnego i paneuropejskiego w nowej architekturze bezpieczeństwa,
- uwzględnienie zagrożeń wynikających z realnych scenariuszy kryzysowych (potencjalne wstrzymanie dostaw z wykorzystaniem największej pojedynczej drogi dostaw/dostawcy – wprowadzenie wskaźnika S-1),
- zastosowanie mechanizmów zwiększających przejrzystość umów międzyrządowych oraz kontraktów na dostawy gazu z zewnętrznymi dostawcami (w tym weryfikację ex ante oraz obowiązkowy udział Komisji podczas negocjacji umów, w roli obserwatora),
- stworzenie dobrowolnego mechanizmu wspólnych zakupów gazu, w tym LNG oraz wirtualnej rezerwy gazu i zagwarantowanie swobodnych przepływów transgranicznych w wypadku kryzysu.

Dodatkowo, w kontekście unijnej Strategii na rzecz LNG i magazynowania gazu, Polska podkreśliła m. in. potrzebę wsparcia przez UE budowy, modernizacji, utrzymania nowych obiektów LNG i wykorzystanie już istniejących obiektów (np. poprzez możliwości wprowadzenia preferencyjnych stawek w taryfach przesyłowych) oraz zachowania przez Państwa Członkowskie prawa do ustanawiania środków nierynkowych, zgodnie z uwarunkowaniami narodowymi i minimalnym poziomem bezpieczeństwa dostaw.

5.2.Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w 2015 r.

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w sezonie zimowym 2014/2015 (od dnia 1 października 2014 r. do 30 września 2015 r.) wystąpiło w dniu 4 stycznia 2016 r. i wyniosło 70,3 mln m³ na dobę [771 GWh na dobę]. Najwyższe historyczne zużycie gazu ziemnego odnotowano w dniu 3 lutego 2012 r. w wysokości 72,3 mln m³ na dobę [793 GWh na dobę].

W okresie od września 2014 r. do dnia 5 marca 2015 r. na punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego na granicy polsko-ukraińskiej (Drozdowicze) i polsko-białoruskiej (Wysokoje, Kondratki), dostarczane były zmniejszone ilości gazu rosyjskiego

w stosunku do ilości zamawianych przez PGNiG S.A. Redukcje dostaw w odniesieniu do zamówień wahały się od ok. 10% w pierwszej połowie września 2014 r. do ok. 46% na przełomie lutego i marca 2015 r. Brakujące ilości gazu ziemnego rekompensowane były zwiększonymi dostawami poprzez punkty wejścia do systemu przesyłowego Cieszyn, Lasów, usługą wirtualnego rewersu z Niemiec – w punkcie Mallnow oraz zwiększonym poborem z PMG.

W czasie trwania ograniczeń w dostawach z kierunku wschodniego dostawy gazu ziemnego do odbiorców końcowych przebiegały bez zakłóceń. Brakujące wolumeny gazu ziemnego uzupełnione zostały z wykorzystaniem dostępnych środków o charakterze rynkowym. Nie istniała więc potrzeba uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz wprowadzania ograniczeń handlowych.

Od dnia 6 marca 2015 r. dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego są realizowane bez zakłóceń, na poziomie zamówień złożonych przez PGNiG S.A.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia 994/2010 w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu, państwa członkowskie UE są zobligowane do stworzenia rewersu fizycznego (dwukierunkowego przepływu gazu) na połączeniach między państwami. Rewers fizyczny w punkcie Mallnow rozpoczął funkcjonowanie od dnia 1 kwietnia 2014 r. Obecnie możliwy jest odbiór do 620 000 m³/h (rocznie ok. 5,5 mld m³) gazu z rynku niemieckiego w punkcie Mallnow na zasadach ciągłych. Punkt Mallnow pozwala na zabezpieczenie ok. 40% dostaw gazu ziemnego pochodzącego z kierunku innego niż wschodni, przez co stał się istotnym narzędziem w liberalizacji rynku gazu w Polsce oraz instrumentem zabezpieczającym polski system gazowy w przypadku wystąpienia ewentualnych zakłóceń w dostawach gazu z kierunku wschodniego.

W kwietniu 2015 r. strona Polska otrzymała informację o planowanej rozbudowie infrastruktury magazynowej w RFN przez konsorcjum przedsiębiorstw GAZPROM i VNG. Magazyn gazu ziemnego Katharina został podłączony do sieci przesyłowej spółki GASCADE w styczniu 2016 r. Konsekwencją rozbudowy magazynu Katharina może być utrata zdolności ciągłej w punkcie Mallnow w kierunku Polski z uwagi na konkurowanie obu punktów o przepustowość na podstawie niemieckich regulacji krajowych. Planowana rozbudowa może w ten sposób wpłynąć w sposób istotny na warunki dostaw gazu ziemnego do Polski.

Stosowanie mechanizmu, w którym o przepustowość konkurują połączenie transgraniczne i punkt wyjścia z instalacji magazynowej, może budzić wątpliwości w świetle rozporządzenia 994/2010, które zobowiązuje organy właściwe państw

członkowskich UE do wdrożenia stałej zdolności zwrotnej na połączeniach transgranicznych. Proponowane zmiany dodatkowo mogą wywrzeć bezpośredni wpływ na poziom bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego nie tylko w Rzeczypospolitej Polskiej, ale również w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i potencjalnie Państw Bałtyckich.

6. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny

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 20,2 mld m³ w 2030 r. - tabela 10.

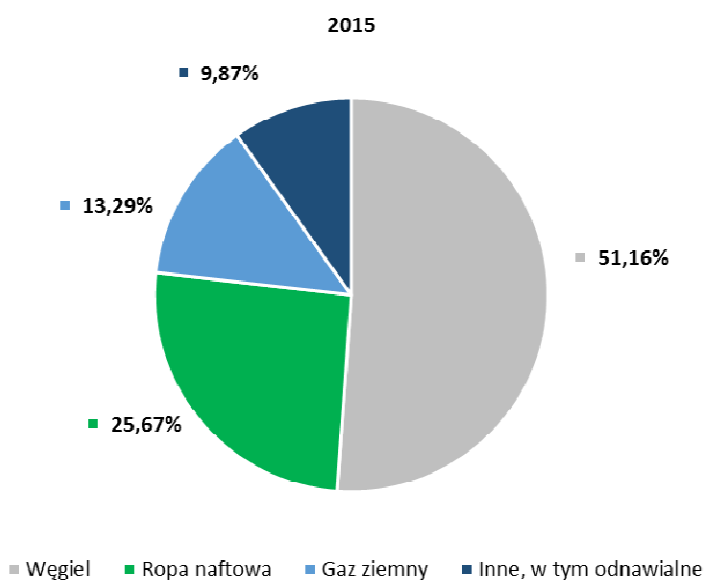
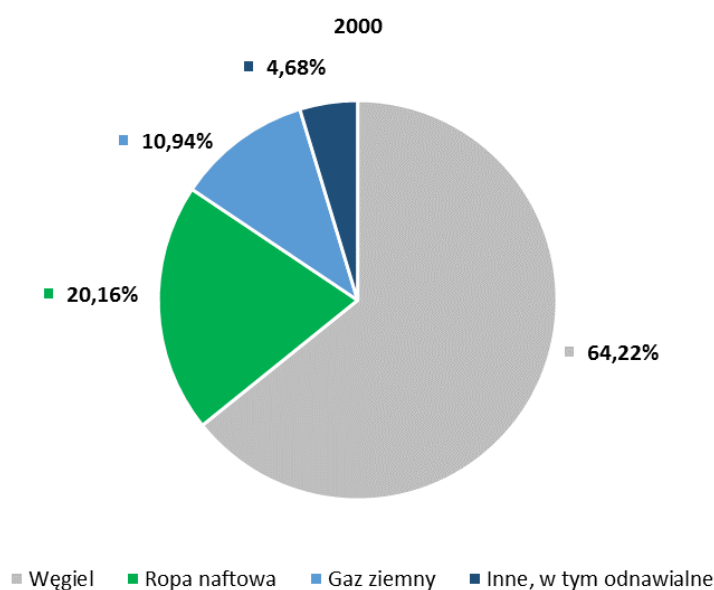
Tabela 10. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 r.

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie [mld m ³]
2010	14,1
2015	15,4
2020	17,1
2025	19,0
2030	20,2

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.

W 2015 r. udział gazu ziemnego w bilansie energii pierwotnej w Polsce kształtował się na poziomie ok. 13,29% i w porównaniu do 2000 r. wzrósł o 2,35%.

Rysunek 9. Bilans energii pierwotnej w 2000 r. i 2015 r.



Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Energii

W 2015 r. w Polsce z gazu ziemnego wytworzono 4 193 GWh energii elektrycznej, co stanowi ok. 2,59% całkowitej jej produkcji (w 2014 r. było to 3 274 GWh, co odpowiadało ok. 2,09% produkcji). Przewiduje się, że dla ograniczenia emisji CO₂, stanowiącego jeden z celów priorytetowych polityki energetycznej UE, pożądane będzie zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Tabela 11. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [GWh]

rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh]	w tym gaz 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%

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r.

7. Podsumowanie i wnioski

Poziom bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych w ostatnich latach ulega systematycznej poprawie. Przemawiają za tym następujące fakty:

- a) stopniowe zmniejszenie uzależnienia od importu gazu ziemnego z jednego kierunku. Według danych Ministra Energii import gazu z kierunku wschodniego na przestrzeni ostatnich lat systematycznie spada i w 2015 r. wyniósł 72,5% całkowitego przywozu i 54,2% krajowego zużycia gazu. Dla porównania w 2010 r. import gazu ziemnego z kierunku wschodniego kształtował się na poziomie 87% całkowitego przywozu. W 2015 r. nabycie wewnątrzspółnotowe gazu ziemnego (tj. dostawy gazu ziemnego z terytorium UE) wyniosło 3 036 mln m³ co stanowi ok. 26,5% całkowitego przywozu (w 2010 r. wielkość ta stanowiła jedynie 10,41%).
- b) wzrost płynności rynku gazu ziemnego w Polsce. W związku z rozwojem rynku gazu ziemnego w Polsce, w szczególności prężnie funkcjonującym na TGE S.A. rynkiem gazu ziemnego i systematycznym zwiększaniem przepustowości połączeń transgranicznych, dynamicznie wzrasta liczba podmiotów zainteresowanych obecnością na polskim rynku gazu. W 2015 r. Prezes URE udzielił 57 nowych koncesji, z czego 36 dotyczyło obrotu paliwami gazowymi (OPG) a 14 obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ). Należy podkreślić także, iż mimo, że aktualna struktura dostaw nadal w dużym stopniu determinowana jest przez zawarte kontrakty długoterminowe, to obserwowany jest postępujący wzrost dostaw gazu ziemnego

w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego oparty o kontrakty krótko- i średnioterminowe.

- c) zakończone w 2014 r. projekty dywersyfikacyjne – rozbudowa punktu Mallnow, rozbudowa punktu wejścia do krajowej sieci przesyłowej we Włocławku - oraz zakończenie programu inwestycyjnego Gaz-System na lata 2009-2015 (Ponad 1200 km nowych gazociągów, 2 tłocznie gazu oraz 41 stacji gazowych) i budowy terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu oraz krajowej infrastruktury przesyłowej niezbędnej do jego funkcjonowania, co otworzyło Polskę na nowe niezależne źródła dostaw gazu. W grudniu 2015 r. zrealizowana została pierwsza techniczna dostawa skroplonego gazu ziemnego LNG do terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu w wielkości 119,6 mln m³. Pierwsze komercyjne dostawy gazu LNG do Świnoujścia po jego oddaniu do użytkowania miały miejsce w dniach 17 i 25 czerwca 2016 r.
- d) poprawa elastyczności polskiego systemu gazowego poprzez rozbudowę zdolności magazynowych. Rozbudowa pojemności magazynowych systematycznie prowadzona jest przez spółkę PGNiG S.A. Na koniec 2015 r. pojemność czynna PMG wyniosła 2 795,6 mln m³ i w stosunku do 2014 r. zwiększyła się o ok. 110 mln m³ [1 206,9 GWh] dzięki rozbudowie KPMG Mogilno o 60 mln m³ [658,3 GWh] i PMG Husów o 50 mln m³ [548,6 GWh]. Plany budowy instalacji magazynów komunikują również inne podmioty sektora gazowego.
- e) podejmowanie przez PGNiG S.A. działań zmierzających do utrzymania wydobycia krajowego jako kluczowego elementu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców końcowych. W aktualizacji Strategii GK PGNiG na lata 2014-2022 jednym z trzech najważniejszych filarów działań Grupy jest wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwań i wydobycia, m.in. poprzez utrzymanie wydobycia krajowego ze złóż konwencjonalnych (w tym skrócenie czasu realizacji projektów zagospodarowania złóż w Polsce i poprawa efektywności kosztowej wydobycia i kapitałowej zagospodarowania zitendyfikowanych zasobów) i potwierdzenie geologicznego i ekonomicznego potencjału złóż typu shale gas w Polsce.
- f) uzgodnienie przez Prezesa URE nowego Planu Rozwoju spółki Gaz-System na lata 2014-2023. Do 2023 r. spółka wybuduje prawie 2000 km nowych gazociągów o dużej przepustowości, które pozwolą na zmodernizowanie obecnie funkcjonujących gazociągów oraz zbudowanie dobrze funkcjonującej, elastycznej i efektywnej sieci

przesyłowej, obejmującej zasięgiem cały kraj. Prezes URE uznał za uzasadnione nakłady inwestycyjne w wysokości 7,1 mld PLN w perspektywie do 2018 r.

W ostatnich latach zaobserwowano jednak także zmiany, które mogą ograniczyć bezpieczeństwo zaopatrzenia w paliwa gazowe w Polsce. W tej grupie należy przede wszystkim wskazać:

- a) postępujący spadek poziomu utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Dla porównania należy wskazać, że w sezonie 2015/2016 zapasy obowiązkowe wynoszą 816,98 mln m³ [8 919,229 GW] zaś w sezonie 2013/2014 wynosiły 941,95 mln m³ [10 355 GWh]. Przyczyną tego zjawiska jest postępujący spadek w przywozie gazu do Polski przez podmioty zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz systematyczne zwiększanie przywozu nieobjętego obowiązkiem utrzymywania zapasów. Wynikało to z obowiązującego w 2015 r. brzmienia ustawy o zapasach, wyłączającego z obowiązku przywóz na własne potrzeby i w niewielkim wolumenie.

Doświadczenia wynikające z obecnie obowiązującej ustawy o zapasach oraz obecne kierunki zmian w systemie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego na poziomie UE (widoczne podczas obecnie trwających negocjacji nowelizacji rozporządzenia 994/2010) będą wymagały odzwierciedlenia w polskim systemie prawnym, w szczególności w odniesieniu do mechanizmu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zasadach współpracy w przypadku pojawienia się zakłóceń w dostawach gazu ziemnego z pozostałymi państwami regionu oraz brzmieniu regulacji dotyczących obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy.

- b) wewnętrzne regulacje prawne państw członkowskich UE, które mogą prowadzić do ograniczeń w dostępie do dostaw gazu ziemnego na wypadek kryzysu gazowego pomimo obowiązującego rozporządzenia 994/2010. W szczególności chodzi w tym przypadku o regulacje krajowe, które uprawniają inne państwa członkowskie do całkowitego zatrzymania dostaw do innych państw w sytuacjach kryzysowych oraz o regulacje, które umożliwiają konkurowanie zdolności na połączeniach transgranicznych ze zdolnościami wewnętrznymi, np. magazynowymi. Przypadek ten zachodzi np. dla połączenia transgranicznego w Mallnow oraz PMG Katharina w Niemczech.

W tym kontekście celowe jest uzyskanie korzystnych dla utrzymania poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu w sytuacjach kryzysowych rozstrzygnięć w zakresie

zapewnienia dostępu do zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych, w szczególności z systemem niemieckim.

- c) niewystarczającą atrakcyjność dostaw gazu zapewniającego realną dywersyfikację źródeł surowca ze względu na wysokie nakłady na infrastrukturę niezbędną do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu. W związku z tym celem działań powinno być wsparcie wykorzystania kluczowych instrumentów gwarantujących zapewnienie Polsce realnej dywersyfikacji dostaw gazu oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W szczególności dotyczy to Terminala LNG w Świnoujściu. Ministerstwo Energii w chwili obecnej analizuje sposoby i możliwości uatrakcyjnienia dostaw przez Terminal LNG.

- d) plany budowy kolejnych nitek podmorskiego gazociągu Nord Stream oraz towarzyszącej im naziemnej infrastruktury przesyłowej (gazociąg EUGAL) oraz propozycje zmiany decyzji Komisji Europejskiej w zakresie gazociągu OPAL, które mogą doprowadzić do ograniczeń w dostępie do alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski i regionu Europy Środkowo-Wschodniej.

Przeprowadzona analiza wskazuje na konieczność dalszych działań inwestycyjnych w zakresie rozwoju gazowej sieci przesyłowej, których celem powinno być przede wszystkim stworzenie technicznej możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do kraju i zapewnienie niezależności od importu z jednego kierunku i jednego źródła, co w znaczący sposób może wpłynąć na zwiększenie konkurencyjności polskiego rynku gazu, a tym samym poprawić bezpieczeństwo dostaw gazu do kraju oraz pozwolić na podejmowanie decyzji handlowych na zasadach rynkowych po zakończeniu obecnie obowiązującego długoterminowego kontraktu na dostaw gazu ziemnego do Polski od jakich dostawców, na jakich warunkach, po jakiej cenie, w jakim czasie oraz z jakich źródeł i kierunków gaz ziemny będzie sprowadzany do Polski.

Prowadzone inwestycje w infrastrukturę przesyłową i magazynową powinny mieć kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego nie tylko w Polsce, ale i w Europie Środkowo-Wschodniej, a także stanowić istotny wkład w podnoszenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu w regionie, przyczyniając się do funkcjonowania polskiego systemu jako regionalnego hubu w ramach wewnętrznego rynku gazu w UE:

- kluczowe znaczenie w tym kontekście ma połączenie polskiego systemu z norweskim szelfem kontynentalnym, z wykorzystaniem duńskiego systemu oraz gazociągu Baltic Pipe (Dania-Polska) oraz dalsza analiza zwiększenia zdolności regazyfikacyjnych dla gazu LNG. Realizacja projektu połączenia ze źródłami norweskimi pozwoli na zwiększenie dywersyfikacji, integrację rynku, wzrost konkurencyjności cen oraz wzmocnienie bezpieczeństwa w Polsce i w Danii, a także w całej Europie Środkowo-Wschodniej oraz Państwach Bałtyckich. Połączenie z norweskim szelfem kontynentalnym wraz z terminalem LNG pozwoli na zabezpieczenie możliwości dostaw gazu Polski w 100% ze źródeł i kierunków alternatywnych wobec kierunku wschodniego;
- rozbudowa połączeń transgranicznych (połączenie Polska – Ukraina, połączenie Polska - Słowacja, połączenie Polska – Litwa, połączenie Polska – Czechy), która pozwoli na dalszą integrację w ramach korytarza Północ-Południe, a przede wszystkim na wykorzystanie infrastruktury dywersyfikującej źródła gazu dla Polski (terminal LNG, projektowane połączenie ze źródłami gazu na szelfie norweskim), również w celu dywersyfikacji źródeł gazu dla całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej. W związku z powyższym celem harmonogram budowy tych interkonektorów będzie ściśle skorelowany z realizacją strategicznego połączenia z norweskim szelfem.