



Mariusz RUSZEL*

Ocena bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – stan obecny i perspektywa do 2025 r.

STRESZCZENIE: Głównym celem artykułu jest dokonanie oceny stanu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski oraz prognoza sytuacji w perspektywie 2025 r. Autor postawił pytania badawcze dotyczące poziomu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, zmian indeksu bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego pomiędzy latami 2009 a 2015, a także szans na zwiększenie samowystarczalności energetycznej w zakresie wydobycia gazu ziemnego oraz charakteru zmian struktury zaopatrzenia w paliwo gazowe w perspektywie 2025 r. Postawiono hipotezę, że rozbudowa infrastruktury gazowej w perspektywie 2025 r. zapewni Polsce bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. W artykule zastosowano racjonalne podejście do problematyki polityki energetycznej, a także wykorzystano metodę analizy czynnikowej, również systemowej. Posłużono się ponadto wielowymiarową analizą porównawczą z zastosowaniem wskaźnika agregatowego oraz metody analizy porównawczej do określenia zmian indeksu bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego pomiędzy latami 2009 a 2015. Wnioski wynikające z przeprowadzonej analizy badawczej wskazują, że Polska rozbudowała infrastrukturę energetyczną do tego stopnia, że jest w stanie zróżnicować źródła dostaw gazu ziemnego w zakresie ponad połowy importowanej ilości. Strategiczne znaczenie ma terminal LNG w Świnoujściu, który zapewnia dywersyfikację kierunków oraz źródeł dostaw skroplonego gazu. Polska ma szansę zwiększyć samowystarczalność energetyczną w zakresie zaopatrzenia w paliwo gazowe, gdyż porównanie 2009 r. i 2015 r. wskazuje na wyraźny trend na rzecz zwiększenia krótkoterminowych transakcji. Postawiona w artykule hipoteza badawcza, że rozbudowa infrastruktury gazowej w perspektywie 2025 r. zapewni Polsce bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego została zweryfikowana pozytywnie.

SŁOWA KLUCZOWE: polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, gaz ziemny, infrastruktura energetyczna

* Dr, Katedra Ekonomii Wydziału Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej, Rzeszów; e-mail: mruszel@prz.edu.pl

Wprowadzenie

Celem niniejszego artykułu jest dokonanie oceny stanu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski oraz analiza sytuacji w perspektywie 2025 r. Z tego względu postawione zostały pytania badawcze. W jakim zakresie Polska ma obecnie zapewnione bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego? Jak zmienił się polski indeks bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego pomiędzy latami 2009 a 2015? Czy Polska ma szansę zwiększyć samowystarczalność energetyczną w zakresie wydobycia gazu ziemnego? W jaki sposób będzie wyglądała struktura zaopatrzenia w paliwo gazowe w 2025 r.? Autor postawił hipotezę, że rozbudowa infrastruktury gazowej w perspektywie 2025 r. zapewni Polsce bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. W artykule zastosowano racjonalne podejście do problematyki polityki energetycznej, a także wykorzystano metodę analizy czynnikowej, również systemowej. Posłużono się ponadto wielowymiarową analizą porównawczą z zastosowaniem wskaźnika agregatowego do określenia zmian indeksu bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego pomiędzy latami 2009 a 2015. Konkluzje wynikające z niniejszego artykułu pozwoliły sformułować wnioski de lege ferenda. Autor wykorzystał również technikę prognozowania, która umożliwiła przedstawienie perspektyw rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce oraz struktury zaopatrzenia do 2025 r.

1. Struktura zaopatrzenia w gaz ziemny

Unia Europejska jest uzależniona od importu gazu ziemnego, który w 2014 r. wyniósł 66% popytu na ten surowiec (Energy Policies... 2014). W UE 19 państw jest uzależniona na poziomie ponad 80% od importu gazu ziemnego (dostawy spoza UE oraz import wewnątrzspółnotowy), zaś 9 z tych państw uzależniona jest całkowicie (Gędek i in. 2015). W odniesieniu do Polski zależność importowa wyniosła ponad 70%. Głównymi dostawcami gazu ziemnego do UE są Norwegia oraz Federacja Rosyjska.

W 2015 r. Polska wykorzystwała 15,43 mld m³ gazu ziemnego (od wartości 15,79 mld m³ czyli sumy wydobycia 4,33 mld m³ oraz importu czyli 11,45 mld m³ odjęto ilość eksportu czyli 53 mln m³ oraz saldo zapasów krajowych 303,20 mln m³), z czego 4,33 mld m³ gazu ziemnego stanowiło wydobycie krajowe (Sprawozdanie... 2016). Oznacza to, że poziom samowystarczalności energetycznej państwa w odniesieniu do tego paliwa wyniósł w analizowanym roku 28,06%. Jest on zbliżony do wartości wskaźnika z 2014 r., który osiągnął 28,38%. W 2009 r. zużycie gazu ziemnego równało się 13,28 mld m³, zaś krajowe wydobycie 4,1 mld m³, co stanowiło 31% rocznego zapotrzebowania na ten surowiec w Polsce (Bezpieczeństwo... 2010). Obliczenia powstały na podstawie poniższego wzoru wskaźnika samowystarczalności energetycznej (W_s):

$$W_s = \frac{P \cdot 100}{Z_k} [\%]$$

gdzie:

- P – wydobycie paliwa w danym roku;
- Z_k – krajowe zużycie równe sumie ilości dostarczanych na rynek krajowy poszczególnych paliw pomniejszone o saldo zapasów krajowych (Kaliski i Staško 2003).

Z powyższego wynika, że Polska jest państwem uzależnionym od importu gazu ziemnego z zagranicy. W 2015 r. import gazu ziemnego wyniósł 11,45 mld m³; z czego 8,3 mld m³ pochodziło z Federacji Rosyjskiej i państw azjatyckich (72,47% importu); 3,02 mld m³ z Republiki Federalnej Niemiec (26,37% importu); 0,119 mld m³ z Kataru (1,04% importu) oraz 0,014 mld m³ z Republiki Czech (0,12% importu) (Sprawozdanie... 2016). Ilość importowanego gazu ziemnego w 2015 r. była niższa o niecałe 8%, gdyż w 2014 r. import tego surowca wyniósł 12,39 mld m³. Porównując wolumen importu z kierunku wschodniego dostrzega się, że dostawy od rosyjskiego Gazpromu zmniejszyły się o 2% pomiędzy 2014 r. (8,47 mld m³, a 2015 r. (8,30 mld m³). Jednocześnie porównując okres 2005–2015 zauważa się, że w 2015 r. wolumen dostaw z kierunku wschodniego był najniższy (Sprawozdanie... 2016). Natomiast w 2009 r. import gazu ziemnego wyniósł 9,18 mld m³, z czego 7,47 mld m³ stanowił import z Federacji Rosyjskiej; 1,12 mld m³ z Republiki Federalnej Niemiec, zaś pozostała ilość z Ukrainy i Czech. W 2015 r. wydobycie własne oraz import gazu ziemnego wyniosło łącznie 15,79 mld m³, zaś eksport gazu ziemnego z Polski 53 mln m³. Jednakże krajowe zużycie równe sumie ilości dostarczanych na rynek krajowy pomniejszone o saldo zapasów krajowych (330,20 mln m³) wyniosło 15,43 mld m³ (wartość ta uwzględnia straty i zużycie własne). Oznacza to, że wskaźnik zależności importowej gazu ziemnego wyniósł 74% i zwiększył się on o 2,2%, gdyż w 2014 r. osiągnął 71,8% (Sprawozdanie... 2016). Natomiast wskaźnik zależności eksportowej za 2015 r. wyniósł 74%. Obliczenia wykonano na podstawie poniższych wzorów zależności importowej (W_{Ij}) oraz eksportowej (W_{Ej}):

$$W_{Ij} = \frac{I_j - E_j}{Z_{kj}} [\%]$$

$$W_{Ej} = \frac{E_j - I_j}{Z_{kj}} [\%]$$

gdzie:

- I_j – import j -ego nośnika energii,
- E_j – eksport j -ego nośnika energii,
- Z_k – krajowe zużycie równe sumie ilości dostarczanych na rynek krajowy poszczególnych paliw pomniejszone o saldo zapasów krajowych (Kaliski i Staško 2003).

TABELA 1. Model agregatowego wskaźnika bezpieczeństwa energetycznego dla sektora gazu ziemnego w 2009 r. oraz 2015 r.

TABLE 1. The aggregate indicator model of the energy security for natural gas sector in 2009 and 2015

Lp.	Kryterium makro	Kryterium mikro		Waga kryterium		Wskaźnik za 2009 r. [%]	Wielkość do wskaźnika syntetycznego za 2009 r.	Wskaźnik za 2015 r. [%]	Wielkość do wskaźnika syntetycznego za 2015 r.
		makro [%]	mikro [%]	makro [%]	mikro [%]				
1.	Krajowe wydobycie gazu ziemnego			25		31	0,0775	28,06 ¹	0,0701
2.	Infrastruktura importowa	przepustowość infrastruktury importowej	rurociągi	25	6,5	195,6	0,1271	192,13 ²	0,1248
			terminalne		8,5	0	0	43,66 ³	0,0371
3.	Struktura importu	przepustowość infrastruktury w podziale na kierunki dostaw			10	0	0	0 ⁴	0
			dywersyfikacja importu		15	0	0	0	0 ⁵
		struktura terminowa kosztów kontraktów	30	10	0	0	0	0	0
4.	Pojemność magazynów gazu ziemnego	struktura terminowa kosztów kontraktów		5	9	9	0,0045	22,27 ⁶	0,0111
		pojemność czynna PMG		8	50	50	0,0400	72,46 ⁷	0,0579
5.	Struktura rynku	maksymalny poziom odbioru z PMG		15	7	62,9	0,0440	80,41 ⁸	0,0562
		konkurencyjność na rynku importerów		1,5	0	0	0	0 ⁹	0
		konkurencyjność na rynku wydobycia		1,5	0	0	0	0 ⁹	0
		konkurencyjność na rynku sprzedaży – hurt	5	1	0	0	0	0	0
	konkurencyjność na rynku sprzedaży – odbiorcy końcowi		1	0	0	0	0	0	0
Razem				100	100		0,2931		0,3572

- ¹ Stosunek wydobycia krajowego (4,33 mld m³ w 2015 r.) do ogólnego zapotrzebowania (15,43 mld m³ w 2015 r.).
- ² W obliczeniu uwzględniono rewers wirtualny na gazociągu Jamal-Europa (2,7 mld m³), a nie brano pod uwagę rewersu fizycznego na gazociągu Jamal-Europa, lecz uwzględniono Lwówek (2,4 mld m³) oraz Włocławek (3,1 mld m³).
- ³ Stosunek przepustowości terminali LNG (5 mld m³ w 2015 r.) do całości importu (11,45 mld m³ w 2015 r.).
- ⁴ Obliczenie wskaźnika koncentracji Herfindahl-Hirschman Index (HHI). W 2015 r. wartości wyniosły: kierunek północny 5 mld m³; kierunek południowy 0,5 mld m³; kierunek wschodni 16,8 mld m³; kierunek zachodni 3,8 mld m³ (uwzględniono rewers wirtualny na poziomie 2,3 mld m³). Udziały procentowe kierunek północny 19%, kierunek południowy 1,9%; kierunek wschodni 64,3%; kierunek zachodni 14,5%. Wskaźnik HHI wyniósł 4708. Autorzy modelu przyjmowali w wyliczeniach w 2009 r., że dla tego kryterium wystąpienie wartości HHI > 2500 oznacza, że wskaźnik do modelu wynosi 0%.
- ⁵ Obliczenie wskaźnika koncentracji Herfindahl-Hirschman Index (HHI). W 2015 r. dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego wyniosły 0,119 mld m³ (Katar); kierunku południowego 0,014 mld m³ (Czechy); kierunku wschodniego 8,3 mld m³ (Federacja Rosyjska), kierunku zachodniego 3,2 mld m³ (Republika Federalna Niemiec). Oznacza to, że procentowe udziały wyniosły odpowiednio: 1,04%; 0,12%; 72,47%; 26,37%, a więc wartość HHI to 5948. Autorzy modelu przyjmowali w wyliczeniach w 2009 r., że dla tego kryterium wystąpienie wartości HHI > 2500 oznacza, że wskaźnik do modelu wynosi 0%. Dla tego kryterium wartość HHI > 2500, więc wskaźnik wynosi 0%.
- ⁶ Stosunek wolumenu gazu importowanego na podstawie kontraktów krótkoterminowych (2,55 mld m³ w 2015 r.) do całości importowanego gazu (11,45 mld m³ w 2015 r.). W 2015 r. w ramach kontraktów długoterminowych PGNiG odebrał 8,3 mld m³ od rosyjskiego Gazpromu oraz 0,5 mld m³ od niemieckiego VNG oraz 0,1 mld m³ od QatarGas.
- ⁷ Stosunek pojemności czymnej PMG (2,795 mld m³ w 2015 r.) do średniego kwartalnego zapotrzebowania krajowego (3,857 mld m³ w 2015 r.).
- ⁸ Stosunek maksymalnego poziomu odbioru z PMG (48,25 mln m³/dobę w 2015 r.) do maksymalnego dziennego zapotrzebowania (około 60 mln m³/dobę w 2015 r.). Należy przypomnieć, że rekordowe zapotrzebowanie dzienne wyniosło 72 mln m³.
- ⁹ Obliczenie wskaźnika koncentracji Herfindahl-Hirschman Index (HHI). Autorzy modelu przyjmowali w wyliczeniach w 2009 r., że dla tego kryterium wystąpienie wartości HHI > 2500 oznacza, że wskaźnik do modelu wynosi 0%.

Źródło: obliczenia własne dotyczą 2015 r., a obliczenia z 2009 r. ([Bezpieczeństwo... 2010](#)).

2. Indeks bezpieczeństwa energetycznego Polski w zakresie gazu ziemnego

W literaturze przedmiotu brakuje opracowań naukowych i eksperckich pozwalających oceniać poziom bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego. W 2009 r. został przedstawiony raport Bezpieczeństwo energetyczne Polski 2010 raport otwarcia, w którym obliczono poziom bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego wykorzystując wskaźnik agregatowy w ramach tzw. wielowymiarowej analizy porównawczej (*Bezpieczeństwo... 2010*). Autorzy raportu stworzyli model, w którym dokonali oceny bezpieczeństwa energetycznego Polski w odniesieniu do gazu ziemnego (*Bezpieczeństwo... 2010*).

Porównanie wskaźnika bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego za 2015 r. (0,3572) w stosunku do 2009 r. (0,2931) wskazuje (tab. 1), że nastąpiła poprawa bezpieczeństwa energetycznego dla tego paliwa w analizowanym okresie. Istotny wpływ na to miało dokończenie budowy terminalu LNG w Świnoujściu oraz rozbudowanie PMG, które umożliwia zwiększenie dobowej możliwości odbioru gazu ziemnego. Dostrzega się również wzrost udziału kontraktów krótkoterminowych w zakresie dostaw gazu ziemnego. W dalszym ciągu dominującą pozycję na rynku gazowym posiada PGNiG, które w analizowanym okresie utraciło jednak część rynku odbiorców końcowych, gdyż w 2009 r. posiadało 98% udziałów, zaś w 2015 r. wskaźnik ten zmniejszył się do 87%.

3. Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego

Polityka energetyczna Polski ma na celu zróżnicowanie źródeł oraz dostawców gazu ziemnego do Polski. Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości nie powinien być większy niż 49% w latach 2019–2020 (*Rozporządzenie... 2000*). Raczej jest pewne, że ten procentowy udział zostanie zwiększony w okresie 2016–2022 do maksymalnego poziomu 64% poprzez nowelizację tego rozporządzenia. Wynika to z faktu, że istnieją wątpliwości interpretacyjne w stosunku do terminu „kraju pochodzenia”, zaś PGNiG obciążają zobowiązania wynikające z długoterminowych zobowiązań kontraktowych.

Obecnie Polska posiada techniczne możliwości infrastrukturalne sprowadzania gazu ziemnego z dowolnego źródła oraz kierunku. Strategiczne znaczenie ma terminal do odbioru gazu skroplonego (ang. *Liquefied Natural Gas* – LNG) w Świnoujściu. Decyzję o budowie instalacji podjęła Rada Ministrów RP w dniu 3 stycznia 2006 r. i przez kolejnych kilka lat inwestycja była kontynuowana aż do momentu ukończenia w 2015 r. Terminal LNG jest jedyną tego

typu infrastrukturą energetyczną na Morzu Bałtyckim i posiada zdolności importowe na poziomie 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W dniu 11 grudnia 2015 r. wpłynął do Polski pierwszy gazowiec transportujący gaz skroplony do terminalu LNG w Świnoujściu, zaś 17 czerwca 2016 r. przyplłynął pierwszy statek Al-Nuaman z komercyjną dostawą LNG w ilości 206 tys. m³ LNG (124 mln m³ gazu ziemnego). Od 18 czerwca 2016 r. terminal LNG w Świnoujściu nosi imię Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Konsekwentna realizacja strategicznej inwestycji w latach 2005–2015 przyczyniła się do stworzenia nowego rozdziału w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski oraz pozostałych państw Europy Środkowo-Wschodniej. Należy przypomnieć, że 29 czerwca 2009 r. podpisany został długoterminowy kontrakt gazowy pomiędzy PGNiG a katarską firmą Qatargas Operating Company na dostawy gazu ziemnego w ilości około 1,4 mld m³ rocznie w perspektywie 2034 r. Oprócz dostaw z Kataru PGNiG w dniu 25 czerwca 2016 r. odebrał w Świnoujściu dostawy norweskiego gazu skroplonego od firmy Statoil w ramach transakcji *spot* (140 tys. m³ LNG czyli 84 mln m³ gazu ziemnego). Terminal LNG w Świnoujściu może zapewnić Polsce dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego na poziomie około 30% rocznego wykorzystania surowca w państwie.

Obecnie dominującym dostawcą gazu ziemnego jest rosyjska spółka Gazprom, która dostarcza go na podstawie kontraktu długoterminowego z PGNiG z 25 września 1996 r. (obowiązuje do 31 grudnia 2022 r.). Umowa ta została zawarta stosownie do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej z 25 sierpnia 1993 r. (Każmierczak 2008). Z kierunku wschodniego gaz ziemny importowany jest poprzez gazociąg Jamał-Europa, który przebiega przez terytorium Polski od miejscowości Kondratki (na granicy z Białorusią) do miejscowości Górzycza/Mallnow (na granicy z Niemcami). Gazociąg ten ma przepustowość 30,7 mld m³, zaś w 2015 r. został wykorzystany do tranzytu gazu na poziomie 27,05 mld m³ (Sprawozdanie... 2016). Stosownie do decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 listopada 2010 r. niezależnym operatorem tego gazociągu jest OGP GAZ-SYSTEM S.A. do dnia 31 grudnia 2025 r. PGNiG odbiera rosyjski gaz także w punktach zdawczo-odbiorczych: Drozdowicze (granica polsko-ukraińska, przepustowość 5,7 mld m³/rok), Wysokoje (granica polsko-białoruska, przepustowość 5,5 mld m³/rok), Tietierowka (granica polsko-białoruska, przepustowość 0,2 mld m³/rok) oraz na gazociągu Jamał-Europa w tzw. Punkcie Wzajemnego Połączenia, PWP (składają się na niego fizyczne punkty we Włocławku i Lwówku).

Z kierunku zachodniego Polska może sprowadzać gaz ziemny poprzez połączenie międzysystemowe gazu ziemnego (interkonektor) w Lasowie (1,5 mld m³/rok) oraz rewers fizyczny na gazociągu Jamał-Europa w punkcie Mallnow (5,5 mld m³/rok), który mógłby być wykorzystywany w sytuacji przerwy w dostawie gazu z kierunku wschodniego na zachodni. W punkcie Mallnow oferowana jest również na zasadach przerywanych usługa rewersu wirtualnego (2,7 mld m³/rok), zaś w Punkcie Wzajemnego Połączenia została także uruchomiona w dniu 1 kwietnia 2016 r. usługa rewersu wirtualnego. Na granicy polsko-niemieckiej w miejscowości Gubin znajduje się lokalne połączenie umożliwiające import lokalny gazu ziemnego. Należy zauważyć również, że pod Odrą w regionie Słubic przebiega także gazociąg koncernu EWE, którym dostarczany jest surowiec do gmin lubuskich (Duszczuk 2013). Obecnie PGNiG

realizuje dostawy gazu ziemnego z Niemiec w ramach długoterminowego kontraktu gazowego z VNG-Verbundnetz Gas AG, który został podpisany 17 sierpnia 2006 r. (obowiązywał do 1 października 2016 r.). Na granicy południowej z Czechami Polska posiada interkonektor w miejscowości Cieszyn, który ma przepustowość 0,5 mld m³/rok gazu ziemnego (Ruszel 2013).

4. Ocena techniczna gazociągów

Infrastruktura energetyczna gazu ziemnego składa się z różnych elementów, m.in. sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych, podziemnych magazynów gazu ziemnego, połączeń międzysystemowych gazu ziemnego (interkonektory) oraz tłoczni gazu ziemnego, elektrowni spalających zazwyczaj gaz ziemny w kogeneracji. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego państwa istotne znaczenie mają rurociągi do przesyłu gazu ziemnego, które powszechnie nazywane są gazociągami. W odniesieniu do systemu przesyłowego gazu ziemnego naturalnym monopolistą jest spółka OGP GAZ-SYSTEM, która zarządza własną siecią o długości 10 996,4 km (stan na 31 grudnia 2015 r.). W 2015 r. spółka oddała do eksploatacji 628 km nowych gazociągów przesyłowych. Analizując strukturę wiekową gazociągów eksploatowanych przez spółkę dostrzega się, że 54% gazociągów ma 30 lat lub więcej, a 30% ma ponad 40 lat eksploatacji. Stanowi to ogromne wyzwanie dla operatora systemu przesyłowego. Z raportu Najwyższej Izby Kontroli (Prawidłowość... 2015) wynika, że OGP GAZ-SYSTEM eksploatuje gazociągi, które mają nawet 71–80 lat (211 km takiej infrastruktury). W latach 2010–2014 (stan do kwietnia 2014 r.) spółka OGP GAZ-SYSTEM odnotowała 110 awarii gazociągów, spośród których w 41 przypadkach przyczyną była nieszczelność kompresora, w 19 – nieszczelność armatury, w takiej samej liczbie przypadków wada korozyjna, zaś w 12 przypadkach wada materiałowa (Prawidłowość... 2015). Oznacza to, że główną przyczyną awarii gazociągów były czynniki techniczne oraz wyeksploatowanie infrastruktury. Z powyższego wynika również, że średniorocznie mają miejsce 34 awarie. Mając na uwadze powyższe, wydaje się, że w nadchodzących latach jednym z największych wyzwań inwestycyjnych oprócz budowy nowych gazociągów będzie modernizacja istniejącej infrastruktury przesyłowej.

5. Podziemne magazyny gazu ziemnego

Polska posiada siedem podziemnych magazynów gazu (PMG) wysokometanowego, które na koniec 2015 r. miały łączną pojemność 2,795 mld m³ (18,25% rocznego zużycia gazu ziemnego). Istotny wpływ na rozbudowę potencjału magazynowego miał kryzys gazowy rosyjsko-ukraiński

z początku 2009 r. (Kaliski i in. 2009). W sezonie 2015/2016 r. najniższy stan gazu ziemnego w PMG wynosił 30,7% i odnotowano go 4–5 kwietnia 2016 r. Natomiast 31 grudnia 2015 r. poziom napełnienia magazynów wynosił 58,9%. Oznacza to, że poziom zapasów gazu ziemnego w dniu 31 grudnia 2015 r. wyniósł $R_i = 38,79$, zaś 4 kwietnia 2016 r. $R_i = 20,29$ i oblicza się go za pomocą poniższego wzoru:

$$R_i = \frac{M_i}{Z_i} \cdot 365$$

gdzie:

- M_i – stan zapasów i -tego nośnika energii na końcu okresu obliczeniowego,
- Z_i – zużycie i -tego nośnika w ciągu roku.

Wszystkie PMG należą do spółki PGNiG – Gas Storage Poland. W sezonie 2016/2017 PMG posiadają łączną pojemność magazynową 2,92 mld m^3 (19,06% rocznego zużycia gazu ziemnego) oraz dobową zdolność odbioru gazu ziemnego na poziomie 48,25 mln m^3 (tab. 2). Należy zauważyć, że w okresie zimy średnie zapotrzebowanie na gaz ziemny w ciągu doby wynosi około 55 mln m^3 , zaś rekordowo wyniosło w Polsce ponad 72 mln m^3 na dobę, gdy temperatura w większości regionów Polski spadła poniżej 20°C (Malinowski 2016). Należy przypomnieć, że w 2008 r. w strategii rozwoju PGNiG określono, że maksymalna wydajność odbioru z PMG w 2015 r. wyniesie około 60 mln m^3 /dobę (Zawisza 2011).

TABELA 2. Maksymalne zdolności instalacji PMG w sezonie 2016/2017

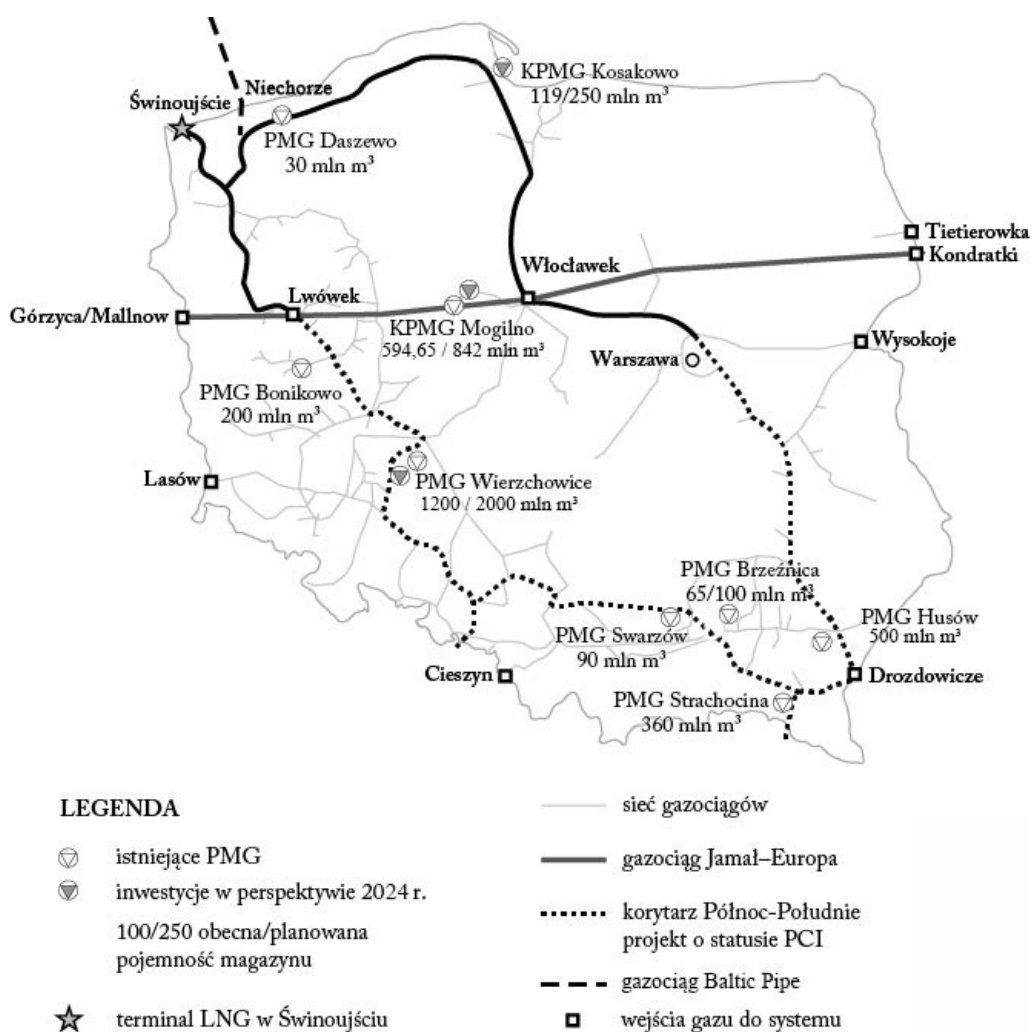
TABLE 2. The maximum capacity of the UGS installation in the 2016/2017 season

Lp.	Nazwa PMG	Pojemność obecna/planowana (planowana data zakończenia rozbudowy) [mln m^3]	Dobowa zdolność odbioru gazu [mln m^3 /doba]
1.	PMG Wierzchowice	1200 mln m^3 /2000 mln m^3 (2020 r.)	9,6
2.	PMG Mogilno	594,65/842 (2024 r.)	18
3.	PMG Strachocina	360	3,36
4.	PMG Husów	500	5,76
5.	KPMG Kosakowo	119/250 (2021 r.)	9,60
6.	PMG Swarzędz	90	1
7.	PMG Brzeźnica	65/100 (2016 r.)	0,93
Razem	7 PMG	2,92	48,25

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGNiG oraz Ministerstwa Energii.

Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego PMG mają strategiczne znaczenie, gdyż znajdują się w nich tzw. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, które w okresie od 1 października 2015 r. do 1 września 2016 r. wynoszą 816,98 mln m³ gazu. W 2015 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego znajdowały się w czterech obiektach, tj. PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Husów, KPMG Mogilno (rys. 1).

Ponadto analiza zużycia gazu ziemnego w Polsce w skali roku wskazuje na sezonowe wahania, które są współzależne od temperatury powietrza (Kosowski i in. 2013). Z tego względu PMG odgrywają istotną rolę w zakresie regulacji wahań sezonowych oraz umożliwiają stabilną eksploatację złóż krajowych (Kaliski i in. 2010). Należy pamiętać, że Polska posiada również



Rys. 1. PMG oraz korytarz Północ-Południe na tle systemu przesyłowego gazu ziemnego Polski (Ruszel 2014)

Fig. 1. UGS and North-South corridor in the background of the natural gas transmission system of Poland (Ruszel 2014)

PMG Daszewo (30 mln m³) oraz PMG Bonikowo (200 mln m³), w których znajduje się gaz zaazotowany i spełniają one funkcję stabilizującą system gazu ziemnego zaazotowanego. Trzeba podkreślić, że wraz ze wzrostem zużycia surowca w kraju zwiększa się zapotrzebowanie na magazyny gazu. Biorąc pod uwagę prognozowany wzrost wykorzystania gazu ziemnego w transporcie oraz budowę korytarza gazowego Północ-Południe, można spodziewać się rosnącego zapotrzebowania na potencjał magazynowy. Znaczący wpływ na realizację dotychczasowych inwestycji infrastrukturalnych w tym zakresie miały środki unijne, tj. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 oraz 2014–2020 oraz instrument finansowy Łącząc Europę (CEF). W perspektywie 2025 r. mają wzrosnąć zdolności magazynowe gazu ziemnego. PMG Wierchowice ma powiększyć pojemność magazynową do 2000 mln m³ (2020 r.), PMG Mogilno do 800 (2024 r.), PMG Strachocina do 1200 mln m³ (2020 r.) oraz KPMG Kosakowo do 250 mln m³ (2024 r.). Jeżeli te inwestycje zostaną zrealizowane na czas, wówczas łączna pojemność magazynowa powinna wynosić ponad 4 mld m³ gazu ziemnego.

6. Struktura dostaw gazu ziemnego w 2025 r.

Stosownie do prognoz przedstawionych w dokumencie Polityka energetyczna Polski do 2030 r. z dnia 10 listopada 2009 r. zapotrzebowanie na gaz ziemny w 2025 r. wyniesie 19 mld m³ (Polityka... 2010; Sprawozdanie... 2016). Porównując powyższą wartość z prognozą zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu ziemnego przedstawioną przez OGP GAZ-SYSTEM, dostrzega się, że operator systemu przesyłowego wskazał w 2025 r., w wariantach umiarkowanym, zapotrzebowanie na usługę na poziomie 16,5 mld m³, zaś w wariantach optymalnego rozwoju – 19,2 mld m³ (Krajowy... 2016). Analizując powyższe informacje, można przyjąć, że zapotrzebowanie na gaz ziemny w 2025 r. może oscylować wokół wartości 18–19 mld m³. Wydaje się, że jednym z czynników mających znaczący wpływ na zwiększenie zapotrzebowania na paliwo gazowe będzie tempo rozwoju elektromobilności w Polsce. Istotne znaczenie będą miały również inwestycje w bloki gazowo-parowe, lecz o przyszłej skali wykorzystania gazu na cele energetyczne zdecyduje m.in. konkurencyjność cenowa paliw gazowych (Szurlej i in. 2014; Szurlej i in. 2015). Jeżeli zapotrzebowanie na gaz w 2025 r. wyniesie 18,5 mld m³ to wydaje się, że struktura zaopatrzenia mogłaby wyglądać w sposób następujący.

Polska nadal będzie wydobywać gaz ze złóż konwencjonalnych, a główną spółką produkującą surowiec będzie PGNiG, które posiada 62 spośród 109 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce (stan na 1 stycznia 2016 r.). Przyjmując, że wydobycie utrzyma się na stałym poziomie z niewielkim wzrostem osiągając 5 mld m³ gazu ziemnego ze złóż krajowych, to zaspokajałoby około 27% rocznego zapotrzebowania. Na podstawie istniejących przesłanek należy przypuszczać, że w perspektywie 2025 r. zwiększy się produkcja gazu konwencjonalnego ze złóż zagranicznych,

w których udziały posiada PGNiG oraz Grupa LOTOS. Szczególnie obiecujące są perspektywy zwiększenia wydobycia gazu ziemnego na szelfie norweskim, gdzie spółka PGNiG Upstream International AS (spółka GK PGNiG) posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych i zajmuje się wydobyciem węglowodorów ze złoża Skarv, zagospodarowaniem złoża Snadd oraz Gina Krog oraz posiada udziały w złożach do eksploatacji: Morvin, Vijle, Vale ([Poszukiwanie... 2016](#); [Licences... 2016](#)). PGNiG jest zaangażowane inwestycyjnie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od 2007 r. i przełożyło się to na wydobycie przez spółkę w 2014 r. 419 mln m³ gazu ziemnego z tego obszaru ([Olkuski i in. 2015](#)). Natomiast spółka LOTOS Exploration & Production Norge (spółka GK Grupa LOTOS) jest udziałowcem w 21 licencjach poszukiwawczo-wydobywczych na Szelfie Norweskim. Z tego względu własna produkcja gazu ziemnego (krajowa i zagraniczna) może wynosić łącznie około 8 mld m³ gazu ziemnego, lecz forma dostarczenia tego surowca jest kwestią otwartą (Baltic Pipe, terminal LNG w Świnoujściu). Największym wyzwaniem dla polskich spółek pozostanie stworzenie infrastruktury przesyłowej umożliwiającej ich transport do Polski. Nie można również wykluczyć scenariusza, w którym wydobywany przez polskie spółki gaz ziemny będzie sprzedawany do odbiorców w państwach europejskich poprzez instrumenty giełdowe lub wymieniany i odbierany na europejskich giełdach. Niewykluczone, że PGNiG rozpocznie handel gazem skroplonym na światowych rynkach dokonujących transakcji krótkoterminowych. W tym celu istotne byłoby zarezerwowanie przepustowości terminalu eksportowego w Norwegii, który pozwoliłby na wykorzystywanie norweskich złóż gazowych do handlu surowcem na światowych rynkach. Trzeba pamiętać, że na początku 2017 r. ma zostać otwarte przez PGNiG biuro handlu (tradingu) LNG w Londynie.

Projektem mającym na celu umożliwienie dostaw norweskiego gazu ziemnego do Polski jest koncepcja budowy gazociągu Baltic Pipe, która po raz pierwszy pojawiła się w 2000 r., kiedy to duńska spółka DONG zaferowała współpracę PGNiG w zakresie budowy gazociągu podmorskiego. Podpisano list intencyjny w 2001 r. oraz kontrakt na dostawy duńskiego gazu w okresie 2004–2011, lecz wskutek zmian politycznych w Polsce (2001 r.) doszło ostatecznie do unieważnienia kontaktu norweskiego 3 grudnia 2003 r., a spółka DONG podjęła decyzję o budowie gazociągu do Holandii ([Ruszel 2014](#)). Następnie koncepcja budowy gazociągu Skanled powróciła w 2006 r. (połączenie Norwegii z Danią oraz Szwecją), zaś w 2007 r. PGNiG odkupiło od amerykańskiego koncernu Exxon Mobil udziały w norweskich złożach: Skarv oraz Nasadd, zaś GAZ-SYSTEM uzyskał w 2009 r. środki unijne na prace przygotowawcze i administracyjne gazociągu Baltic Pipe. Jednakże w 2009 r. doszło do zatrzymania budowy gazociągu Skanled wskutek wycofania się z konsorcjum odpowiedzialnego za jego realizację niemieckiej spółki E.ON Ruhrgas (weszła w skład konsorcjum Nord Stream), a to przyczyniło się do wstrzymania prac związanych z budową gazociągu Baltic Pipe ([Ruszel 2014](#)). W 2015 r. ponownie rozpoczęto działania mające na celu zbudowanie infrastruktury ułatwiającej przesyłanie norweskiego gazu ziemnego do Polski. Jednakże zasadność budowy gazociągu Baltic Pipe wymaga również zbudowania gazociągu łączącego Norwegię z Danią, a więc poparcie musiałyby być udzielone jednocześnie przez Norwegię oraz Danię. O ile polski rząd jest zainteresowany zbudowaniem gazociągu Baltic Pipe, o tyle rząd duński może mieć inne interesy geoeconomiczne. Bliskość relacji politycznych pomiędzy Republiką Federalną Niemiec a Danią, a także wybory parlamentarne w Danii w 2019 r. to są istotne czynni-

ki mogące znacząco wpłynąć na zmianę decyzji politycznych. Wydaje się, że zbudowanie gazociągu Baltic Pipe w terminie do 31 grudnia 2022 r. będzie niezwykle trudne, gdyż jego realizacja zależeć będzie od decyzji politycznych państw, na które Polska nie ma bezpośredniego wpływu. Z kolei w 2022 r. kończy się kontrakt długoterminowy na dostawy rosyjskiego gazu. Analizując rozwój wydarzeń można spodziewać się kilku scenariuszy. Pierwszy wskazujący na przedłużenie kontraktu jamalskiego z Federacją Rosyjską oraz niedokończenie budowy gazociągu Baltic Pipe i rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu. Drugi sugerujący, że kontrakt będzie przedłużony na krótki okres, zaś inwestycja Baltic Pipe będzie w trakcie realizacji, a terminal LNG w Świnoujściu zostanie rozbudowany. Trzeci scenariusz, w którym dojdzie do przedłużenia kontraktu gazowego z Gazpromem, a także zostanie rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu lub zbudowany drugi terminal, zaś projekty inwestycyjne dotyczące gazociąg z Norwegii do Danii i Baltic Pipe nie zostaną ukończone wskutek zmiany decyzji politycznej Danii po wyborach parlamentarnych w 2019 r. Czwarty scenariusz, w którym inwestycje gazociąg z Norwegii do Danii i Baltic Pipe zostaną zrealizowane, a do przedłużenia kontraktu gazowego z Gazpromem nie dojdzie, wydaje się mało prawdopodobny ze względu na ryzyko wystąpienia czynników wpływających na zmianę decyzji Danii (Nord Stream II). Oczywiście przedstawione scenariusze nie wyczerpują wszystkich możliwych opcji, które mogą nastąpić. Natomiast perspektywa 2025 r. jako termin realizacji inwestycji Baltic Pipe wydaje się bardziej realna, lecz jej powodzenie zależeć będzie od decyzji politycznych oraz wyników wyborów w Danii. Z perspektywy Europy Środkowo-Wschodniej zbudowanie gazociągu Baltic Pipe jest racjonalne. Inwestycja powstałaby przy wsparciu ze środków unijnych oraz zniwelowałaby ewentualne zagrożenia związane z uzależnieniem się od dostaw rosyjskiego i azjatyckiego gazu ziemnego przesyłanego gazociągiem Nord Stream. Jednocześnie posiadanie tej infrastruktury pozwoli uczestniczyć Polsce w grze politycznej związanej z zapewnieniem dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz na Ukrainę. Zbudowanie gazociągu z Norwegii do Danii i Baltic Pipe nie wyklucza wykorzystywania rosyjskiego gazu ziemnego. Z tego względu gazociąg ten powinien mieć dwukierunkowe zastosowanie, gdyż nie można wykluczyć, że w perspektywie długoterminowej infrastruktura mogłaby być wykorzystywana do transportu gazu ze skał łupkowych. Zbudowanie pozycji hubu gazowego w tej części Europy wymaga zbudowania odpowiedniej infrastruktury energetycznej (Ruszel 2015). Gazociąg Baltic Pipe jako część korytarza gazowego Północ-Południe stwarza również szansę na dofinansowanie modernizacji istniejących gazociągów przesyłowych wewnątrz Danii, Polski, Czech oraz Słowacji oraz likwidację tzw. wąskich gardeł, a więc technicznych ograniczeń w przepustowości gazociągów. Jest to szczególnie ważne, gdyż niektóre gazociągi eksploatowane są przez kilkadziesiąt lat. Z tego względu scenariusz, w którym inwestycja zostanie zrealizowana, będzie najbardziej korzystny nie tylko dla Polski, lecz również dla całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Jednakże decyzje polityczne konieczne do realizacji inwestycji nie zależą jedynie od Polski.

W perspektywie 2025 r. można spodziewać się decyzji o rozbudowie terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m³ lub nawet 10 mld m³ gazu ziemnego w przypadku opóźnień lub problemów związanych z budową gazociągów z Norwegii do Danii oraz Baltic Pipe. Strategiczne znaczenie terminalu LNG w Świnoujściu polega na tym, że zapewnia dywersyfikac-

ję źródeł dostaw gazu ziemnego w stosunku do rosyjskiego źródła nie tylko dla Polski, lecz również innych państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz Ukrainy. Rozważana jest również budowa drugiego terminalu LNG w Polsce. Mając na uwadze rosyjską strategię energetyczną względem państw Europy Środkowo-Wschodniej dostrzega się, że projekt mógłby stanowić instrument dywersyfikacji również dla pozostałych państw regionu. Tym bardziej, że planowana jest rozbudowa połączeń międzysystemowych gazu ziemnego pomiędzy Polską a Słowacją oraz Czechami. Przyjmując, że w 2025 r. terminal LNG w Świnoujściu będzie rozbudowany do 7,5 mld m³ to wynikałoby z tego, że z kierunku północnego oraz wskutek wydobywania krajowego (5 mld m³) Polska mogłaby posiadać łącznie 12,5 mld m³ surowca. Trudno jednoznacznie przewidzieć, w jakim zakresie w perspektywie 2025 r. będzie zagospodarowany metan z pokładów węgla oraz czy uda się przemysłowo eksploatować gaz ze skał łupkowych.

W takiej sytuacji pozostała ilość potrzebnego Polsce surowca mogłaby być sprawdzona poprzez interkonektory z Republiką Federalną Niemiec w Lasowie oraz w Mallnow (rewers wirtualny na gazociągu Jamał-Europa), a także przez połączenia ze Słowacją (przepustowość 4,7 mld m³ z Polski na Słowację oraz 5,7 mld m³ w odwrotnym kierunku) oraz Czechami (przepustowość 5 mld m³ z Polski do Czech oraz 6,5 mld m³ w odwrotnym kierunku), które są planowane w perspektywie 2020–2021 r. (Krajowy... 2016). Oznaczałoby to, że Polska mogłaby zaopatrzyć się w gaz ziemny z różnych kierunków, a także posiadałaby silną pozycję negocjacyjną względem rosyjskiego Gazpromu. Możliwość całkowitego zróżnicowania dostaw gazu ziemnego ze źródła innego niż rosyjskie wymagałoby różnych wariantów rozbudowy infrastruktury. Scenariusz pierwszy, w którym doszłoby do rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m³ oraz budowy gazociągu z Norwegii do Danii oraz Baltic Pipe z przepustowością około 7 mld m³. Scenariusz drugi, w którym terminal LNG w Świnoujściu zostanie rozbudowany do 7,5–10 mld m³, a także powstanie drugi terminal LNG w Zatoce Gdańskiej o przepustowości 5–7,5 mld m³. Niewykluczony jest również scenariusz, w którym nie dojdzie do zbudowania gazociągu z Norwegii do Danii, a to może okazać się istotnym czynnikiem blokującym Baltic Pipe, a także nie zostanie ukończony drugi terminal LNG, zaś Polsce uda się jedynie rozbudować terminal LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m³. Oznaczałoby to zwiększenie zdolności dywersyfikacji źródła dostaw z innego niż rosyjskie. Trzeba również pamiętać, że Polska jest państwem tranzytowym dla dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do Republiki Federalnej Niemiec. Stanowi to również istotny element gry negocjacyjnej do momentu, kiedy nie jest zbudowany Nord Stream II. Wydaje się, że realizacja tej inwestycji, o ile dojdzie do skutku, to raczej przesunie się w czasie i nie zostanie ukończona do 2022 r., a to wytworzyłoby również polskim negocjatorom pole do gry negocjacyjnej. Jednakże należałoby również zadać pytanie, czy strategicznym interesem Polski jest zachowanie pozycji państwa tranzytowego dla rosyjskiego gazu ziemnego do Niemiec? Wydaje się, że w obliczu zobowiązań kontraktowych rosyjskiego Gazpromu oraz konfliktu na Ukrainie gazociąg Jamał-Europa jako gazociąg tranzytowy jest niezbędny dla rosyjskich i niemieckich spółek energetycznych. Trzeba pamiętać również, że w perspektywie 2025 r. Polska będzie miała techniczne możliwości sprowadzania gazu ziemnego z różnych kierunków (Niemcy, Czechy, Słowacja), lecz nie będzie to zróżnicowanie źródła, gdyż z tych kierunków w dalszym ciągu sprowadzany byłby surowiec rosyjski.

Podsumowanie

Polska jest państwem dążącym w ostatnich latach w sposób ciągły do poprawy bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu ziemnego. Z przeprowadzonej analizy wynika, że Polska rozbudowała infrastrukturę energetyczną do tego stopnia, że jest w stanie zróżnicować źródła dostaw gazu ziemnego w zakresie ponad połowy importowanej ilości. Strategiczne znaczenie ma terminal LNG w Świnoujściu, który zapewnia dywersyfikację kierunków oraz źródeł dostaw skroplonego gazu. Jego przepustowość 5 mld m³ może zostać powiększona w perspektywie czasu, a to zwiększyłoby jego znaczenie nie tylko dla Polski, ale również innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, państw bałtyckich oraz Ukrainy. Odnosząc się do kolejnego pytania badawczego należy stwierdzić, że Polska ma szansę zwiększyć samowystarczalność energetyczną w zakresie zaopatrzenia w paliwo gazowe. Istotny wpływ na to może mieć zarówno utrzymanie produkcji krajowej na poziomie około 4,5 mld m³, jak również zwiększenie wydobycia gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, gdzie znajdują się złoża gazowe, w których udziały mają polskie spółki PGNiG i Grupa LOTOS. Trzeba również pamiętać o potencjale gazu ze skał łupkowych oraz możliwości wykorzystania metanu z pokładów węgla. Wydaje się, że w perspektywie 2025 r. przy wykorzystaniu dostępnego potencjału Polska może zwiększyć samowystarczalność energetyczną do poziomu blisko 6–8 mld m³ gazu ziemnego. Niezwykle istotne są inwestycje w modernizację infrastruktury przesyłowej, gdyż ponad 54% tej infrastruktury ma więcej niż 30 lat, zaś średniorocznie zdarzają się 34 awarie gazociągów.

Z analizy przedstawionej w artykule wynika, że niezwykle trudno odpowiedzieć na pytanie o strukturę zaopatrzenia w paliwo gazowe w perspektywie 2025 r. Wynika to z faktu, że jest kilka zmiennych (gazociąg z Norwegii do Danii, Baltic Pipe, Nord Stream II, drugi terminal LNG w Polsce), które rozstrzygną się w perspektywie najbliższych lat oraz rzutować będą na możliwości zaopatrywania Polski w paliwo gazowe. Z pewnością można się spodziewać zmian w zakresie kontraktowania tego surowca. Porównanie ilości gazu ziemnego zakontraktowanego w ramach transakcji krótkoterminowych pomiędzy latami 2009 a 2015 wskazuje, że jest tutaj wyraźny trend na rzecz zwiększenia krótkoterminowych transakcji. Postawiona w artykule hipoteza badawcza, że rozbudowa infrastruktury gazowej w perspektywie 2025 r. zapewni Polsce bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego została zweryfikowana pozytywnie. Wynika to z faktu, że inwestycje w infrastrukturę zapewniają określone możliwości na rynku gazu oraz zwiększają pozycję negocjacyjną państw uzależnionych od importu. Wydaje się, że jednym z priorytetów powinno być zwiększenie dobowej zdolności odbioru gazu ziemnego z PMG. Biorąc pod uwagę rosnące dobowe zapotrzebowanie na gaz ziemny w okresie wzmrożonych mrozów, podczas których temperatura w całej Polsce spada poniżej 20°C, a zapotrzebowanie na dobę zwiększa się do 60 mln m³, to takie inwestycje są niezbędne. W roku 2025 kluczowym wyzwaniem dla Polski stanie się rozbudowa infrastruktury energetycznej w północnej części kraju, która umożliwi dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego (Baltic Pipe, drugi terminal LNG oraz rozbudowa

przepustowości istniejącego terminalu LNG w Świnoujściu). Strategiczne znaczenie będą miały również interkonektory z Czechami oraz Słowacją, które umożliwią udroźnienie korytarza gazowego Północ-Południe oraz stworzą potencjał do budowania w Polsce hubu gazowego dla Europy Środkowo-Wschodniej. Jednocześnie Polska będzie musiała podjąć decyzję dotyczącą przedłużenia lub zrezygnowania z kontaktu jamalskiego. Nie ulega wątpliwości, że pozycja negocjacyjna Polski wobec Federacji Rosyjskiej w zakresie dostaw gazu ziemnego z każdym rokiem się zwiększa. Natomiast wydaje się, że nawet gdyby doszło do podpisania kolejnego krótkoterminowego kontraktu gazowego pomiędzy PGNiG a Gazpromem, to powinien to być kontrakt handlowy bez dodatkowych porozumień międzyrządowych z konkurencyjną ceną dostosowaną do ceny, którą płać za surowiec najbardziej konkurencyjne gospodarki Europy.

Postulaty de lege ferenda:

1. Rada Ministrów RP powinna dokonać nowelizacji Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Stosownie do projektu z 2015 r. maksymalny procentowy udział gazu ziemnego z jednego źródła powinien być nie większy niż 64% w latach 2016–2022 oraz nie większy niż 49% w latach 2023–2025.
2. Rada Ministrów powinna rozważyć rozpoczęcie prac nad nowym rozporządzeniem w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Jednocześnie warto rozważyć wdrożenie przepisów mających na celu przyspieszenie odcinków gazociągów, wobec których jest największe prawdopodobieństwo wystąpienia awarii.
3. Rada Ministrów RP powinna rozważyć podjęcie decyzji politycznej o rozbudowie terminalu LNG w Świnoujściu oraz przyjąć uchwałę o budowie drugiego terminalu LNG.

Literatura

- Bezpieczeństwo... 2010 – Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Raport otwarcia. Kraków: Instytut Kociuski.
- DUSZCZYK 2013 – DUSZCZYK, M. 2013. *Jest gazociąg, jest gaz, ale nie ma chętnych* [Online] Dostępne w: http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/454984,jest_gazociag_jest_gaz_ale_nie_ma_chetnych.html [Dostęp: 9.08.2013].
- Energy Policies... 2014 – Energy Policies of IEA Countries – The European Union 2014 Review. International Energy Agency, Paryż 2014.
- GĘDEK i in. 2015 – GĘDEK, S., NOWACKI, M., POLAK, S., RUSZEL, M. i ZAJDLER, R. 2015. *Wspólny rynek gazu UE*. Warszawa: Wyd. Rambler.
- KALISKI i in. 2009 – KALISKI, M., SZURLEJ, A. i JANUSZ, P. 2009. Wpływ kryzysu gazowego rosyjsko-ukraińskiego z początku 2009 r. na rynek gazu ziemnego w Polsce. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 7–8, s. 2–8.
- KALISKI i in. 2010 – KALISKI, M., JANUSZ, P. i SZURLEJ, A. Podziemne magazyny gazu jako element krajowego systemu gazowego. *Nafta-Gaz* t. 66, nr 5, s. 325–332.
- KALISKI, M. i STAŚKO, D. 2003. Rola krajowej infrastruktury paliwowo-surowcowej w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski. *Rurociągi* nr 2–3/32, s. 4.

- KAŹMIERCZAK, T. 2008. *Bezpieczeństwo energetyczne – implikacje uzależnienia Polski od importu gazu ziemnego (zarys problemu)*. Warszawa: Wyd. Promotor.
- KOSOWSKI i in. 2013 – KOSOWSKI, P., STOPA, J. i RYCHLIICKI, S. 2013. Prognozy zapotrzebowania na podziemne magazynowanie gazu w Polsce na tle sytuacji bieżącej i scenariuszy rozwoju rynku gazowego. *Rynek Energii* nr 5. Kaprint.
- Krajowy... 2016 – Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaopatrzenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025, Warszawa, 6 kwietnia 2016 r.
- Licences... 2016 – Licences of PGNiG Upstream International AS [Online] Dostępne w: <http://norway.pgnig.pl/licences-of-pgnig-upstream-international-as> [Dostęp: 1.09.2016].
- MALINOWSKI, D. 2016. *Razem z mrozem rośnie krajowe zapotrzebowanie na gaz* [Online] Dostępne w: http://gazownictwo.wnp.pl/razem-z-mrozem-rosnie-krajowe-zapotrzebowanie-na-gaz,241338_1_0_0.html [Dostęp: 5.09.2016 r.].
- OLKUSKI i in. 2015 – OLKUSKI, T., SZURLEJ, A. i JANUSZ, P. 2015. Realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 2, s. 10.
- Prawidłowość... 2015 – Prawidłowość nadzoru nad bezpieczeństwem eksploatowanych gazociągów oraz przeprowadzania nowych inwestycji przez spółkę GAZ-SYSTEM; Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli, 4/2015/I/14/003/KGP, Warszawa 2015.
- Polityka... 2010 – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.
- Poszukiwanie... 2016 – Poszukiwanie i wydobywanie [Online] Dostępne w: <http://gk.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/poszukiwanie-i-wydobywanie> [Dostęp: 1.09.2016].
- Prawidłowość... 2015 – Prawidłowość nadzoru nad bezpieczeństwem eksploatowanych gazociągów oraz prowadzenia nowych inwestycji przez spółkę GAZ-SYSTEM S.A. KGP-4114-001-00/2014. Nr ewid. 4/2015/I/14/003/KGP. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli, Warszawa 2015.
- Rozporządzenie... 2000 – Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, Dz.U. Nr 95, Poz. 1042.
- RUSZEL, M. 2013. Infrastrukturalne możliwości dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski w perspektywie 2020. *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej, Humanities and Social Science*, vol. XVIII (3/2013), Oficyna Wyd. Politechniki Rzeszowskiej.
- RUSZEL, M. 2014. *Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Wymiar teoretyczny i praktyczny*. Warszawa: Wyd. Rambler.
- RUSZEL, M. 2015. *Ocena infrastruktury energetycznej w kontekście stworzenia hubu gazowego w Polsce* [W:] *Bezpieczeństwo energetyczne na wspólnym rynku energii UE*. Praca zbiorowa pod red. S. Gędek, M. Ruszel. Warszawa: Wyd. Rambler, s. 71–82.
- Sprawozdanie... 2016 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2015 r., Warszawa 2016.
- SZURLEJ i in. 2014 – SZURLEJ, A., KAMIŃSKI, J., JANUSZ, P., IWICKI, K. i MIROWSKI, T. 2014. Rozwój energetyki gazowej w Polsce a bezpieczeństwo energetyczne. *Rynek Energii* nr 6, s. 33–38.
- SZURLEJ i in. 2015 – SZURLEJ, A., RUSZEL, M. i OLKUSKI, T. 2015. Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? *Rynek Energii* nr 5, s. 3–10.
- ZAWISZA, A. 2011. KMPG w Polsce w perspektywie roku 2015 oraz 2020. *Geologia* t. 37, z. 2.

Mariusz RUSZEL

Evaluation of the Security of Natural Gas Supplies to Poland: the Present State and the 2025 Perspective

Abstract

The objective of the article is to evaluate the security of natural gas supplies to Poland and to forecast the changes in the situation until 2025. The author's study questions refer to the level of ensuring the security of the natural gas supplies, changes in the index of energy security between 2009 and 2015 in terms of natural gas, and the opportunities for increasing energy self-sufficiency connected with the production of natural gas and the character nature of the changes in the structure of gas supplies until 2025. The hypothesis made in the paper is that the extension of the gas infrastructure until 2025 will ensure Poland's security of natural gas supplies. The approach applied in the paper is the rational approach to energy policy issues. Factor analysis and system analysis methods were used. The author also applied a multi-dimensional comparative analysis with the use of aggregate indicators and the method of comparative analysis to determine the changes in the energy security index in terms of natural gas between 2009 and 2015. The conclusions resulting from the research analysis show that Poland has extended its energy infrastructure so much that it is able to diversify the sources of supply of natural gas with regard to more than half of the imported amount. The Świnoujście LNG terminal is of strategic importance, as it ensures the diversification of directions and sources of liquefied gas. Poland has a chance to increase its energy self-sufficiency regarding gas supplies, because the comparison of the years 2009 and 2015 has shown a clear tendency to increase short-term transactions. The study hypothesis made in the article that the extension of gas infrastructure until 2025 will ensure Poland's security of natural gas supplies was positively verified.

KEYWORDS: energy policy, energy security, natural gas, energy infrastructure