

dr inż. Grzegorz Maciej Niewiński¹

Instytut Techniki Ciepłej
Politechnika Warszawska

prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda²

Instytut Techniki Ciepłej
Politechnika Warszawska

inż. Jakub Kopalka³

Instytut Techniki Ciepłej
Politechnika Warszawska

Funkcjonowanie polskiego rynku gazu na tle Europy

WPROWADZENIE

Polski rynek gazu od 2004 r. zmienia stopniowo formę swojego funkcjonowania. Docelowo ma na nim zaistnieć konkurencja kształtująca ceny oraz zapewniająca bezpieczeństwo dostaw poprzez równoważenie się sił popytu i podaży. Jednak ze względu na opieszałość we wdrażaniu potrzebnych regulacji oraz usuwaniu barier prawnych wciąż dominuje na nim tylko jedno przedsiębiorstwo gazowe. Pomimo postępujących prac nad rozbudową połączeń międzysystemowych oraz oddania do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu wciąż brak znaczących połączeń międzysystemowych umożliwiających uniezależnienie w pełni od importu gazu z kierunku wschodniego. Powoduje to zawyżenie cen płaconych za gaz ziemny przez Polskę w porównaniu do innych państw UE, zaś sam rynek gazu w efekcie utożsamiany jest z wyspą gazową, a nie z europejskim hubem. To wszystko pokazuje, że przed polskim rynkiem gazu stoi wiele wyzwań, których pokonanie pozwoli osiągnąć znaczącą płynność, a przy tym zabezpieczenie dostaw paliw po konkurencyjnych cenach.

¹ Adres korespondencyjny: Politechnika Warszawska, Instytut Techniki Ciepłej, ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa, e-mail: grzegorz.niewinski@itc.pw.edu.pl.

² Adres korespondencyjny: Politechnika Warszawska, Instytut Techniki Ciepłej, ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa, e-mail: krzysztof.badyda@itc.pw.edu.pl.

³ Adres korespondencyjny: Politechnika Warszawska, Instytut Techniki Ciepłej, ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa, e-mail: jakubkopalka@gmail.com.

EUROPEJSKI RYNEK GAZU

Skomplikowana sytuacja panująca na unijnym rynku gazu wynika z niewielkich zasobów paliwa, jakie znajdują się w posiadaniu państw członkowskich. Jedynie około 4% udokumentowanych zasobów błękitnego paliwa zlokalizowanych jest na terenie państw należących do UE. W związku z tym wszelkie działania prowadzące do przekształceń rynków krajowych i wspólnego rynku europejskiego muszą się skupiać nie tylko na ich integracji i liberalizacji, ale także rozwiązać problem uzależnienia się poszczególnych państw od dostaw paliwa z Federacji Rosyjskiej. W tabeli 1 zestawiono wydobycie, zużycie i uzależnienia od importu gazu ziemnego wybranych krajów członkowskich UE.

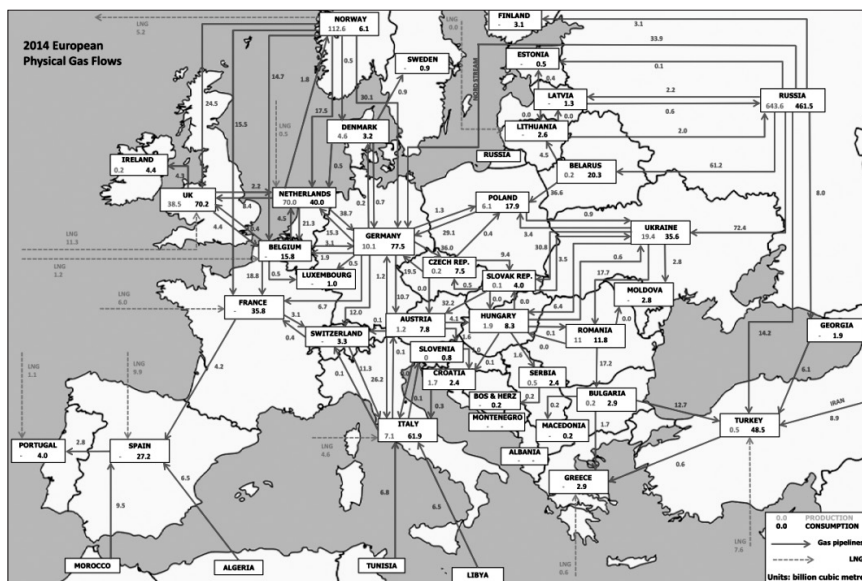
Tabela 1. Produkcja, import, zużycie oraz zależność od importu gazu ziemnego wybranych krajów UE [mld m³]

Kraj	Wydobycie	Zużycie	Import/eksport	Zależność od importu
Holandia	70,0	40,0	-30,0	-75%
Rumunia	11,0	11,8	0,8	7%
UK	38,5	70,2	31,7	45%
Polska	6,1	17,9	11,8	66%
Węgry	1,9	8,3	6,4	77%
Austria	1,2	7,8	6,6	85%
Niemcy	10,1	77,5	67,4	87%
Włochy	7,1	61,9	54,8	89%
Bułgaria	0,2	2,9	2,7	93%
Czechy	0,2	7,5	7,3	97%
Słowacja	0,1	4,0	3,9	98%
Grecja	0,0	2,9	2,9	100%
Finlandia	0,0	3,1	3,1	100%
Hiszpania	0,0	27,2	27,2	100%
Francja	0,0	35,8	35,8	100%
Belgia	0,0	15,8	15,8	100%

Źródło: opracowanie własne na podstawie statystyk: [Energy Information Administration, 2016].

Jak można zauważyć na podstawie danych zawartych w tabeli 1, większość państw członkowskich UE posiada mniejsze zdolności pokrycia zapotrzebowania z własnych źródeł (krajowych), przez co w większym stopniu jest uzależniona od importu gazu, głównie spoza EU. W skrajnych przypadkach takie kraje, jak np. Belgia, Francja, Hiszpania czy Finlandia, niemal w 100% uzależnione są od importu. W świetle tego zestawienia wydaje się, że sytuacja Polski na tle innych państw europejskich nie jest zła. Dużo groźniejsza wydaje się sytuacja, gdy wysoki stopień uzależnienia energetycznego spotyka się z brakiem dywersyfikacji źródeł.

W przypadku Republiki Federalnej Niemiec, która uzależniona jest w ponad 85% od dostaw paliwa gazowego ze źródeł zewnętrznych, import gazu z Rosji w 2014 r. stanowił jedynie około 44% dostaw, a w przypadku Polski było to aż 83% [BP Statistical Review..., 2016]. Tak niekorzystną sytuację zróżnicowania źródeł dostaw, jaka istnieje w Polsce, utrwala brak odpowiedniej infrastruktury przesyłowej oraz kontrakt podpisany pomiędzy PGNiG a Gazpromem w 1996 r. Ze względu na formę podpisanego kontraktu *take or pay* (bierz lub płać) PGNiG zobowiązało się do odbioru określonych ilości gazu po zakontraktowanych cenach, a w przypadku nieodebrania gazu zapłać określonej kary. Zatem do czasu zakończenia kontraktu lub zmiany jego warunków większość dostaw gazu ziemnego będzie pochodzić z Rosji. O ile konstrukcja kontraktu dotycząca sposobu odbioru paliwa może być kontrowersyjna (bierz lub płać za nieodebrany gaz bez możliwości odsprzedaży zakontraktowanej nadwyżki), to kwestia narzucanych cen jest przedmiotem sporu. W takich państwach, jak Belgia, Francja czy Włochy, które pomimo wysokiej zależności od importu posiadają zdywersyfikowaną strukturę importową, takie kwestie nie stwarzają zagrożenia, w przeciwieństwie do krajów z Europy Wschodniej kupujących gaz tylko z jednego kierunku. Strukturę połączeń oraz fizyczny przepływ gazu pomiędzy poszczególnymi krajami w 2014 r. przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Struktura przepływu paliw gazowych w Europie

Źródło: [DUKES, 2016].

Praktyka zmuszania podmiotów kupujących gaz do zawierania niekorzystnych dla nich klauzul, np. dotyczących późniejszego wykorzystania gazu, czy też wymuszanie cen znacząco przewyższających ekonomicznie uzasadnione koszty

przez Gazprom jest powszechnie znana. W opinii Komisji Europejskiej takie działania są niedopuszczalne i niezgodne z unijnym prawem. Z tego względu w 2012 r. Komisja wszczęła formalne postępowanie antymonopolowe przeciwko Gazpromowi [European Commission, 2012]. Oceniała, że rosyjski koncern utrudnia konkurencję na rynkach dostaw gazu w ośmiu państwach członkowskich, tj. Bułgarii, Republice Czeskiej, Estonii, Litwie, Łotwie, Polsce, Słowacji i na Węgrzech. Główne zarzuty zostały sformułowane w kwietniu 2015 r. i odnoszą się do:

- ograniczeń terytorialnych, czyli klauzul dotyczących miejsca przeznaczenia gazu, mających na celu ograniczenie lub zakazanie reeksportu surowca,
- nieuczciwej polityki cenowej w stosunku do pięciu państw (Bułgaria, Estonia, Litwa, Łotwa i Polska) wynikającej m.in. ze stosowanej formuły indeksacji cen gazu w odniesieniu do koszyka produktów naftowych,
- wykorzystywania pozycji dominującej do utrzymywania monopolu na terenie Bułgarii i Polski, uzależniając dostawy gazu od uzyskania niezwiązanych z przedmiotem umowy zobowiązań w zakresie infrastruktury przesyłowej (dostawy gazu były np. uzależniane od inwestycji w projekt gazociągu promowany przez Gazprom lub od zaakceptowania zwiększonej kontroli tego przedsiębiorstwa nad rurociągiem).

W kontekście rozwoju europejskiego rynku gazu, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw rozumianych jako dywersyfikacja źródeł oraz wyeliminowania nieuczciwych praktyk dostawców gazu UE podjęła projekt Unii Energetycznej mającej na celu zmniejszenie uzależnienia się od rosyjskiego surowca. Ta intencja ma zostać zrealizowana na fundamencie pięciu filarów nowej instytucji [OIDE, 2016]:

- bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie poprzez dywersyfikację dostaw, współpracę państw oraz zwiększenie przejrzystości dostaw,
- zintegrowany rynek energii poprzez rozbudowę połączeń międzysystemowych i pełne wdrożenie wraz z realizacją przepisów unijnych,
- efektywność energetyczna zmniejszająca popyt na energię,
- dekarbonizacja rozumiana jako polityka przeciwdziałania zmianom klimatu,
- badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

W lutym 2016 r. Komisja Europejska przedstawiła propozycje nowych regulacji dotyczących bezpieczeństwa dostaw gazu. Ich celem jest zapobieganie kryzysom gazowym, a w przypadku ich ewentualnego wystąpienia – ograniczenie zaistniałych skutków. W sytuacji wystąpienia niekorzystnych warunków w pierwszej kolejności mają zadziałać mechanizmy wolnego rynku. W momencie, gdy mechanizm sił podaży i popytu zawiedzie, a sam rynek nie będzie w stanie efektywnie zaspokoić swoich potrzeb, w życie zostaną wdrożone specjalnie przygotowane plany awaryjne (tzw. *Emergency Plans*) mające zapewnić wszystkim gospodarstwom domowym i odbiorcom publicznym (np. szkoły, szpitale) na danym rynku dostęp do gazu kosztem ograniczenia dostaw do odbiorców przemysłowo-

wych [Rozporządzenie nr 994/2010]. W ostateczności, gdyby dotychczas podjęte przedsięwzięcia nie przyniosły oczekiwanych efektów, zostanie wprowadzony trzeci poziom działań polegający na zasadzie solidarności zmuszającej państwa znajdujące się w danym regionie do pomocy zagrożonemu krajowi nawet kosztem dostaw gazu dla własnych odbiorców przemysłowych [European Commission, 2016]. Na rys. 2 przedstawiono regiony, w ramach których mają działać powyższe regulacje. Zgodnie z tym podziałem Polska wraz z Czechami, Słowacją i Niemcami tworzy region Centralno-Wschodni o sumarycznym zużyciu gazu wynoszącym około 100 mld m³ rocznie. Z punktu widzenia bezpieczeństwa gazowego kraju jest to rozwiązanie bardzo korzystne. Niemcy obok Wielkiej Brytanii posiadają największy i najbardziej płynny rynek gazu w Europie, który pod warunkiem rozbudowy odpowiednio dużych połączeń międzysystemowych zapewni bezpośrednio bezpieczeństwo dostaw w całym koszyku nawet pomimo wysokiej zależności regionu od rosyjskiego surowca.



Rys. 2. Podział obszaru Unii Europejskiej na dziewięć regionów, dla których ma obowiązywać zasada solidarności

Źródło: [European Commission Fact Sheet – Security of gas supply regulation].

INFRASTRUKTURA

Prawidłowe funkcjonowanie rynku gazu wymaga, aby jego uczestnicy mieli równy dostęp do różnych źródeł paliwa oraz do infrastruktury przesyłowej, za pomocą której zakupiony gaz będą mogli dostarczyć odbiorcom. Odpowiednie przepustowości połączeń międzypaństwowych, brak wąskich gardeł w sieci krajowej wraz z dostępnością podziemnych magazynów gazu stanowią o możliwości szybkiego równoważenia zmian popytu i podaży. Z tego względu, analizując wybrane rynki, nie można pominąć kwestii infrastruktury.

W Polsce zmiany, jakie zachodzą na rynku gazu, w wielu aspektach przypominają zmiany, jakie występowały na rynku energii elektrycznej. W sektorze elektroenergetycznym jest tylko jeden podmiot zajmujący się przesyłem energii i podobnie sytuacja została rozwiązana w gazownictwie, gdzie jedynym Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) jest Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.⁴ Spółka ta została wyodrębniona ze struktur PGNiG S.A. w 2004 r. na skutek zmian w Prawie energetycznym wymuszonych Dyrektywą Gazową zawartą w II Pakiecie Energetycznym. Gaz-System odpowiada za zarządzanie siecią gazociągów przesyłowych o najwyższym ciśnieniu oraz utrzymanie połączeń międzysystemowych, z których najważniejsze to [Bujalski, 2013]:

- Drozdowicze (Naftohaz – Ukraina) – przepustowość 5,7 mld m³/rok,
- Wysokoje (Biełłtransgaz – Białoruś) – przepustowość 5,5 mld m³/rok,
- Włocławek (Gaz-System – rewers) – przepustowość 5,5 mld m³/rok,
- Lwówek (Gaz-System – rewers) – przepustowość 2,4 mld m³/rok,
- Lasów (Ontras – Niemcy) – przepustowość 1,5 mld m³/rok,
- Cieszyn (NET4GAS – Czechy) – przepustowość 0,5 mld m³/rok,
- Tietierówka (Biełłtransgaz – Białoruś) – przepustowość 0,2 mld m³/rok.

Przepustowość obecnych połączeń polskiego systemu gazowego z krajami ościennymi przekracza potrzeby importowe Polski wynoszące około 12 mld m³, ale nie przekłada się na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu. Spowodowane jest to faktem, że gaz importowany przez największe połączenia transgraniczne pochodzi niemal wyłącznie ze źródeł rosyjskich. Dodatkowym elementem, który nie zwiększa poziomu bezpieczeństwa, jest zakup gazu od podmiotów z krajów UE poprzez rewers na gazociągu jamalskim, gdzie fizycznie w gazociągach płynąć może tylko gaz rosyjski. W celu zwiększenia dywersyfikacji dostaw gazu wybudowany został w Świnoujściu w latach 2011–2015 terminal skroplonego gazu ziemnego LNG. Gazoport umożliwi sprowadzenie rocznie do 5 mld m³ gazu z dowolnego źródła na świecie. Dodatkowo rozpo-

⁴ Poza Gaz-Systemem na terenie Polski drugim OSP jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A., która jest operatorem polskiego odcinka gazociągu Jamał–Europa, jednak z uwagi na rozważany kontekst liberalizacji polskiego rynku gazu nie stanowi ona przedmiotu rozważań.

często szereg działań mających na celu rozbudowę lub budowę nowych między-państwowych połączeń o zdolności transportowej wynoszącej około 22 mld m³ rocznie. Do najważniejszych inwestycji należą połączenia z [Gaz-System, URE]:

- Ukrainą (Naftohaz) – przepustowość 5–7 mld m³ rocznie,
- Litwą (AmberGrid AB) – przepustowość docelowa 4,5 mld m³ rocznie,
- Słowacją (Eustream) – przepustowość 5,7 mld m³ rocznie,
- Czechami (NET4GAS) – przepustowość 5 mld m³ rocznie,
- Daniąvia BalticPipe – gazociąg mający udostępnić możliwość importu gazu ze złóż Morza Północnego; obecnie projekt jest w fazie studium wykonalności.
- Realizacja prowadzonych inwestycji przez OSP wraz z równoczesnym rozwojem sieci gazociągów (szczególnie interkonektorów) na terenie UE pozwoli na pełną dywersyfikację dostaw gazu do Polski.

Za dostarczenie gazu do końcowego odbiorcy odpowiada wydzielona ze struktur PGNiG na podstawie prawodawstwa unijnego Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG) i kilkadziesiąt działających lokalnie małych spółek, których sieci przyłączone są do OSP lub PSG.

Poza infrastrukturą zarządzaną przez OSP i OSD niezbędną do prawidłowego funkcjonowania rynku, a niewystępującą w sektorze elektroenergetycznym są podziemne magazyny gazu (PMG). Podmiotem odpowiedzialnym za zarządzanie PMG jest Gas Storage Poland Sp. z o.o. będący Operatorem Systemu Magazy-nowania (OSM), który podobnie jak OSP i największy działający na rynku OSD – PSG został prawnie wydzielony ze struktury PGNiG. Magazyny początkowo pełniły rolę elementu infrastruktury odpowiedzialnego za równoważenie podaży i popytu oraz zabezpieczenie dostaw gazu. Wraz rozwojem i zachodzącą liberalizacją rynku zyskały one znaczenie handlowe. Obecnie pełnią one szereg funkcji, z których najważniejsze to:

- bilansowanie sezonowej i dobowej nierównomierności poboru gazu,
- maksymalizacja wydobycia gazu ze złóż krajowych,
- zapewnienie odpowiedniego poziomu zapasów obowiązkowych,
- umożliwienie realizacji kontraktów na import gazu określonej wartości w ciągu roku,
- umożliwienie optymalizacji wahań cen na rynkach
- umożliwienie płynnego działania giełd gazowych i hubów z nowymi usługami handlowymi, takimi jak tzw. parkowanie lub pożyczanie gazu.

Według danych OSM łączna pojemność czynna eksploatowanych podziemnych magazynów gazu ziemnego współpracujących z systemem przesyłowym wynosi niecałe 3 mld m³. Pięć z nich utworzono w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego, tj. PMG Wierzchowice, PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica, natomiast w dwóch – KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo – magazynowanie gazu odbywa się w wyługowanych kawernach solnych.

Tabela 2. Pojemności magazynowe PMG w Polsce

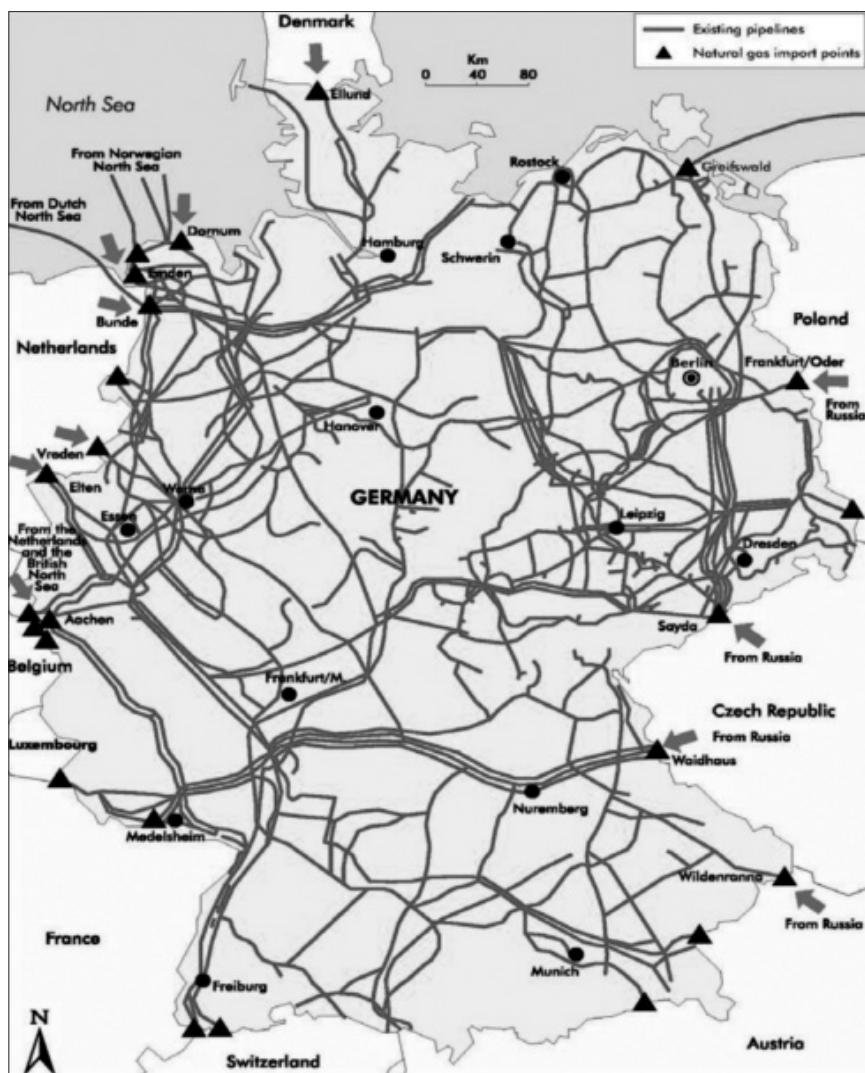
Magazyn	Pojemność czynna	Max moc odbioru/zatłaczania
	mln m ³	mln m ³ /dobę
Mogilno	594,65	18,00/9,60
Kosakowo	119,00	9,60/2,40
Husów	500,00	5,76/4,15
Strachocina	360,00	3,36/2,64
Swarzów	90,00	1,00/1,00
Brzeźnica	100,00	0,93/1,10
Wierzchowice	1200,00	9,60/6,00
Suma	2963,65	48,25/26,89

Źródło: OSM.

Republika Federalna Niemiec w kontekście gazownictwa charakteryzuje się wysokim stopniem samodzielności składających się na nią szesnastu landów. Taka cecha pozwala dużo łatwiej wykształcić konkurencję, lecz może doprowadzić do trudności w integracji rynkowej i upraszczaniu procedur. Historycznie rynek gazu podzielony był na dziewiętnaście różnych obszarów, na których według szacunków Komisji Europejskiej w 2006 r. działało około trzydziestu różnych operatorów systemu przesyłowego. W rezultacie, chcąc przesłać gaz z jednego końca kraju na drugi, trzeba było rezerwować punkty wejścia/wyjścia w każdym kolejnym obszarze, co prowadziło do wzrostu cen gazu i spadku efektywności pracy systemu [Nowak, 2009]. Dodatkowym problemem było występowanie dwóch rodzajów sieci (gaz wysoko- i niskokaloryczny), co komplikowało strukturę rynku. W październiku 2011 r. dokonano ostatecznej konsolidacji, która funkcjonuje w obecnym stanie do dzisiaj. W wyniku tego wyodrębniono dwa oddzielnie bilansowane obszary: północny – Gaspool (GPL) i południowy – Net Conect Germany (NCG) oraz ograniczono liczbę operatorów OSP do piętnastu [Heather, 2012].

Podobnie jak w przypadku Polski, Niemcy nie posiadają wystarczających własnych źródeł gazu, a ich gospodarka jest zależna od dostaw z zewnątrz. Na rys. 3 przedstawiono niemiecki system przesyłowy wraz z zaznaczonymi punktami połączeń międzynarodowych rurociągów tranzytowych. Głównymi partnerami handlowymi RFN jest Federacja Rosyjska, Królestwo Norwegii i Holandia, od których w 2012 r. sprowadzono odpowiednio 36, 25 i 26% gazu. Import gazu z Norwegii odbywa się głównie przez trzy gazociągi położone na dnie Morza Północnego: Norpipe, Europipe I i II o łącznej zdolności przesyłowej 54 mld m³, zaś import z Rosji odbywa się głównie przez gazociągi: Nord Stream położony na dnie Morza Bałtyckiego o przepustowości 55 mld m³, Jamał–Europa przebiegający przez terytorium Białorusi i Polski, o przepustowości 33 mld m³, oraz trzy odnogi rurociągów tranzytowych przechodzą-

cych przez Ukrainę, Słowację i Czechy, o łącznej przepustowości 120 mld m³. Pomimo nie w pełni wykorzystanych zdolności przesyłowych z kierunku wschodniego w gazociągu Nord Stream I obecnie prowadzone są prace przygotowawcze do inwestycji w drugą nitkę gazociągu Nord Stream o zbliżonej przepustowości. Połączenie z holenderskim systemem gazowniczym odbywa się przez pięć interkonektorów o łącznej przepustowości ponad 80 mld m³/rok [IEA, 2013; ENTSOE].



Rys. 3. Niemiecka sieć przesyłowa wraz z zaznaczonymi punktami wejścia/wyjścia

Źródło: [Oil & Gas Security EmergencyResponse of IEA Countries – Germany].

Tabela 3. Rozmieszczenie i pojemności magazynowe największych PMG w Niemczech

Magazyn	Pojemność czynna	Max moc odbioru/zatlaczania
	mln m ³	mln m ³ /dobę
Rehden	4400	57,60/33,60
Epe E.ON H-Gas	1452	40,80/28,80
Etzel ESE	1203	34,80/33,19
Berlin	1085	5,37/2,88
Bad Lauchstädt	1067	22,08/13,90
Bierwang	1000	28,54/16,78
Breitbrunn	992	12,48/6,00
Bernburg	973	22,11/10,91
Etzel EGL	960	31,68/14,40
Uelsen	840	9,48/7,16
Nüttermoor L	775	98,26/33,69
Etzel EKB	700	0,00/0,00
Stassfurt	550	13,20/7,44
Nüttermoor H	544	17,52/9,96
Epe RWE H-Gas	516	20,88/6,24

Źródło: GIE.

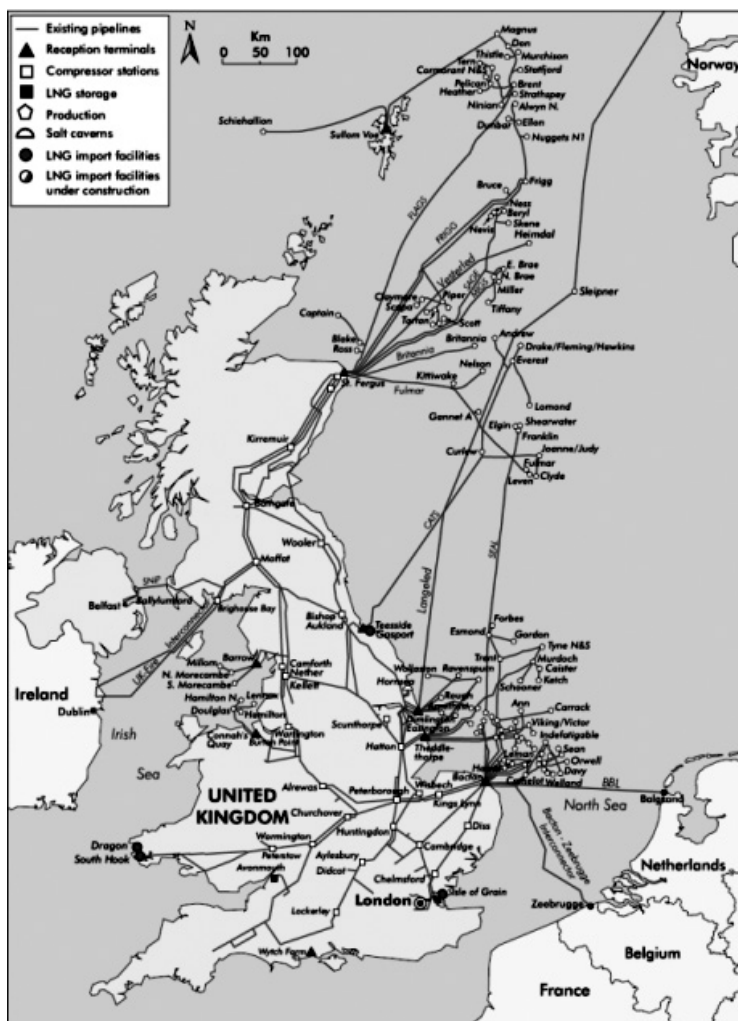
Podobnie jak w przypadku sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjne cechują się wysokim stopniem rozproszenia. O ile w Polsce liczba OSD przekracza 50 podmiotów i poza PSG Sp. z o.o. są to głównie sieci zakładowe, to w Niemczech liczba ta sięga ponad 600, spośród których większość stanowią spółdzielnie komunalne [IEA, 2013].

Infrastruktura magazynowa w przeciwieństwie do Polski nie jest własnością pojedynczej specjalnie wyodrębnianej spółki, ale należy do poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Łącznie na terenie Niemiec funkcjonuje ponad 60 podziemnych magazynów o pojemności 24,5 mld m³ zlokalizowanych w wydługowanych kawernach solnych i wyeksploatowanych złożach gazu.

Niemiecki rynek gazu dzięki największym w UE zdolnościom magazynowym, stosunkowo wysokiemu wydobyciu (jak na warunki Unii) oraz odpowiedniej dywersyfikacji źródeł gazu nie jest zagrożony ograniczeniem dostaw paliwa do odbiorców końcowych w przypadku wystąpienia ograniczeń w podaży paliwa pomimo swojego znacznego stopnia uzależnienia od importu.

W przypadku Wielkiej Brytanii najważniejsze przemiany na rynku gazu zostały zapoczątkowane przez rząd M. Thatcher w 1986 r. Jeszcze ponad 10 lat przed pierwszymi unijnymi regulacjami dotyczącymi rynku gazu państwowy monopolista British Gas Corporation został sprywatyzowany, a następnie wydłubniono z jego struktury aktywa sieciowe. W ten sposób Wielka Brytania prze-

szała z modelu monopolu jednego przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego do modelu rynkowego, gdzie wszystkie podmioty działające na rynku są prywatne, przedsiębiorstwa posiadające sieci przesyłowe i dystrybucyjne są niezależne od pozostałych uczestników rynku, a państwo spełnia jedynie funkcję nadzorcę i regulatora.



Rys. 4. Infrastruktura gazowa Zjednoczonego Królestwa w 2013 r.

Źródło: [DUKES, 2016].

Na rys. 4 przedstawiono infrastrukturę brytyjskiego systemu gazowniczego. Operatorem i właścicielem lądowych gazociągów przesyłowych jest spółka National Grid Gasplc, natomiast właścicielem infrastruktury podmorskiej łączącej

platformy wiertnicze z łodem są spółki wydobywcze. Brytyjski system gazowniczy połączony jest poprzez jednokierunkowy konektor Moffat służący do eksportu w kierunku Irlandii o przepustowości 11 mld m³/rok oraz dwa interkonektory z kontynentalną częścią Europy: pierwszy dwukierunkowy z Belgią poprzez połączenie Bacton–Zeebrugge o całkowitych zdolnościach importowych 27 mld m³ i eksportowych 20,1 mld m³ rocznie oraz jednokierunkowy do importu gazu z Irlandii BBL – o przepustowości 19,3 mld m³/rok.

Importu gazu z Norwegii odbywa się na zasadzie wspólnej eksploatacji złóż w rejonie norweskiej części Morza Północnego. W gestii operatora systemu przesyłowego jest także zarządzanie istniejącymi terminalami do odbioru skroplonego gazu LNG.

Siec dystrybucyjna aż do 2004 r. była kontrolowana przez jedno przedsiębiorstwo, gdy na skutek sprzedaży niemal połowy infrastruktury prywatnym podmiotom utworzono czterech nowych operatorów OSD. Podobnie jak w Niemczech, infrastruktura magazynowa należy do poszczególnych spółek energetycznych. Łącznie eksploatowanych jest dziesięć magazynów o całkowitej pojemności 4,4 mld m³. Teoretycznie umożliwia to magazynowanie większej ilości gazu niż w Polsce, jednak jego zużycie na Wyspach Brytyjskich jest ponad 5-krotnie większe, co powoduje, że zapas zgromadzonego paliwa w magazynie stanowi rezerwę dostaw na krótszy okres niż w Polsce. W tabeli 4 zestawiono zdolności magazynowania gazu ziemnego w brytyjskim systemie gazowniczym.

Tabela 4. Magazyny gazu w Wielkiej Brytanii

Nazwa	Lokalizacja	Pojemność magazynowa [mld m ³]	Mak. moc odbioru [mln m ³ /dobę]	Typ magazynu
Rough	Morze Północne	3,10	45	WZ
Aldbrough	Yorkshire	0,30	40	KS
Holford	Cheshire	0,20	22	KS
Hornsea	Yorkshire	0,30	18	KS
Holehouse Farm	Cheshire	0,05	11	KS
Humbly Grove	Hampshire	0,30	7	WZ
Hatfield Moor	Yorkshire	0,07	2	WZ
Avonmouth	Avon and Somerset	0,08	13	LNG
Hip top Farm	Cheshire	0,02	2	KS
Stublach	Cheshire	0,02	15	KS

WZ – wyeksploatowane złoża, KS – kawerny solne, LNG – magazyn skroplonego gazu

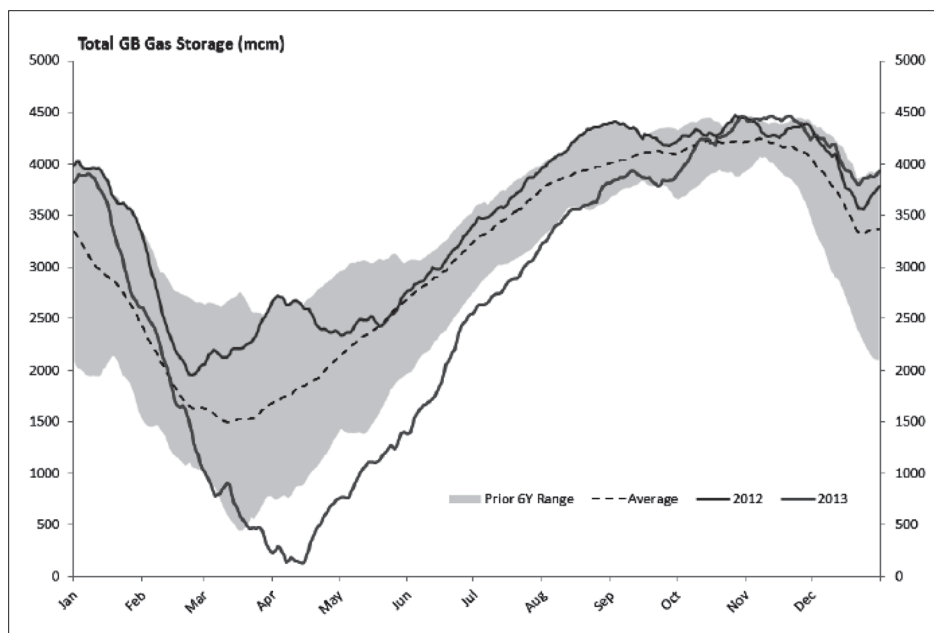
Źródło: [DUKES, 2016].

W Polsce i Niemczech rynek gazowy bilansowany jest w dużej mierze na podstawie PMG, natomiast w Wielkiej Brytanii z uwagi na brak znaczących pojemności magazynowych w odniesieniu do zużycia paliwa bilansowanie od-

bywa się w dużej mierze poprzez współpracę operatora sieci przesyłowej ze spedytorami (tzw. *shippers*) sprowadzającymi gaz z zagranicy [Staręga, 2006].

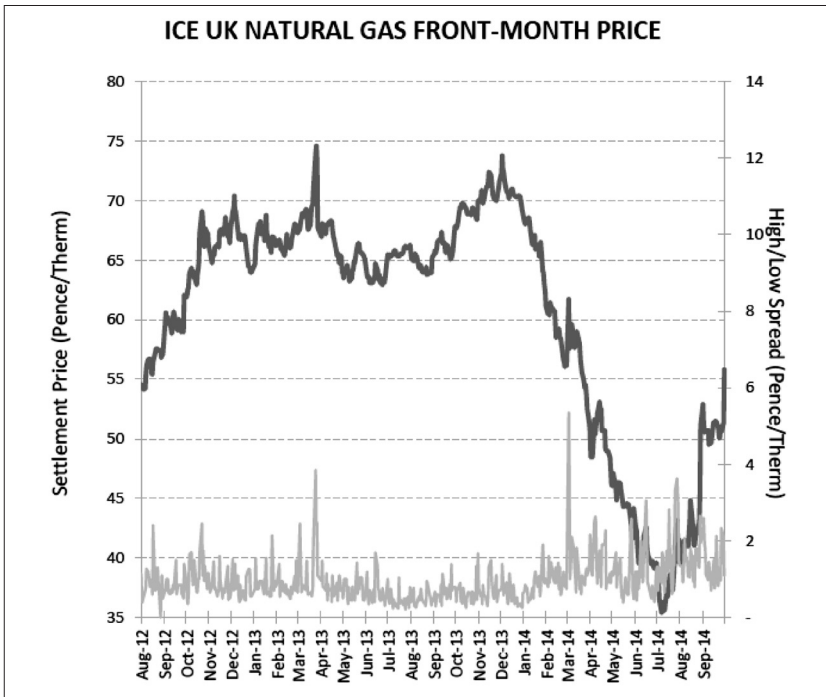
O ile tak wypracowany model regulacji systemu gazowego w normalnych warunkach działał bardzo sprawnie, to w sytuacjach skrajnie niekorzystnych, np. gdy wystąpią zwiększone pobory gazu na skutek wahań temperatury, problemy z funkcjonowaniem największego z magazynów gazu operowanego przez Centrica Storage Ltd, może mieć miejsce problem z zbilansowaniem systemu przesyłowego, przez co dostawy do odbiorców końcowych mogą zostać ograniczone.

Podobna sytuacja do rozważanej miała miejsce na przełomie kwietnia i maja 2013 r., co przedstawione zostało na rys. 5. Na skutek zwiększonego poboru gazu zapasy zmagazynowanego paliwa drastycznie zmalały, przez co ograniczone zostały możliwości bilansowania systemu. Działający mechanizm sił popytu i podaży szybko wywindował cenę gazu, co przedstawione zostało na rys. 6. Wysoka cena, za jaką można było sprzedać paliwo, zachęciła spedytorów do zwiększenia importu po wyższych kosztach, dzięki czemu system utrzymał się na granicy zbilansowania bez konieczności odgórnego ograniczenia dostaw [GB and NI National Reports, 2014]. Na rynku dalekim od stanu pełnej liberalizacji, takim jak rynek Polski, taka sytuacja doprowadziłaby do ograniczenia dostaw do największych przemysłowych odbiorców gazu.



Rys. 5. Stan wypełnienia magazynów w Wielkiej Brytanii w 2014 r.

Źródło: [2014 Great Britain and Northern Ireland National Reports...].



Rys. 6. Ceny gazu na National Balancing Point w okresie sierpień 2012 – wrzesień 2014 r.

Źródło: [ICE].

RYNEK GAZU

Hurtowy obrót gazem ziemnym w wielu krajach odbywa się za pośrednictwem giełd lub specjalnych centrów handlu gazem zwanych hubami. Mogą mieć one charakter fizyczny, czyli miejsc w infrastrukturze przesyłowej, przez które przepływa sprzedawany gaz, lub wirtualnych, stanowiących umowne miejsce ze zdefiniowanymi wejściami i wyjściami w sieci pokrywającej pewien obszar. W UE dominujący udział w obrocie gazem stanowią umowy bilateralne pomiędzy kupującym a sprzedającym realizowane na rynku pozagiełdowym (*over-the-counter* – OTC). Kontrakty OTC umożliwiają nabywcom w wyniku wzajemnych negocjacji ustalenie indywidualnych warunków, w tym cen transakcyjnych i kryteriów dostaw. W przypadku obrotu gazem poprzez platformy giełdowe transakcje zawierane są pomiędzy anonimowymi odbiorcami po aktualnych cenach, natomiast istnieje dodatkowa możliwość równoczesnego zakupu paliwa i zdolności przesyłowych poprzez tzw. aukcje *implicite*. Największymi platformami giełdowymi w UE, na których dokonuje się obrotu gazem, są EEX, ICE, Powernext, a w przypadku obrotu pozagiełdowego są to NBP, Gaspool, Net Conect Germany [Zajdler, 2014].

Polski rynek gazu, jak wszystkie kluczowe dla gospodarki i bezpieczeństwa państwa branże, podlega szeregu regulacji, spośród których jedną z najważniejszych jest Prawo energetyczne. Dokument ten zawiera szereg przepisów, które kształtują rynek energetyczny w zakresie dostarczania paliw i energii; organów ds. regulacji gospodarki; urzędów, instalacji oraz ich eksploatacji; kar i przepisów karnych. Z punktu widzenia funkcjonowania wolnego rynku największe ograniczenia wynikające z Prawa energetycznego to:

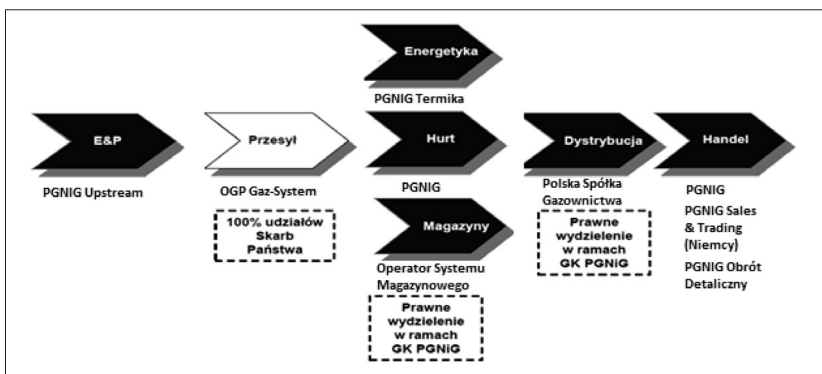
- taryfy,
- koncesje,
- oblige gazowe.

Taryfy są to specjalnie regulowane ceny dla określonych grup odbiorców zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Są one o tyle ważne, że z jednej strony chronią odbiorców przed potencjalnymi nieuczciwymi praktykami sprzedawców, zaś z drugiej strony uniemożliwiają płynną regulację ceny w przypadku gwałtownych zmian na rynku mogących doprowadzić do problemów finansowych sprzedawców gazu⁵. Obligo gazowe wymusza na największych podmiotach na rynku handel poprzez uregulowane platformy obrotu gazem, takie jak Towarowa Giełda Energii (TGE). Przedsiębiorstwa objęte tym wymogiem w 2013 r. musiały poprzez giełdę sprzedać 30% zatłaczanego do systemu przez nie gazu. W 2014 r. wymóg ten wynosił 40%, a w 2015 – 55%. Za brak wywiązania się z obowiązku sprzedaży paliwa gazowego przez giełdę grozi kara finansowa w wysokości do 15% przychodów spółki. Jedynym podmiotem, który *de facto* został do tego zobligowany, jest PGNiG, które musiało powołać spółkę celową PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. do skupowania paliwa poprzez giełdę od PGNiG, aby móc spełnić wymagany prawnie poziom obrotu gazem. W efekcie powstał w większości sztuczny obrót na giełdzie pomiędzy dwiema spółkami jednego podmiotu. Kolejnym istotnym dokumentem wpływającym na rozwój i tempo liberalizacji rynku jest tzw. ustawa o zapasach [Ustawa, 2007]. Ustawa ta ma zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne kraju w nadzwyczajnych sytuacjach. Jej zapisy przewidują zasadniczo dwa rozwiązania. Pierwszym z nich jest wprowadzenie ograniczeń w dostawach gazu w części lub na całym terytorium Polski, drugim – utrzymywanie obowiązkowych zapasów gazu ziemnego. Właśnie to drugie rozwiązanie tworzy największą barierę w liberalizacji rynku. Firmy posiadające więcej niż 100 tys. klientów lub importujące rocznie ponad 100 mln m³ gazu muszą utrzymywać w magazynach co najmniej 30-dniowy średni wolumen sprzedaży/importu, który może zostać uruchomiony tylko w sytuacji nadzwyczajnej przez OSP. Taki obowiązek zwiększa nie tylko znacząco koszty funkcjonowania spółek chcących importować gaz na większą skalę, ale także generuje problemy w postaci dostępności wolnych pojemności magazynowych. Obowiązująca zasada TPA (*Third Party Access*, czyli „dostęp trzeciej strony”) w odniesieniu do sieci gazowych, wdrożona Dyrektywą

⁵ W nowelizacji z 30 listopada 2016 r. Prawa energetyczne zawarto plan stopniowego znieszenia obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE (art. 62b).

2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady [Dyrektywa 2003/55/WE], odnosi się również do magazynowania paliw w PMG, ale z uwagi na fakt, że wszystkie magazyny w Polsce są w posiadaniu spółki zależnej od PGNiG, to w praktyce dostęp do nich jest ograniczony dla innych podmiotów. W rezultacie próg 100 mln m³ importu gazu staje się limitem rozwojowym dla wielu firm w Polsce.

Kolejnym dokumentem kształtującym rynek gazu jest rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Zostało ono wprowadzone przez rząd J. Buzka w celu zapewnienia długoterminowej niezależności od rosyjskiego gazu. W rozporządzeniu określono maksymalne (zmniejszające się z 88% w 2001 r. do 49% w 2019 r.) procentowe udziały importowanego paliwa z jednego kraju pochodzenia w odniesieniu do całkowitego wolumenu sprowadzanego gazu. Niestety kolejny rząd, zaprzestając prac nad połączeniem gazowym z Norwegią, nie wprowadził zmian w rozporządzeniu i w rezultacie powstała regulacja utrudniająca import gazu. Według wykładni reprezentowanej przez URE import z krajów UE należy rozumieć jako wewnątrzspółnotowy, czyli niepodlegający pod dywersyfikację z rozporządzenia. Zatem zakup gazu za pomocą wirtualnego rewersu jest niemożliwy, gdyż gaz sprowadzany z tego źródła jest wciąż pochodzenia rosyjskiego, mimo że zakupiony od np. niemieckiej czy czeskiej spółki. W rezultacie firma sprowadzająca w 100% gaz za pomocą wirtualnego rewersu podlega restrykcjom na mocy rozporządzenia dywersyfikującego. Rozporządzenie zostało wydane w celu poprawy bezpieczeństwa kraju, a w rzeczywistości przez brak działań ustawodawcy zaczęło blokować rozwój rynku.



Rys. 7. Struktura GK PGNiG

Źródło: opracowanie własne.

Jak zostało już wcześniej wspomniane, PGNiG nie tylko posiada znaczący udział w rynku, ale także w przeszłości, będąc przedsiębiorstwem pionowo zintegrowanym, miało monopol praktycznie w całości łańcucha dostaw gazu. Na rys. 7 przedstawiono strukturę Grupy Kapitałowej PGNiG. Jak można zauważyć,

PGNiG skupia w grupie spółki zajmujące się poszukiwaniami, wydobywaniem gazu ziemnego i ropy naftowej, importem, magazynowaniem, sprzedażą, dystrybucją paliw gazowych i płynnych oraz produkcją ciepła i energii elektrycznej. Na drodze dotychczasowych przekształceń własnościowych wynikających z wymogów prawodawstwa unijnego wyodrębnieni zostali z GK PGNiG operatorzy systemu przesyłowego i magazynowego, tak aby zapewnić ich niezależność i brak wpływu spółki matki na ich działanie. Ostatnią zmianą było wydzielenie spółki PGNiG Obrót Detaliczny, która przejęła wszystkich klientów detalicznych zużywających rocznie nie więcej niż 25 mln m³ (około 6,5 mln) w celu realizacji wspomnianego wcześniej obligu gazowego. Spółka ta zaopatruje się w gaz na giełdzie, gdzie jest on sprzedawany w zdecydowanej większości przez jej spółkę matkę PGNiG.

W Polsce handel gazem odbywa się na TGE, której uczestnikami są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi działający samodzielnie lub za pośrednictwem domów maklerskich. Początki handlu nie były obiecujące, przez pierwsze półtora miesiąca działania giełdy (od grudnia 2012 oraz stycznia 2013 r.) zanotowano zaledwie trzy transakcje. Dopiero w marcu 2013 r. odnotowano wzrost wolumenu miesięcznego obrotu do poziomu 97 TWh, a na rynku terminowym i rynku dnia następnego po raz pierwszy dokonano ponad 100 transakcji. Pomimo 3-krotnego wzrostu ilości sprzedanego gazu wyniki nadal nie były zadawalające. Narzędziem, które miało spowodować zwiększenie obrotu gazu poprzez giełdę, było tzw. obligo giełdowe wprowadzone we wrześniu 2013 r. Kolejny duży wzrost sprzedaży gazu nastąpił w lipcu 2014 r. i był związany z wejściem na giełdę spółki celowej PGNiG Obrót Detaliczny. W tabeli 5 przedstawione zostały miesięczne obroty na Rynku Terminowym z lat 2013–2015.

Tabela 5. Wolumen obrotów na Rynku Terminowym w latach 2013–2015 [TWh]

	2013	2014	2015
Styczeń	0,000	0,221	10,362
Luty	0,035	0,395	11,574
Marzec	0,097	0,438	10,695
Kwiecień	0,054	1,275	5,456
Maj	0,044	2,178	4,714
Czerwiec	0,055	5,122	6,403
Lipiec	0,038	22,727	15,419
Sierpień	0,031	23,406	7,315
Wrzesień	0,084	22,587	6,187
Październik	0,103	13,468	4,719
Listopad	0,554	6,937	3,701
Grudzień	0,872	10,363	6,280
Suma	1,967	98,754	92,825

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów miesięcznych z TGE.

Rynek gazu w Niemczech cechuje się znacznie wyższym poziomem liberalizacji niż w Polsce. Widać to nie tylko po wysokim rocznym zużyciu paliwa gazowego, ilości podmiotów uczestniczących w rynku, ale także po płynnym obrocie gazem na giełdzie i hubach gazowych. Jedną z największych platform służących do giełdowego obrotu towarami, w tym gazem ziemnym, jest European Energy Exchange z siedzibą w Lipsku. Giełda powstała w 2002 r. z połączenia Leipzig Power Exchange i Frankfurt EEX. Obrót oraz ustalanie cen gazu na EEX odbywa się oddzielnie dla każdego z obszarów niemieckiego systemu przesyłowego – NCG i GPL. Całkowity wolumen gazu, jaki w 2015 r. sprzedany został przez giełdę EEX, w obu niemieckich obszarach wyniósł 292 TWh, z czego 195 TWh w kontraktach typu spot. Całkowite obroty gazu w latach 2009–2015 w obszarach NCG i GPL z uwzględnieniem kontraktów bilateralnych zamieszczone zostały w tabeli 6 i były kilkukrotnie wyższe niż fizyczne realizowane dostawy. Oznacza to, że gaz, zanim zostanie dostarczony do końcowego odbiorcy, zmienia właściciela kilkukrotnie, zapewniając odpowiednią płynność rynku. Zjawisko to obrazuje wskaźnik *churn ratio* definiowany jako stosunek obrotu do fizycznych dostaw. Na NCG w 2015 r. wynosił on 3,56, zaś na GPL około 3,52.

Tabela 6. Dostawy fizyczne i obrót gazem w TWh na rynku Gaspool i NetConnect Germany w latach 2009–2012

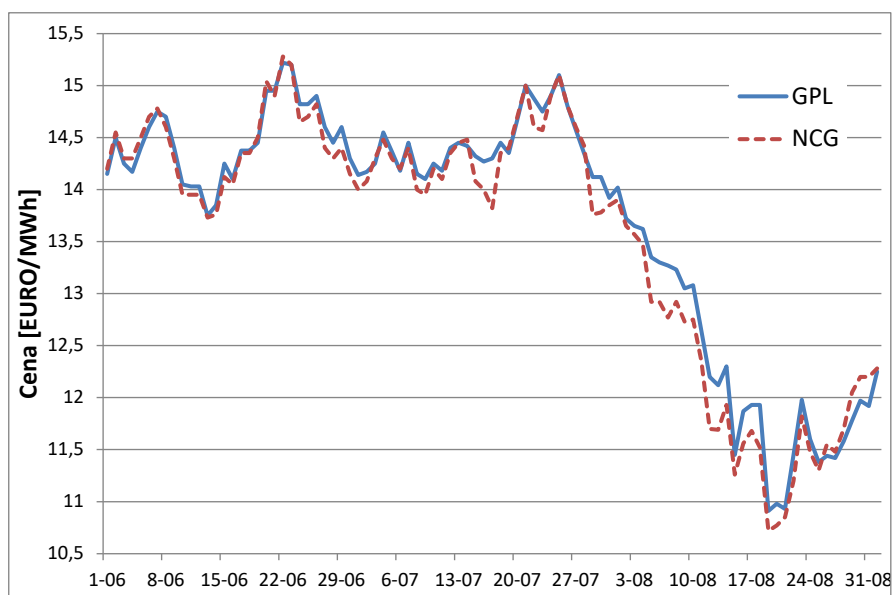
TWh	NCG			Gaspool		
	Dostawy fizyczne	Obrót	churn ratio	Dostawy fizyczne	Obrót	churn ratio
2009	277	622	2.25	143	318	2.22
2010	348	934	2.68	329	723	2.20
2011	395	1205	3.05	329	842	2.56
2012	470	1479	3.15	388	981	2.53
2013	526	1696	3.22	444	1 251	2.82
2014	530	1784	3.37	400	1 291	3.23
2015	552	1964	3.56	424	1 494	3.52

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Gaspool Balancing Service i NetConnect Germany.

Pomimo podziału niemieckiego rynku na dwa obszary bilansowe ceny na GPL i NCG (rys. 8) nie odbiegają od siebie znacząco, co pokazuje, że oba systemy pomimo podziału są bardzo dobrze połączone oraz nie występują między nimi wąskie gardła w przesyłce gazu.

Rynek gazu w Wielkiej Brytanii jest najstarszym takim rynkiem w Europie. Handel gazem odbywa się w National Balancing Point (NBP), gdzie po raz pierwszy zastosowano rozwiązanie polegające na oddzieleniu transakcji giełdowych od

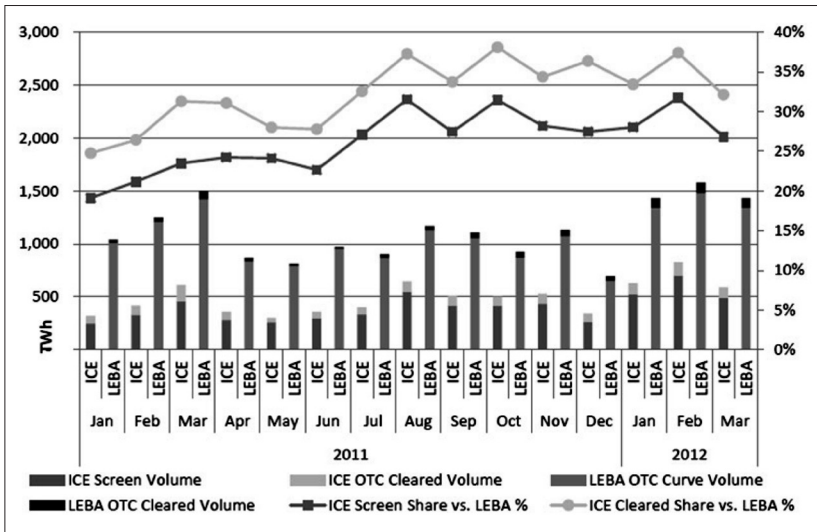
fizycznych przepływów gazu. Charakterystyczną cechą rynku jest istnienie jednej reprezentatywnej ceny bez względu na pochodzenie gazu. Cena wyznaczana jest na podstawie mechanizmu popytu i podaży. Uczestnikami NBP są spółki wydobywcze, spedytorzy, dostawcy, handlarze oraz odbiorcy końcowi zaopatrujący się bezpośrednio na rynku hurtowym. Na rynku brytyjskim w handlu gazem nie mogą brać udziału podmioty zajmujące się jego transportem (przesył i dystrybucja), co gwarantuje system licencji. Handel na NBP odbywa się w uregulowany sposób nie tylko na rynku giełdowym, ale także na rynku pozagiełdowym OTC. Obrót giełdowy odbywa się na platformie Intercontinental Exchange (ICE), zaś część pozagiełdowa w większości za pośrednictwem brokerów zrzeszonych w London Energy Brokers' Association (LEBA). Na rys. 9 przedstawiono udział poszczególnych rynków w obrocie gazem na NBP.



Rys. 8. Cena gazu NCG oraz GPL na rynku spot w okresie czerwiec–sierpień 2016 r.

Źródło: European Energy Exchange.

Większość handlu w Zjednoczonym Królestwie odbywa się na rynku pozagiełdowym OTC. Wskaźnik *churn ratio* dla NBP historycznie zawiera się w przedziale 10–20, co przedstawia brytyjski rynek jako najbardziej płynny w Europie [European Commission, 2014]. O ile uważa się, że giełdy są faktycznie płynne, gdy wskaźnik ten wynosi około 15, to istnieją rynki towarowe, gdzie wskaźnik *churn ratio* mieści się w okolicach 100 i więcej, np. amerykański punkt handlu gazem Henry Hub około 100, zaś dla rynku ropy amerykańskiej WTI czy brytyjskiej Brent – około 500 [DUKES, 2016].



Rys. 9. Udziały w handlu i wolumeny gazu obracane na ICE i OTC

Źródło: [Continental European Gas Hubs...].

W kontekście polskiej giełdy interesującym faktem jest ilość gazu, jaka sprzedawana jest za pośrednictwem ICE. Po ponad 15 latach funkcjonowania przechodzi przez nią około 1/3 całego wolumenu obracanego na NBP, co pokazuje, że obbligo na poziomie 55% jest bardzo trudnym warunkiem do spełnienia i w dłuższym terminie może przynosić więcej szkód niż korzyści.

PODSUMOWANIE

Polski rynek gazu jest siódmym co do wielkości rynkiem w UE i w przeciwieństwie do większości państw członkowskich charakteryzuje się wysokim udziałem zużycia gazu pochodzącego z krajowego wydobycia wynoszącym około 34%. Pozostałe zużycie pokrywane jest przez import głównie z kierunku wschodniego, a wewnątrzspółnotowe dostawy z Niemiec i Czech pokrywają około 10%. Rozpoczęte w ostatnim okresie inwestycje w rozbudowę międzynarodowych połączeń z ościennymi systemami oraz uruchomienie w 2015 r. terminalu do odbioru skroplonego gazu w okresie najbliższych kilku lat ma całkowite uniezależnić Polskę od dostaw gazu Rosji w kontraktach długoterminowych.

Krajowy rynek gazu jest dopiero w początkowej fazie rozwoju mechanizmów wolnorynkowych. O ile pierwsze kroki zostały wymuszone przez unijne akty normatywne w zakresie gazownictwa, to kolejne etapy liberalizacji powinny zostać zrealizowane na poziomie krajowym. Przepisy prawne, takie jak ustawa o zapasach i rozporządzenie dywersyfikacyjne, stanowią znaczące ograniczenie

w rozwoju konkurencji, które w połączeniu z obowiązkiem przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE oraz wciąż istniejącymi na rynku długoterminowymi kontraktami uniemożliwiają dostosowywanie cen do faktycznych kosztów krańcowych oraz ograniczają możliwości handlu gazem.

Przyjęty w Polsce model obrotu na rynku hurtowym gazu zakłada sprzedaż większościowego wolumenu poprzez anonimowe aukcje giełdowe. Narzucone przez ustawodawcę obligo gazowe spowodowało powstanie na rynku giełdowym sztucznego obrotu pomiędzy dwiema spółkami należącymi do jednej grupy kapitałowej. Takie rozwiązanie jest niespotykane na innych wspólnotowych rynkach gazowych, gdzie dominującą rolę odgrywają umowy bilateralne zawierane na rynku OTC, a transakcje giełdowe stanowią jedynie niewielką część obrotu.

W przeciwieństwie do innych rozwiniętych rynków gazowych, w Polsce na rynku detalicznym dominuje jeden podmiot, którego udział w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych w 2014 r. wynosił 89%.

BIBLIOGRAFIA

- BP Statistical Review of World Energy 2016, <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> (marzec 2017).
- Bujalski P., 2013, *Rozbudowa systemu przesyłowego w ramach jednolitego rynku energii i rozwoju rynku gazu*, Warszawa.
- Dane transakcyjne European Energy Exchange, <https://www.eex.com/> (sierpień 2016).
- Dane transakcyjne Gaspool Balancing Service, <https://www.gaspool.de> (sierpień 2016).
- Dane transakcyjne NetConnect Germany, <https://www.net-connect-germany.de> (sierpień 2016).
- Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES), 2016, Natural Gas Chapter 4, <https://www.gov.uk/government/statistics/natural-gas-chapter-4-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes> (sierpień 2016).
- 2014 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission, <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/2014-national-report-european-commission> (sierpień 2016).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0073> (sierpień 2016).
- ENTSOG, <http://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map> (sierpień 2016).
- Energy Information Administration, Energy Policies of IEA Countries – Germany 2013 Review.
- Energy Information Administration, Oil & Gas Security Emergency Response of IEA Countries – Germany, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014.html> (sierpień 2016).

- European Commission, 2014, EU Energy Markets in 2014, <http://ec.europa.eu/energy/en/statistics/country> (sierpień 2016).
- European Commission Fact Sheet, 16.02.2016, Security of gas supply regulation, Brussels, http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-308_en.htm (sierpień 2016).
- European Commission Press Release, 4.09.2012, Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom, Brussels, http://http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm (sierpień 2016).
- Gas Infrastructure Europe GIE, <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gsc-storage-map> (sierpień 2016).
- Heather P., 2012, *Continental European Gas Hubs: Are they fit for Purpose?*, University of Oxford, <https://www.oxfordenergy.org> (sierpień 2016).
- ICE Monthly Utilities Report, <https://www.theice.com> (sierpień 2016).
- Informacje prasowe Gaz System, <http://www.gaz-system.pl/nc/centrum-prasowe/aktualnosci/> (sierpień 2016).
- Informacje prasowe Urzędu Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/aktualnosci> (sierpień 2016).
- Nowak B., 2009, *Wewnętrzny rynek energii w Unii Europejskiej*, C.H. Beck, Warszawa.
- OIDE, Unia energetyczna wg stanu na 24.02.2016, http://oide.sejm.gov.pl/oide/images/files/pigulki/unia_energetyczna.pdf (sierpień 2016).
- Operator Systemu Magazynowania SP. z o.o., <https://www.osm.pgnig.pl/pl/magazyny> (sierpień 2016).
- Raporty miesięczne Towarowej Giełdy Energii, <https://www.tge.pl> (sierpień 2016).
- 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, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32010R0994> (sierpień 2016).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20000951042> (sierpień 2016).
- Starega P., 2006, *Kodeks sieci na wspólnotowym rynku gazu*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”, nr 1.
- Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20070520343> (sierpień 2016).
- Zajdler R., 2014, *Polski rynek hurtowy gazu ziemnego na tle rynków Unii Europejskiej*, Robert Zajdler Kancelaria Radcy Prawnego, Warszawa.

Streszczenie

W artykule przedstawiono opis funkcjonowania polskiego rynku gazu na tle rozwiniętych rynków gazu w Niemczech i Zjednoczonym Królestwie. Problematyka rozwoju branży gazowniczej w Polsce uzależniona jest od warunków geopolitycznych, wdrażanych rozwiązań prawnych, a także rozbudowywanej infrastruktury. Polska jest krajem, który na tle państw zachodniej Europy

stosunkowo niedawno rozpoczął wdrażać zmiany na rynku gazu. Pomimo zapoczątkowania prac nad rozwojem infrastruktury międzysystemowej oraz rozpoczęciem eksploatacji terminalu LNG infrastruktura przesyłowa jest wciąż słabo rozwinięta, ponadto występują ograniczenia prawne niepozwalające na rozwinięcie konkurencji, a także długoterminowy kontrakt PGNiG z Gazpromem stoją na przeszkodzie procesowi liberalizacji. Tylko wdrożenie wszystkich rozwiązań mających na celu uwolnienie rynku pozwoli na osiągnięcie wszystkich oczekiwanych korzyści, tj. uzyskanie bezpieczeństwa dostaw przy niskich cenach rynkowych. Artykuł pokazuje sytuację w trzech krajach UE, opisuje obecny zarys powstającego rynku paneuropejskiego oraz przedstawia zagadnienia ograniczające rozwój polskiego rynku gazu.

Słowa kluczowe: rynek gazu, gaz ziemny, bezpieczeństwo energetyczne

Polish gas market status against the background of Europe

Summary

The article illustrates Polish gas market compared to markets in developed countries, such as Germany and United Kingdom. Development of gas industry in Poland is dependent on geopolitical factors, legal regulations and the state of the infrastructure. In comparison to western Europe countries, Poland has started implementing gas market liberation measures relatively recently. Despite the fact that Poland has started preparations for further development of its transmission infrastructure and commissioned a LNG terminal in Swinujście, there are still many obstacles like insufficient transmission infrastructure, legal limitations against business competition, as well as long-term contract between PGNiG and Gazprom are inhibiting the liberalization process. Only implementation of all measures aimed at freeing the market will enable the achievement of all the expected benefits, that is obtaining secure supply of fuel at low market prices. The article describes the situation in three countries inside the European Union. Moreover it outlines current state of the emerging pan-European market and presents the issues hampering the development of the Polish gas market.

Keywords: gas market, natural gaz, energy security

JEL: L10, Q41