

Stanisław Rychlicki*, Jakub Siemek*

GAZ ZIEMNY NA ŚWIECIE, W EUROPIE I W POLSCE. ZASOBY, HANDEL, DYWERSYFIKACJA

W energetyce światowej zauważa się stopniowy, ale wyraźny trend wzrostowy w zakresie udziału gazu ziemnego w rynku energetycznym. Można sformułować kilka pytań na ten temat:

- Czy wzrost zapotrzebowania na gaz pozostaje w korelacji z jego dostawami zarówno na poziomie regionalnym, jak i globalnym?
- W jakim stopniu wzrost cen gazu powoduje zmniejszenie jego konsumpcji na rynkach poszczególnych państw?
- Czy potencjał wydobywczy eksporterów gazu ziemnego rośnie szybciej od zapotrzebowania?
- W jakiej mierze zmieniający się rynek gazu ziemnego wpływa na zróżnicowanie charakteru jego dostaw (LNG, CNG, gaz dostarczany wydłużającymi się coraz bardziej gazociągami drogą lądową czy morską)?

Odpowiedź na te pytania staje się istotna zarówno dla producentów, jak i konsumentów gazu ziemnego i oczywiście rządów poszczególnych krajów oraz firm potężnego przemysłu gazowniczego.

Bazując na statystykach IEA czy Cedigaz można stwierdzić [1], że udokumentowane zasoby gazu ziemnego wzrosły w latach 1990–2004 do 38 tcm (tcm = 10^{12} m³), czyli o 27%. W tym okresie nastąpił wzrost produkcji o 36%, a wystarczalność zasobów zmniejszyła się z 69 do 64 lat.

W tabeli 1 przedstawiono zmiany średniego przyrostu udokumentowanych zasobów w poszczególnych regionach Świata.

Wielkość wzrostu zasobów gazu ziemnego zwiększyła się średnio od 1% w roku 1990 do 2,4% w roku 2004. Jednak przyrost ten nastąpił głównie dzięki dwóm regionom: Środkowemu Wschodowi i Afryce. Na Środkowym Wschodzie udokumentowane zasoby wzrosły o 6,4 tcm (trylionów m³) w okresie od 1990 do 1997 roku a następnie o dodatkowe 23,8 tcm pomiędzy 1997 a 2004 rokiem.

* Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica, Kraków.

Tabela 1Zmiany w udokumentowanych zasobach
w latach 1990–2004

Państwo lub region	Rok	Zasoby udokumentowane [bcm] ¹			Udział na świecie [%]		Średni roczny wzrost 1997–2004 [%]
		1990	1997	2004	1990	2004	
Ameryka Północna		9 378	8 341	7 359	6,6	4,1	–1,8
OECD Europa		6 004	7 220	6 238	4,2	3,5	–2,1
OECD Pacyfik		2 461	2 280	2 650	1,7	1,5	–3,4
Inne Europa		617	480	366	0,4	0,2	–3,8
FSU		55 000	56 160	57 421	38,7	31,9	0,3
Środkowy Wschód		43 056	49 485	73 330	30,3	40,7	5,8
Afryka		9 771	10 248	14 126	6,9	7,8	4,7
Azja		10 023	10 961	11 644	7,1	6,5	0,9
Ameryka Łacińska		5 694	6 288	6 908	4,0	3,8	1,4
Świat		142 004	152 563	180 042	100,0	100,0	2,4

¹ bcm = 10⁹m³.

Źródło: [13]

W analizowanym okresie nastąpił zatem na Środkowym Wschodzie przyrost udokumentowanych zasobów o około 80%. W krajach OECD nastąpił spadek zasobów nie tylko relatywnie, ale także w skali bezwzględnej. W Ameryce Północnej zanotowano również spadek o około 1,7–1,8%. Ten obraz należy uzupełnić (tab. 2) o jeszcze nieodkryte zasoby gazu ziemnego [1].

Tabela 2

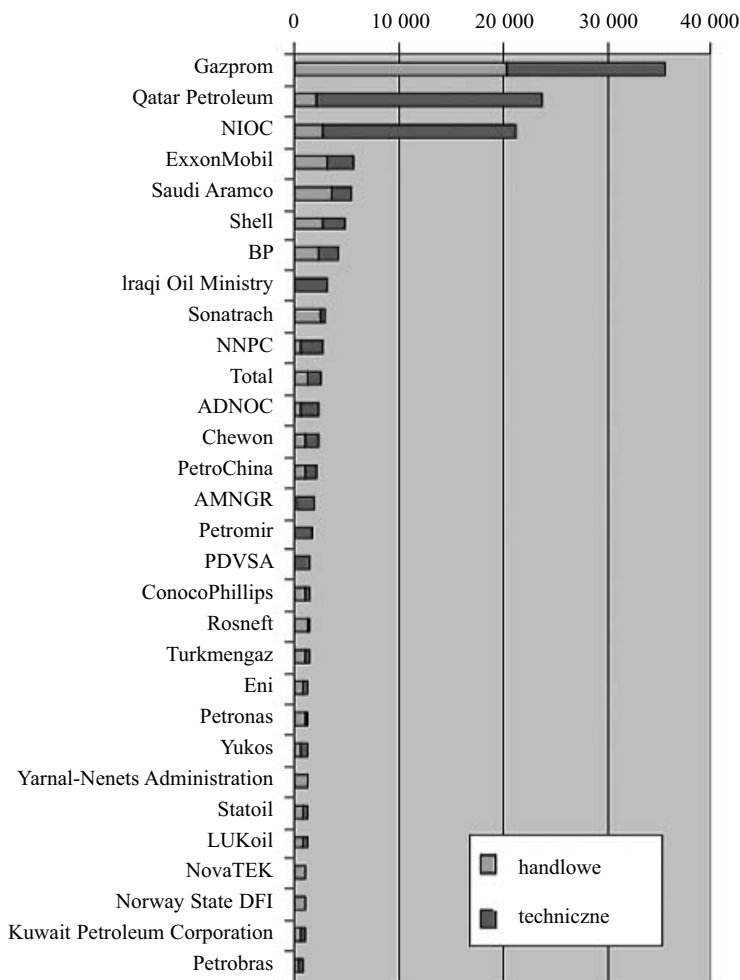
Nieodkryte zasoby gazu ziemnego

	Nieodkryte zasoby gazu (bcm)			
	95%	Moda	5%	Średnio
Ameryka Północna	12 909	20 255	40 431	24 263
Europa Zachodnia	3 555	5 830	13 093	7 380
Kraje Śródziemnomorskie	142	283	1 133	510
FSU	32 295	54 504	133 229	71 983
Środkowy Wschód	15 501	24 150	47 402	28 717
Afryka	5 292	8 890	21 422	11 654
Azja i Oceania	7 790	12 686	27 918	15 901
Ameryka Południowa	3 504	6 028	15 739	8 244
Świat	80 989	132 626	300 368	168 652

Źródło: [13]

Służby Geologiczne Stanów Zjednoczonych USGS (United States Geological Survey) oceniają je na 170 tcm, z czego 43% umieszczają na obszarze krajów byłego ZSRR FSU (Former Soviet Union), a 17% na terenie Środkowego Wschodu. Pomimo że na Środkowym Wschodzie mamy najwięcej niewykorzystanych zasobów gazu ziemnego, to USGS twierdzi, że największe potencjalne zasoby tkwią na terenie Rosji. Równocześnie USGS przewiduje, że w Ameryce Północnej należy liczyć na 14% nieodkrytych światowych zasobów gazu ziemnego.

Warto również zwrócić uwagę na podział udokumentowanych zasobów pomiędzy poszczególne firmy. Uważa się, że obecnie 30 światowych firm ma do dyspozycji 80% światowych zasobów gazu ziemnego, w tym 10 firm – 60% (rys. 1).

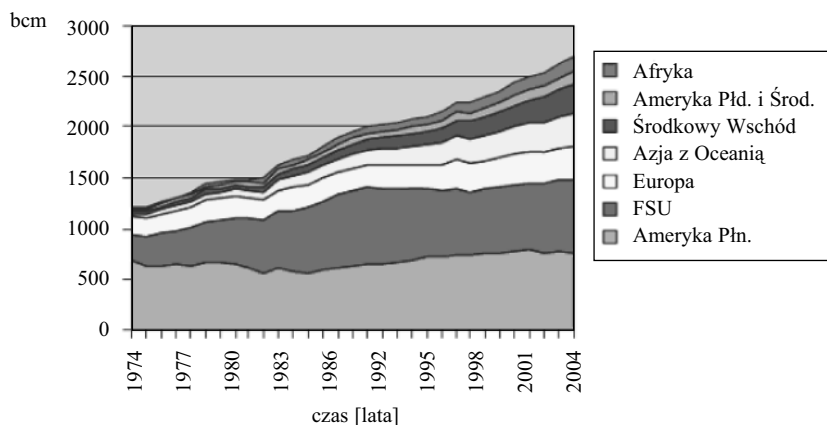


Rys. 1. Wiodące firmy gazownicze i zasoby gazu ziemnego będące ich własnością

Źródło: [1]

Zgodnie z przewidywaniami na czele listy znajduje się Gazprom, który dysponuje 35 tcm zasobów, w tym 57% uważanymi za handlowe. Na kolejnych miejscach znajdują się Qatar Petroleum oraz National Iranian Oil Company odpowiednio z 23,8 i 21,3 tcm, chociaż należy zwrócić uwagę, że posiadają one relatywnie znacznie mniejsze, w stosunku do Gazpromu, zasoby handlowe. Ogromne firmy jak ExxonMobil, Shell i BP znajdują się dopiero na czwartym, szóstym i siódmym miejscu, natomiast pierwszą dziesiątkę zamykają tak poważni kontrahenci, jak Saudi Arabia, Iraqi Oil Ministry, algierski Sonatrach czy nigeryjska NNPC.

Opierając się na miarodajnych danych BP, należy stwierdzić, że wydobycie gazu ziemnego wzrosło od około 1210 bcm w 1974 roku do około 2700–2800 bcm w roku 2004, co wskazuje, że średni roczny przyrost wynosi około 2,7–2,8% [1]. To nieco zamazuje rzeczywisty obraz wzrostu produkcji w poszczególnych okresach: w latach 1974–1984 było to 3%, w latach 1984–1994 – 2,6%, a w latach 1994–2004 – 2,5%. Istnieją także wyraźne różnice w tym zakresie pomiędzy poszczególnymi regionami. I tak w Afryce, Azji z Oceanią i na Środkowym Wschodzie wydobycie gazu wzrastało odpowiednio o 9,5% rocznie, 8% rocznie i 7,5% rocznie w okresie od 1974 do 2004 roku. W przeciwieństwie do tego w Ameryce Północnej ten wzrost kształtował się na poziomie tylko 0,4% rocznie (rys. 2).



Rys. 2. Zmiany wielkości wydobycia gazu ziemnego w latach 1974–2004

W 2000 roku konsumpcja gazu ziemnego osiągnęła 2,442 bcm/rok, a jego udział na rynku energii kształtował się na poziomie 23,2%. Według podstawowego (średniego) scenariusza nastąpi do roku 2030 podwojenie ww. konsumpcji, która osiągnie 4,831 bcm/rok przy założeniu średniego rocznego wzrostu zużycia gazu na poziomie 2,3%. Przewiduje się, że udział gazu ziemnego w rynku energii wzrośnie do 26,5%.

Oczekiwania jeszcze kilka lat temu były znacznie wyższe ze względu na przewidywany wzrost zużycia gazu do produkcji energii elektrycznej. Zakładano w związku z tym, że w roku 2000 udział gazu w rynku energii wyniesie 30%, przewidywany przyrost zużycia gazu 3,1% a udział w 2030 roku wyniesie 39%. Niestety prognozy te nie sprawdziły się ze względu na zbyt wolne wprowadzanie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej i znaczny wzrost cen gazu. Pomimo to przewiduje się, że w latach 2000–2010 nastąpi wyraźny wzrost zużycia

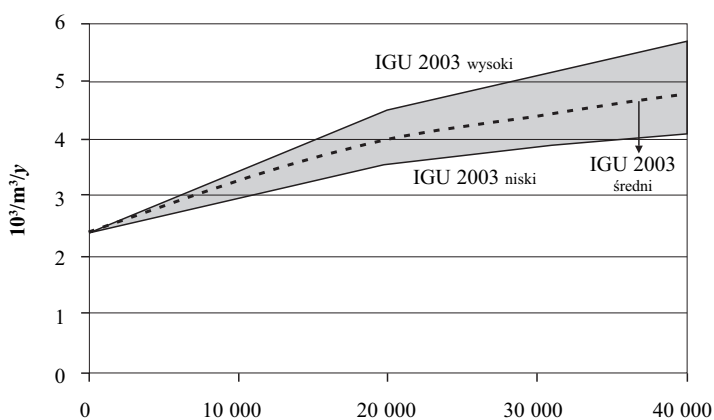
gazu do produkcji energii elektrycznej do poziomu 330 bcm/rok. Spowoduje to wzrost zużycia gazu na rynku w tym okresie do około 39%, po czym wzrost ten ulegnie zahamowaniu oraz spadkowi. W tabeli 3 zamieszczono prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny według Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (DOE), Międzynarodowej Agencji Energii IEA (International Energy Agency) oraz Unii Gazowniczej IGU (International Gas Union), w roku 2003 wyniosło ono 2,7 tcm. Pomimo różnych metod szacowania prognoz można uznać, że prognozy zamieszczone w tabeli 3 są do siebie zbliżone.

Tabela 3

Prognozy zużycia gazu ziemnego wg IEA, DOE i IGU [10^9 m³/rok]

	Instytucja prognozująca i data prognozy	Rok, którego dotyczy prognoza				
		2003	2010	2020	2025	2030
IEA-WEO poziom średni	IEA 2002	2,7	3,4	4,3	–	5,0
	IEA 2004	2,7	3,2	4,1	–	4,9
	IEA 2005	2,7	3,2	4,1	–	4,8
DOE-IEO poziom średni	DOE 2002	2,7	3,4	4,5	–	–
	DOE 2004	2,7	3,0	3,8	4,3	–
	DOE 2005	2,7	3,2	4,0	4,4	–
IGU poziom średni	IGU 1997	2,7	3,2	3,6	–	4,1
	IGU 2000	2,7	3,2	3,9	–	4,7
	IGU 2003	2,7	3,3	4,0	–	4,8
IGU 2003 poziom wysoki lub niski	IGU 2003 niski	2,7	3,0	3,6	–	4,1
	IGU 2003 wysoki	2,7	3,5	4,5	–	5,7

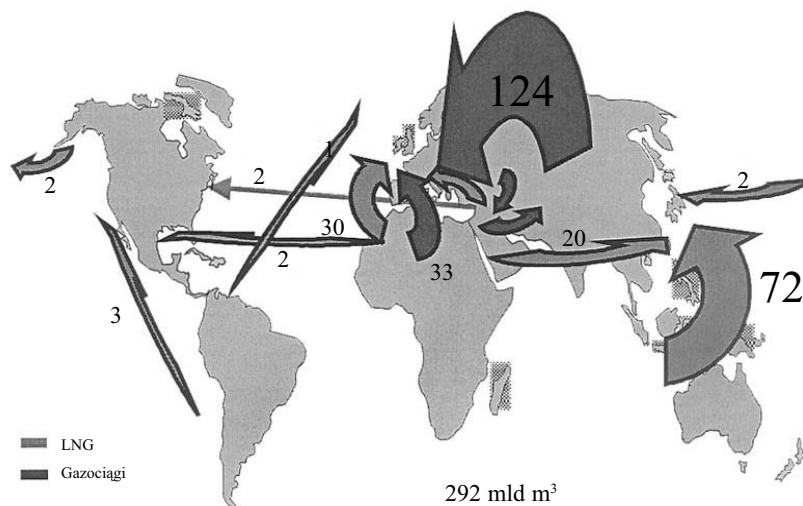
Na rysunku 3 przedstawiono zmiany prognozowanego zapotrzebowania na gaz według IGU. Wyraźnie widać, że linia bazowa wyznaczona w roku 2003 przez IGU pokrywa się z prognozami bazowymi DOE-IEO i IEA-WEO.



Rys. 3. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny

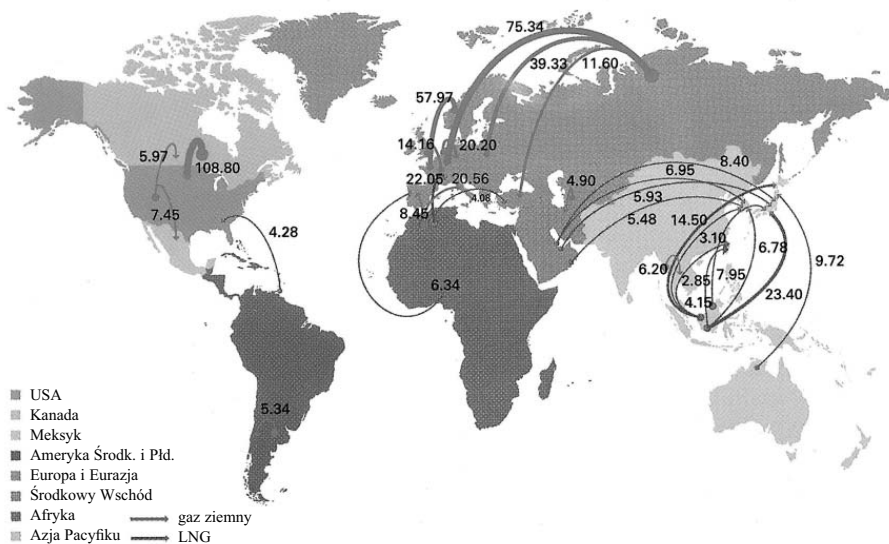
Źródło: [1]

Wzrost zapotrzebowania na gaz będzie implikował dalszy rozwój handlu gazem. Międzynarodowa Unia Gazownicza (IGU) rozróżnia dwa poziomy handlu gazem: interregionalny i międzynarodowy [2]. W handlu interregionalnym bierze udział 12% gazu zużywanego na globie ziemskim. Główne strumienie handlu gazem pokazano na rysunkach 4 i 5.



Rys. 4. Interregionalny handel gazem w roku 2000 [mld m³]

Źródło: [3]



Rys. 5. Międzynarodowy handel gazem w roku 2002 [mld m³]

Źródło: [3]

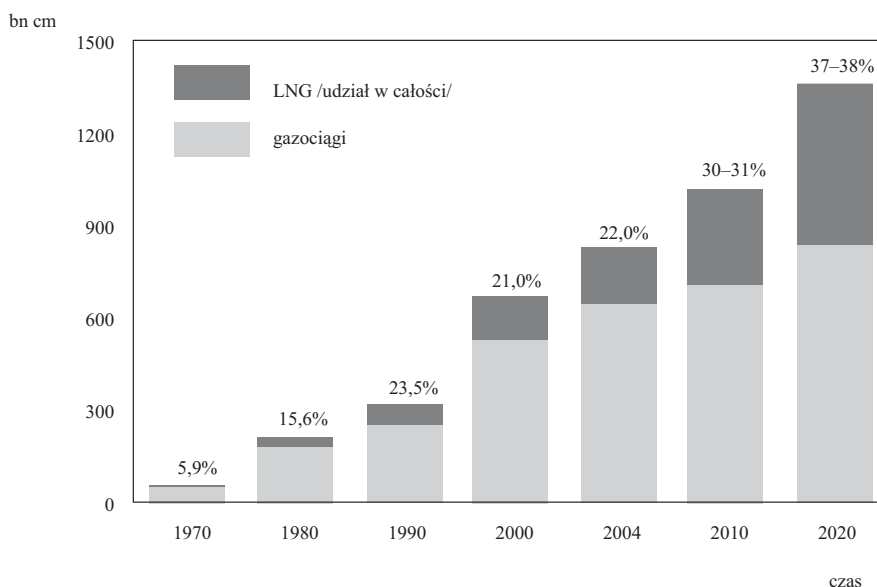
Największe natężenie przesyłu gazu ma miejsce pomiędzy pięcioma regionami, spośród których gaz eksportują: Wsch. Europa (Rosja) i Płn. Azja (43%), Płd.-Wsch. Azja i Oceania (25%) oraz Afryka (22%), natomiast importerami gazu są: Zachodnia i Środkowa Europa (65%) oraz Wsch. Azja (32%). Udział gazu w postaci ciekłej (LNG) w ciągu roku stanowi około 46%, natomiast objętość gazu przesyłanego gazociągami magistralnymi wynosi około 54%.

Głównymi importerami LNG są: Wsch. Azja (71%) oraz Zach. i Środkowa Europa (24%). Gazociągi magistralne łączą region Europy, oraz Bliskiego i Środkowego Wschodu z Wschodnią Europą i Płn. Azją (79% przesyłanego gazu) oraz z Afryką (21%) z tendencjami wzrostu strumieni. Międzynarodowy handel gazem, obejmujący handel zarówno między regionami, jak i wewnątrz regionów, osiągnął wielkość 631 mld m³/rok gazu, w tym 133 mld m³ LNG (21%) oraz 498 mld m³ (79%) gazu przesyłanego gazociągami.

Przyczyny wzrostu znaczenia handlu gazem LNG są następujące:

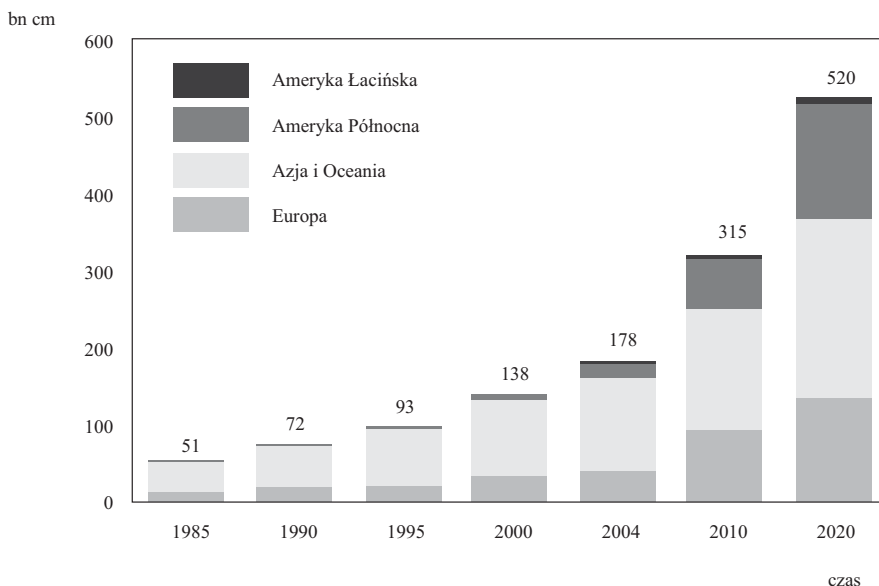
- łatwość stosowania transportu LNG przy różnych usytuowaniach złóż gazu i odbiorców, często odległych od siebie i odosobnionych;
- permanentne obniżanie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych poszczególnych ogniw łańcucha LNG;
- elastyczne dostosowywanie się handlu LNG do wymogów i warunków rynkowych, np. dostawy klasy spot.

Prognozy co do wzrostu dynamiki handlu gazem oraz perspektyw technologii LNG (*Liquid Natural Gas*) pokazano na rysunkach 6 i 7.



Rys. 6. Dynamika handlu gazem w świecie [bcm]

Źródło: [13]



Rys. 7. Dynamika importu LNG w Świecie [bcm]

W odniesieniu do handlu gazem i rynków gazowych można sformułować następujące wnioski:

- Przemysł gazowy w najbliższym 30-leciu będzie, co prawda, zmierzał w kierunku integracji, ale ze względu na wysokie koszty przesyłu gazu, zwłaszcza pomiędzy regionami, nie będzie przemysłem globalnym. Intrregionalny handel gazem będzie korzystniejszy.
- Konotacje związane z gazem jako nośnikiem energii, to:
 - czystość spalin i redukcja ilości dwutlenku węgla,
 - wysoka sprawność energetyczna,
 - łatwe wkomponowanie instalacji gazowych w środowisko,
 - łatwość przesyłu i transportu gazu,
 - kadra o wysokich kwalifikacjach.
- Rozwinięte i stabilne systemy gazownicze zapewniają długookresowe, bezpieczne użytkowanie, stanowią o wysokim komforcie odbiorców.
- W okresie 2001–2030 nakłady na utrzymanie i rozwój przemysłu gazowniczego szacowane są liczbami z przedziału 2000 do 2900 mld USD. Pozyskanie tych funduszy może być trudne, sukces handlowy nie jest pewny. Przedsięwzięcia i projekty przemysłu gazowniczego w dużej mierze zależą od zmieniających się warunków ekonomicznych i politycznych, zwłaszcza w długim okresie.
- Na rynkach gazownicznych pojawia się wiele firm i przedsiębiorstw. Proces korelacji ich funkcjonowania może, w pewnych sytuacjach, powodować destabilizację rynku. Wówczas niezbędne jest użycie aparatu kontrolno-regulacyjnego, jak również stosowanie rozwiązań o charakterze politycznym.

- W Europie ważną, a nawet dominującą rolę, odgrywać będzie import interregionalny (wsch. Europa i płn. Azja, Bliski Wschód, Afryka), dlatego tak ważne są duże nakłady finansowe na renowację i rozwój infrastruktury transportowej. Procesy decentralizacji rynku, jego stabilność i przejrzystość, adekwatne, liberalne przepisy (dyrektywa europejska), powinny przyciągać inwestorów. Zaznacza się dążność do utworzenia spójnego rynku, pozbawionego różnic występujących jeszcze obecnie.

Zarysowana powyżej alokacja zasobów wydobycia i potrzeb w odniesieniu do gazu ziemnego powinna stanowić podstawę do planowania polityki gazowej Polski. I w tym miejscu warto napisać kilka uwag na temat dywersyfikacji dostaw gazu do Polski:

W kontekście członkostwa Polski w Unii Europejskiej oraz zjednoczenia rynku gazowego zmienia się pozycja gazociągu Jamał–Europa Zachodnia. Jest on jedną z co najmniej kilku dróg importu gazu do Unii, a jego normalne funkcjonowanie będzie też tylko jednym z elementów bezpieczeństwa energetycznego Unii. Zmienia się w ten sposób odpowiedzialność eksportera za wielkość i ciągłość dostaw, a system gazowniczy Polski staje się fragmentem połączonego systemu gazowniczego Unii, co implikuje wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Rzecz jasna nie powinno to być jedyne połączenie z siecią europejską. Konieczna jest budowa innych połączeń, np. z siecią gazową funkcjonującą w Niemczech czy w Czechach. Jest to szczególnie istotne w związku z planowaniem budowy gazociągu po dnie Bałtyku bezpośrednio z Rosji do Europy Zachodniej.

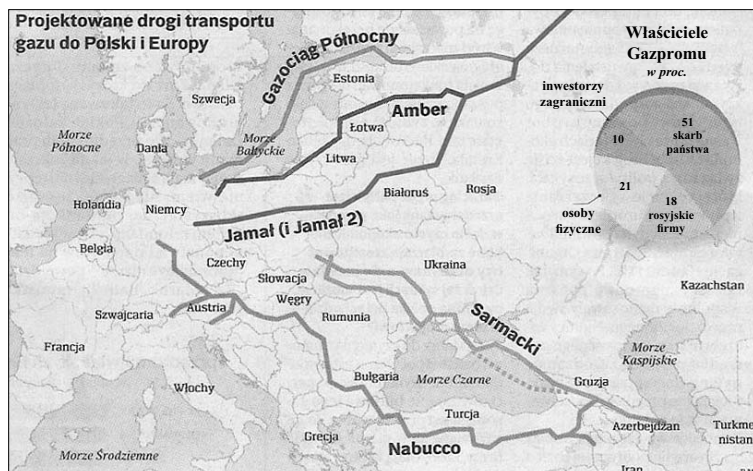
Warto przypomnieć że do chwili obecnej wybudowano 1 linię gazociągu jamalskiego, budowa drugiej została zatrzymana. Zdolność przesyłowa tej linii wynosi ok. 29 mld m³ na rok (2005 r. po ukończeniu dwóch tłoczni gazu), wobec docelowej ok. 33 mld m³ na rok (dalsze lata). Wydaje się jednak prawdopodobne, że druga linia gazociągu może być również wybudowana, ale w odleglejszym czasie, a na pewno po ukończeniu przez Rosję prac przy układaniu gazociągu Bałtyckiego. Z pozycji ekonomiki przedsięwzięcia, konstrukcja drugiej linii gazociągu jamalskiego jest o wiele korzystniejsza (koszt inwestycji ok. 2 mld USD) niż poprowadzenie gazociągu bałtyckiego. Rosja jednak dąży do sukcesywnego zwiększania eksportu gazu do Europy.

W ostatnim okresie została podjęta brzemienna w skutkach dla Europy Środkowej, przede wszystkim jednak dla Polski, decyzja o budowie gazociągu „North Trans Gas” prowadzącym z Wyborga (na północ od Petersburga), dnem Bałtyku do miejscowości Greifswald (północno-wschodnie Niemcy). Trasę przebiegu gazociągu przedstawiono na rysunku 8.

Jego długość ma wynosić 1200–1400 km, a zdolność przesyłowa od 20 do 36 mld m³/rok. Koszt budowy wcześniej oceniono na 3 do 5 mld USD, obecnie szacuje się na 5 do 7 mld USD [8]. Porozumienie o budowie zostało podpisane przez Rosję, Niemcy oraz Wielką Brytanię. Oddanie gazociągu do eksploatacji nastąpiłoby ok. 2012 r. Gazociąg umożliwi przedsiębiorstwu rosyjskiemu OAO „Gazprom” operowanie dostawami gazu do Europy Zachodniej w sposób bardziej elastyczny, stawiając jednocześnie firmy rosyjskie w uprzywilejowanej pozycji we wszystkich rokowaniach związanych z eksportem gazu.

Bezpośrednio będzie to dotyczyło Polski. Postrzegając rysujące się zagrożenie energetyczne, Rządy Polski, Litwy i Łotwy przedstawiły Komisji Europejskiej w marcu 2005 r. projekt gazociągu „Amber” biegnącego z Rosji przez Łotwę, Litwę, obwód Kaliningradzki

do Polski (rys. 8) i dalej do Europy Zachodniej. Problemem byłyby środki finansowe. Inicjatywa ta, jak należy sądzić z dotychczasowego przebiegu spraw, spełzła na niczym, była zbyt późna. I tu nasuwają się refleksje.



Rys. 8. Projekty tras gazociągów do Europy

Przez długi czas liczne grono analityków i autorów opinii czy artykułów twierdziło, że ze względów ekonomicznych, gazociąg bałtycki nie powstanie. Piszący ten szkic przewidywali inaczej. Oprócz wiedzy ekonomicznej należy dysponować wiedzą technologiczną, a także polityczną. Od początku było nie do pomyślenia, żeby Europa liczyła jedynie na wyczerpujące się zasoby Morza Północnego, a Rosja nie zechciała eksportować tego, czego ma najwięcej, a więc gazu ziemnego, będąc zdecydowaną na pokonanie wszelkich trudności widocznych z punktu widzenia Rosji, pomimo ponoszenia wielkich kosztów, których zwrot z nadwyżką nastąpi w bardzo niedalekiej przyszłości, pomijając wszelkie inne względy, choćby natury politycznej.

I jeszcze jedna uwaga. Przedsięwzięcie bałtyckie po ukończeniu będzie dziełem inżynierskim, zaprojektowanym i zbudowanym z rozmachem przez firmy gazowe o ustalonej pozycji i renomie. Nie chodzi tu o dywersyfikację na skalę 1–2 mld m³ gazu, w dodatku poprzez umowy zawierane z małymi, nieliczącymi się dostawcami. Wydaje się również, że rozmowy polsko-norweskie w sprawie zakupu gazu przyspieszyły dojrzewanie rosyjskiej decyzji.

Z inicjatywy grupy pięciu państw Europy Południowej i Środkowej (Turcja: Botas, Bułgaria: Bulgargaz, Rumunia: SNTGN Transgaz SA, Węgry: MOL, Austria: ÖMV) powstał w 2004 r. projekt Nabucco (rys. 8). Zgodnie z tym projektem ma zostać zbudowany gazociąg o długości 3240 km łączący zasobne złoża gazu ziemnego regionu Morza Kaspijskiego (Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan, Uzbekistan) oraz Środkowego Wschodu (Iran, a także inne kraje arabskie, w tym Irak i Syria, a nawet Egipt) z wymienionym obszarem.

Trasa gazociągu to: wschodnia granica Turcji–Bułgaria–Rumunia–Węgry–Austria (centrum odbioru gazu na granicy wschodniej – Baumgarten). Zdolność przesyłowa systemu ma wynosić od 26,1 do 32,2 mld m³/rok, z której to ilości 10–12 mld m³/rok miałyby zużywać kraje tranzytu, a 13,5 do 16 mld m³/rok byłoby eksportowane do innych państw. Duże zainteresowanie importem gazu środkowo-wschodniego zgłosiły już Grecja (zrealizowane połączenie), Słowacja i Czechy.

Projekt ten powinien pozostawać w polu polskich analiz i stanowiłby prawdziwą dywersyfikację dostaw gazu do kraju. Okres budowy gazociągu to lata 2006–2009, początek eksploatacji 2009 lub 2010 rok, a więc podobne terminy, jak przy konstrukcji gazociągu bałtyckiego. Pisząc o Nabucco, nie można zapominać o rurociągu „Blue Stream” i o projektach z nim związanych. Został on wybudowany przez Gazprom i włoski ENI na trasie Krasnodar–Morze Czarne–port Samsun–Ankara. Jego długość wynosi około 1400 km docelowa moc przesyłowa – około 16 mld m³. Pokonuje on Morze Czarne na odcinku wynoszącym 395 km i w tym zakresie osiąga głębokość 2150 m, co czyni go obecnie najgłębiej położonym rurociągiem na świecie [9, 10].

Rosja, w porozumieniu z Turcją, planuje przedłużenie tego gazociągu do portu Ceyah nad Morzem Śródziemnym i wybudowanie tam terminalu LNG. Niezależnie od tego Rosja planuje wybudowanie tzw. Gazociągu Południowego, którego trasa pokrywałaby się z Nabucco i który byłby niejako kontynuacją rurociągu Blue Stream. Obecnie trudno powiedzieć jak zakończy się sprawa Gazociągu Południowego i Nabucco. Być może będzie to jeden gazociąg współfinansowany również przez Rosję.

Możliwy jest wariant przesyłu gazu z Kazachstanu lub Turkmenistanu *via* Ukraina. Taki projekt wydaje się być jednak odleglejszy i trudniejszy w realizacji. Ponadto nie jest pewniejszy pod względem politycznym niż inne, a czy jest ekonomiczny, powinny pokazać adekwatne analizy.

Należałoby bardziej energicznie podjąć zagadnienie importu skroplonego gazu ziemnego (LNG). Sprawa ciągnie się już od ponad dziesięciu lat. W 1996 roku przeprowadzono badania i wytypowano miejsca pod budowę terminalu. Niestety prac nie kontynuowano, a w tym samym czasie wybudowało terminale kilka państw europejskich, takich jak Francja, Włochy, Hiszpania, Grecja czy Portugalia i ciągle budowane są następne. W roku 1996 był tylko jeden terminal LNG w Europie w Belgii. Niestety budowa terminalu wymaga 7–9 lat. Koszty budowy terminalu są wysokie, a cena skroplonego gazu ziemnego jest nadal wyższa od gazu dostarczanego gazociągami.

Zwiększenie wydobycia krajowego można osiągnąć poprzez bardziej racjonalne zagospodarowanie krajowych złóż, uwzględniając w tym różne metody intensyfikacji, przy równoczesnym zwiększeniu nakładów finansowych na poszukiwania do co najmniej 600 mln zł rocznie [12]. Należy pamiętać, że zasoby prognostyczne w zakresie gazu ziemnego ocenia się na 600–800 mld m³, a według niektórych optymistycznych założeń do nawet 3000 mld m³ [11]. Zasoby udokumentowane podane w statystykach wewnętrznych i zagranicznych wynoszą aktualnie ok. 110 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Wykonanie tzw. rewersu gazociągu jamalskiego pozwoliłoby na przesyłanie gazu w obie strony tzn. z Rosji do państw UE oraz z państw UE do Polski.

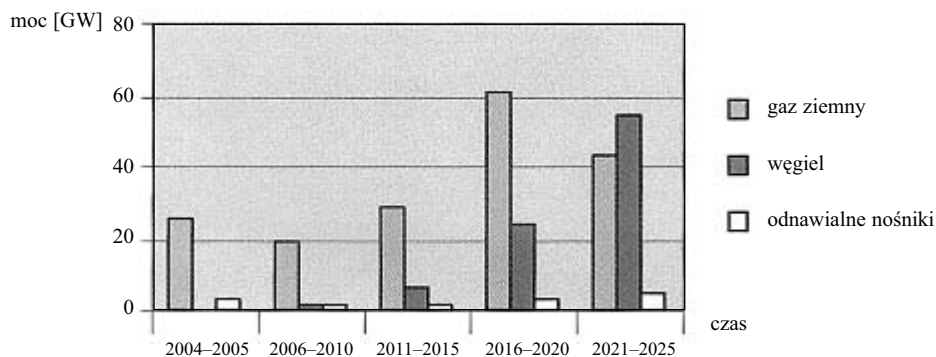
Kierunki dywersyfikacji rysują się zatem następująco:

- wydobycie z własnych złóż (z prawdopodobnym zwiększeniem wydobycia),
- utrzymanie połączeń z Rosją,
- połączenie z systemem Zachodniej Europy (z możliwością ewentualnego importu gazu z Morza Północnego przez ten system),
- sprzężenie z gazociągami ze Środkowego Wschodu, gazociągi ukraińskie,
- import LNG,
- import CNG.

Jedną z form dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, a równocześnie zabezpieczeniem energetycznym kraju jest posiadanie odpowiedniej wielkości i odpowiedniej ilości podziemnych magazynów gazu. Dzięki temu w okresach zimowych, pomimo skokowo wzrastającego poziomu zapotrzebowania na gaz, system dysponuje odpowiednią zdolnością dostaw i może w pełni zabezpieczyć ciągłość dostaw gazu do odbiorców. I tak było np. w okresie szczytu w styczniu 2006, kiedy to maksymalne zapotrzebowanie dobowe odbiorców wyniosło 63 mln m³/24h.

Ale przejdźmy do innej, dającej powody do poważnego zastanowienia, informacji dotyczącej tym razem partycypacji węgla i gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej w USA [6]. Generowanie energii elektrycznej przy użyciu wysokosprawnych turbin gazowych ma wiele niewątpliwych zalet. Budowa elektrowni gazowych wymaga mniejszych nakładów inwestycyjnych oraz znacznie krótszego czasu niż przy zastosowaniu innych technologii. Emisje zanieczyszczeń do atmosfery są o wiele niższe niż w energetyce opartej na węglu: 45% mniej dwutlenku węgla, 80% mniej tlenków azotu, bardzo niewielkie ilości związków siarki (poniżej 20 ppm) oraz cząstek stałych i pyłów.

Pomimo tego w USA następuje zwrot w kierunku technologii czystego węgla, jako preferowanego rozwiązania następnej generacji. Prognoza Departamentu Energii USA przewiduje, że począwszy od roku 2020 przeważa technologię węglowych w nowopowstających elektrowniach (rys. 9).



Rys. 9. Udział nośników energii w nowopowstających elektrowniach w USA

Źródło: [6]

W generowaniu energii elektrycznej w USA aktualnie węgiel stanowi 51%, gaz ziemny – 17%, a energia jądrowa – 21%. Inne kraje zależne od węgla w produkcji energii elektrycznej to: Indie (78%), Chiny (70%), Australia (70%) oraz Polska (95%). Kraje te, także USA, posiadają również znaczące zasoby węgla kamiennego i brunatnego [13].

Argumentami na rzecz reorientacji technologii energetycznych w kierunku węgla są:

- Wysokie ceny gazu ziemnego, które powiększają koszty operacyjne elektrowni lub elektrociepłowni gazowych. Wg źródeł amerykańskich na koszt ten w 90% wpływają ceny dostawy gazu. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w USA wystarczą, wg prognoz, jeszcze na okres ok. 10 lat, dlatego przewiduje się zwrot w polityce energetycznej w kierunku węgla, technologii LNG, ewentualnie energetyki jądrowej w tym siłowni jądrowych nowej generacji skojarzonych z węglem. Zasoby przewidywane Ameryki Północnej są większe, ale trzeba je odkryć i udokumentować. Wpływ na kształtowanie się cen gazu ma również dynamika gospodarki Chin, zdolnych przyjąć prawie każdą ilość surowców energetycznych (np. okres *prosperity* węgla).
- Szybka i łatwa dostępność do złóż węgla usytuowanych na własnym obszarze państwowym. Krótkookresowe zapasy węgla są magazynowane na terenie elektrowni.
- Długość tras gazociągów magistralnych stwarza zagrożenie dla ciągłości dostaw, wynikające również z warunków terenowych i pogodowych. Podobne obawy nasuwa długość łańcucha w dostawach skroplonego gazu (LNG).
- Chociaż użycie gazu ziemnego jako paliwa turbinowego znacznie redukuje emisję CO₂, NO_x, SO₂ (gazy cieplarniane) do atmosfery, to jednak ich nie eliminuje. Wprowadzenie nowoczesnych technologii węglowych, np. zintegrowanej gazyfikacji w kombinowanym cyklu, obniża koszty procesu wychwytu CO₂, na przykład w warstwach porowatych.
- Otwarcie pola optymalizacji gospodarki nośnikami energii lub paliwami. Pojawia się paleta technologiczna, a więc: technologie czystego węgla, skroplony gaz ziemny LNG (*Liquid Natural Gas*), produkcja paliw ciekłych z gazu ziemnego GTL (*Gas To Liquid*), ewentualnie sprężony gaz ziemny CNG (*Compressed Natural Gas*). Problem optymalizacji rodzajów źródeł energii zaczyna się zarysowywać w Wielkiej Brytanii, gdyż złoża gazu ziemnego sektora brytyjskiego Morza Północnego również wyczerpują się. Rozważa się powrót do energetyki jądrowej, buduje się terminale LNG.

Sytuacja energetyczna USA jest w pewnym sensie podobna do Polski, ale niewątpliwie będzie wywierała istotny wpływ na energetykę i handel paliwami w świecie, również po obydwu stronach Oceanu Atlantyckiego.

Warto na zakończenie tego artykułu przedstawić całościową ocenę przemian i procesów zachodzących zarówno obecnie, jak i w przyszłości we wszystkich ogniwach przemysłu gazowniczego i rynków gazowych.

Przemysł gazowniczy – stan aktualny i tendencje przyszłościowe

Przemysł gazu ziemnego odgrywa coraz większą rolę na świecie, zarówno w sensie ekonomicznym, jak i politycznym. Struktura tego przemysłu i jego wielkości oraz oczekiwania mają istotny wpływ na jego efektywność i pewność funkcjonowania.

Głównymi czynnikami powodującymi rozwój i ekspansję przemysłu gazowniczego są [13]:

- Gaz ziemny jest obecnie najbardziej pożądanym nośnikiem energii w świecie.
- Rozwój technologii LNG oraz rynków LNG powoduje, że regionalny handel gazem przybiera wymiar globalny.
- Przesunięcie punktu ciężkości na zapotrzebowanie na gaz, w miejsce ofert na dostawę gazu, powoduje wzrastające zainteresowanie zasobami i złożami gazu ziemnego. Staje się widoczna silna konkurencja krajów w poszukiwaniu zasobów gazu, które mogą być eksploatowane i mogą zapewnić kontrakty na dostatecznie długi okres.
- Zarysowała się, bezprecedensowa w skali czasowej, dążność do zapewnienia długoterminowego wydobycia gazu, jego przesyłu i dystrybucji.
- Zasady regulacji funkcjonowania przemysłu gazowniczego i rynków gazu ziemnego znajdują się obecnie w fazie istotnych zmian zarówno na poziomie regionalnym, jak i międzynarodowym. Porównywanie i współzawodnictwo różnych systemów regulacji, staje się istotnym elementem stabilizacji przemysłu w sensie zgodności dostaw z potrzebami, wahań cen, nakładów inwestycyjnych oraz bezpieczeństwa dostaw.
- Pomimo słabszych lub silniejszych trendów liberalizacyjnych – gaz ziemny pozostaje pod silnymi politycznymi wpływami. Jest to jedyny pierwotny nośnik energii, który jest kontrolowany prawie w każdym ogniwie łańcucha gazowego.

Ludność świata w 2050 r. osiągnie liczbę 9 mld ludzi i dostarczenie energii w tym okresie tej liczbie ludności można zapewnić jedynie przy dużym udziale surowców węglowodorowych, ale również i węgla.

Obraz przemysłu gazowniczego do 2030 roku oglądany z różnych stron, można scharakteryzować następująco: zużycie gazu ziemnego na świecie będzie wzrastało średnio o 2,3% rocznie, to znaczy z 2442 mld m³/rok w roku 2000 do ok. 4831 mld m³/rok w 2030 roku, co stanowiłoby ok. 25% globalnego zużycia energii. Gaz stanie się w ten sposób drugim, po ropie naftowej, nośnikiem energii na świecie, spychając węgiel na trzecią pozycję. Zapotrzebowanie na gaz wzrośnie we wszystkich sektorach gospodarki, ale najbardziej w sektorze energetycznym: z 734 mld m³/rok w roku 2000 do 1845 mld m³/rok w 2030 roku. Na ograniczenie zużycia gazu zaczynają w coraz większym stopniu wpływać jego ceny. Może się okazać, że będą trudną do pokonania barierą, co wyraźnie rysuje się obecnie w USA [16].

Fakt ten skłania inwestorów do poszukiwania innych rozwiązań energetycznych oraz innych nośników energii, w tym do powrotu do technologii węglowych. Przewidywany wzrost udziału gazu w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła stwarza możliwość wiązania przemysłu gazowniczego z przemysłem energetycznym, tworząc łańcuch integracji pionowej. Proces ten na rynkach energetycznych jest już widoczny.

Wydobycie i dostawa gazu

Zasoby gazu ziemnego na świecie, te rozpoznane i potwierdzone do końca 2004 r., wystarczyłyby na ok. 70 lat. Należy jednak zaznaczyć, że rokowania na odkrycie nowych złóż są wielce korzystne i zasoby perspektywiczne szacowane są jako dwukrotnie wyższe

niż potwierdzone. Wzrost wydobycia gazu i próby zapelnienia luki między potrzebami a własnym wydobyciem w Ameryce Północnej i Europie ma należeć do wąskiej grupy krajów (np. Rosja, kraje Środkowego Wschodu, Afryki, rejonu Morza Kaspijskiego oraz Ameryki Południowej).

Największy przyrost w wydobyciu gazu bo aż 4% rocznie w okresie 2000 do 2030 jest spodziewany właśnie na tych obszarach. Złoża nowe lub też właśnie zagospodarowywane usytuowane są w trudno dostępnych regionach, kosztu transportu, a więc i ceny gazu będą miały trend zwyżkujący. Nie rozwiąże problemu technologia LNG pomimo znacznych postępów, LNG nie jest i nie będzie tanim nośnikiem energii. Konieczne jest zwrócenie uwagi na uwarunkowania bezpieczeństwa, wydobycia i transportu gazu, a także perturbacje polityczne mogące się pojawić na wydłużających się drogach tranzytu gazu. Istotną rolę mogą odegrać systemy podziemnych magazynów gazu.

Regulacje rynkowe

Panuje przekonanie, np. w krajach Międzynarodowej Unii Gazowniczej IGU (International Gas Union), że jak dotychczas regulacje są w większej mierze sztuką niż nauką. Model regulacji powinien:

- właściwie odzwierciedlać zmiany wywoływane przez tworzący się globalny rynek gazu ziemnego;
- być zgodny z oczekiwaniami konsumentów w obszarze konkurencji na rynku gazowym, zwłaszcza zależnym od importu;
- tworzyć sprzyjające warunki rynkowe konkurencyjnych dostaw gazu (w większych ilościach) i bezpieczeństwa dostaw.

Producenci gazu dążą do dywersyfikacji dostaw. Natomiast nie jest wskazana nadmierna fragmentaryzacja przemysłu gazowniczego ze względu na import gazu. Może to doprowadzić do zakłóceń w funkcjonowaniu rynku. Tylko te rynki, na których produkcja i konsumpcja gazu podlegają tym samym regulacjom, mogą dać pożądane rezultaty.

Handel gazem

Największym eksporterem gazu w okresie do 2030 roku stanie się, wg prognoz IGU, region Środkowego Wschodu. Połowa światowego handlu gazem będzie przypadała na łańcuch LNG.

Wydaje się, że skroplony gaz ziemny (LNG) umożliwi swobodniejszy handel, czego nie można powiedzieć o przesyłce rurociągami. Handel LNG tworzy właściwie rynek o zasięgu światowym.

Zmiany klimatyczne – handel emisjami

Protokół z Kioto wymienia sześć gazów powodujących tzw. efekt cieplarniany. Są to: dwutlenek węgla (CO_2), metan (CH_4), tlenki azotu (N_2O , NO_x), hydrofluorowęgle (HFCs), penfluorowęgle (PFCs) oraz sześćiofluorek siarki (SF_6).

Emisja CO₂, związana z wytwarzaniem energii i ciepła, wg prognoz IEA (International Energy Agency) wzrośnie w 2025 roku o 81% w stosunku do 2000 r. Użycie gazu ziemnego będzie odpowiedzialne za wydalenie do atmosfery 3450 mln ton CO₂, natomiast całkowita emisja jest szacowana na 38 790 mln ton/rok w 2025 r. A zatem gaz ziemny zużywany do wytwarzania energii w 25% ma 9-procentowy udział w emisji CO₂. Jest to bardzo ważny argument na rzecz przemysłu gazowniczego, nie tak jednak silny, aby wpływać decydująco na ceny gazu.

Handel zezwoleniami na emisję CO₂ czy regulacja barier emisyjnych są nadal nieprecyzyjnie objęte normami prawnymi.

Ceny gazu

Ceny tego surowca będą rosły nadal i okres dostępności względnie taniego gazu raczej bezpowrotnie skończył się. Ceny gazu będą pobudzały inwestowanie w przemysł gazowni czy oraz spowodują dalsze zróżnicowanie w dostawach gazu rurociągami bądź transportami LNG. Podstawą wyznaczenia cen gazu są i będą nadal ceny ropy naftowej, chociaż zauważa się również indeksację cen w stosunku do cen energii elektrycznej lub węgla. Ta ostatnia tendencja jest zauważalna zwłaszcza tam, gdzie pojawiają się alternatywne źródła energii (np. węgiel, energia jądrowa).

Inwestycje

Wielkość inwestycji przemysłu gazowniczego do 2030 roku estymowana jest liczbą 3200 mld USD (tzn. ok. 1000 mld USD/rok). Z tej sumy ok. 60% przypada na poszukiwanie i zagospodarowanie nowych złóż gazu ziemnego. Rynek gazu oraz inwestycje gazowe będą narażone na silną konkurencję ze strony przemysłu naftowego, węglowego oraz energii elektrycznej. Cechą charakterystyczną przemysłu gazowniczego jest to, że okres zwrotu nakładów jest znacznie dłuższy niż w sytuacji przemysłu naftowego i energii elektrycznej. Rysują się też tendencje do integracji pionowej jako kurtyny ochronnej wobec ryzyka w inwestycjach przemysłu gazowniczego. Istotny wpływ na podjęcie inwestycji mają i nadal będą miały długoterminowe kontrakty gazowe.

Generacja energii elektrycznej i ciepła

Wykorzystanie gazu w energetyce jest związane z:

- dużą efektywnością stosowania cykli kombinowanych, turbin gazowych i parowych (CCGT, CHP);
- sprawnością w wytwarzaniu energii elektrycznej osiągającej 50%, natomiast całkowita sprawność od paliwa gazowego do energii elektrycznej i ciepła sięgu 80%, a nawet bywa wyższa;
- niższymi kosztami inwestycji, eksploatacyjnymi, krótszym czasem zwrotu, mniej złożonym projektowaniem i konstrukcją, w stosunku do energetyki nuklearnej oraz hydroenergii.

Modele prognozowania zużycia energii

Ocenę wielkości potrzebnej energii uzyskuje się z rezultatów modelowań różnych scenariuszy ekonomicznych i politycznych. Jednym z narzędzi programowania stosowanych przez IEA jest model WEM (*World Energy Model*), który jest złożony z pięciu modułów:

- 1) zapotrzebowanie na energię,
- 2) wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła,
- 3) przetwarzanie surowców,
- 4) wydobycie nośników kopalnych,
- 5) emisji i handlu emisjami.

Danymi zewnętrznymi są: wielkość dochodu narodowego, stosunki demograficzne, gospodarstwa domowe i sektor komunalno-bytowy, ceny nośników energii (paliw kopalnych) na rynkach międzynarodowych oraz postęp techniczny.

W Polsce w Akademii Górniczo-Hutniczej przeprowadzono modelowanie zapotrzebowania na gaz do 2050 roku (im dłuższy okres, tym bardziej niepewna prognoza), uzyskując informację, że w 2010 roku zużycie gazu zmieści się w granicach 14–16 mld m³/rok (prognoza, jak do tej pory, sprawdza się) [14].

Polskie Ministerstwo Gospodarki jako rozwiązanie problemu dywersyfikacji dostaw surowców i bezpieczeństwa energetycznego kraju proponuje budowę gazoportu i gazociągu z Norwegii, czekając na ewentualną wspólną i wątpliwą w przyszłości politykę energetyczną Unii ze względu na indywidualne interesy poszczególnych krajów UE dotyczące gazu ziemnego oraz politykę Gazpromu w tym zakresie. Naszym zdaniem nadal brakuje długoterminowej, spójnej strategii w zakresie modelu energetycznego Polski opartego na węglu i gazie ziemnym, gwarantującego bezpieczeństwo energetyczne.

Polska ma znaczny margines bezpieczeństwa energetycznego w postaci zasobów węgla i własnych złóż gazu ziemnego. Brakuje natomiast racjonalnej polityki surowcowej i energetycznej.

LITERATURA

- [1] *23rd World Gas Conference, Report of IGU PGC B.* Amsterdam 2006.
- [2] *22nd World Gas Conference, Report of IGU Working Committee 9-Gas Prospects Strategies and Economics.* Tokyo 2003.
- [3] „BP Amoco Statistical Review” 2003.
- [4] *Fundamentals of the Oil and Gas Industry.* „Petroleum Economist” 2005.
- [5] Siemek J., Tajduś A.: *Węgiel, gaz ziemny i ropa naftowa w świecie i w Polsce – stan aktualny i przyszłość. Bezpieczeństwo energetyczne kraju.* Polskie Forum Akademicko-Gospodarcze, 2006.
- [6] Eve S., Sprunt E.S.: *Natural Gas – Image vs, Reality.* „Journal of Petroleum Technology”, 2006, I.
- [7] Rychlicki S., Siemek J.: *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego do Polski.* [W:] *II Krajowy Kongres Naftowców i Gazowników*, Bóbrka 2006.

- [8] Siemek J.: *Gaz ziemny na świecie – zasoby i prognozy zużycia*, cz. 1. „Nafta & Gaz Biznes” 2004, nr 5.
- [9] Wasilewski A.: *Gaz ziemny w polityce Rosji*. Wyd. IGSMiE PAN, Krakow 2005.
- [10] Biernacki W.: *Turcja chce współpracować z Polską w sektorze energetycznym*. „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2006, nr 4.
- [11] Górecki W.: *Perspektywy rozwoju górnictwa naftowego w Polsce*. [W:] *Krajowy Kongres Naftowców i Gazowników*. 22–24 maj, Bóbrka.
- [12] Jakiel M., Radecki S.: *Górnictwo naftowe – wyniki i perspektywy rozwoju*. [W:] *III Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „150 Lat Europejskiego Górnictwa Naftowego”*. Bóbrka 2004.
- [13] Report of Programme Committee B IGU. *Strategy, Economy and regulation*. [W:] *23rd World Gas Conference*, Amsterdam 2006.
- [14] Siemek J., Nagy S., Rychlicki S.: *Estimation of natural – gas consumption in Poland based on the logistic – curve interpretation*. „Applied Energy” 2003, No. 75, s. 1–7.