

Stanisław RYCHLIICKI*, Jakub SIEMEK**

Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej

STRESZCZENIE. Węglowodorowe nośniki energii, tzn. gaz ziemny i ropa naftowa są obecnie, poza węglem, głównymi surowcami energetycznymi. Zgodnie z wieloma prognozami, taki właśnie energetyczny obraz świata będzie trwał w XXI wieku, a ludzkość będzie zdana w przeważającej mierze na wykorzystywanie głównie tych surowców. Można wręcz twierdzić o dalszej dominacji ropy naftowej i zwłaszcza gazu ziemnego w biegnącym stuleciu. W artykule poruszono następujące problemy:

- Polityka energetyczna oraz prognozy zużycia i zaopatrzenia Unii Europejskiej w gaz ziemny w okresie do 2030 r.
- Konkurencja węgiel – gaz.
- Polska – zasoby gazu, możliwości jego wydobycia i prognozy jego zużycia.
- Rosja – największy eksporter gazu ziemnego.
- Ocena ekspertyz Estońskiej Akademii Nauk dotyczących projektu gazociągu Nord Stream.
- Polityka energetyczna Polski w zakresie gazu ziemnego.

SŁOWA KLUCZOWE: Europa, Polska, gaz ziemny, wydobycie, konsumpcja, zapotrzebowanie, dostarczanie, prognozy, podziemne magazyny gazu

* Prof. dr hab. inż. – Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Zakład Inżynierii Naftowej, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

** Prof. zw. dr hab. inż. – Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Zakład Inżynierii Gazowniczej, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

Wprowadzenie

Węglowodorowe nośniki energii, tzn. gaz ziemny i ropa naftowa są obecnie, poza węglem, głównymi surowcami energetycznymi. Zgodnie z wieloma prognozami, taki właśnie energetyczny obraz świata będzie trwał w XXI wieku, a ludzkość będzie zdana w przeważającej mierze na wykorzystywanie głównie tych surowców [5, 6]. Można wręcz twierdzić o dalszej dominacji ropy naftowej i zwłaszcza gazu ziemnego w biegnącym stuleciu. Pojawia się jeszcze jedno niesłychanie ważne kryterium użytkowania paliw węglowodorowych. Jest nim emisja dwutlenku węgla, aktywnego gazu cieplarnianego, odpowiedzialnego za efekt globalnego ocieplenia klimatu. I tu bezwzględną przewagę nad węglem i ropą naftową ma gaz ziemny, przy spalaniu którego powstaje o blisko połowę mniej dwutlenku węgla niż przy spalaniu ropy naftowej, jej produktów oraz węgla. W przemyśle energetycznym, stanowiącym jeden z głównych sektorów konsumpcji nośników energii, przy wygenerowaniu mocy 1 [kW·h] powstaje przy użyciu: węgla kamiennego – 0,33 kg CO₂, węgla brunatnego – 0,40 kg CO₂, oleju opałowego – 0,28 kg CO₂, gazu ziemnego – 0,20 kg CO₂. Należy jednak zauważyć, że współczesne technologie wychwytu i neutralizacji spalin są wysoce skuteczne i efektywne. Polska w 2007 r., otrzymała od Komisji Europejskiej limit emisji CO₂ do 208,5 mln ton/rok (dla porównania w 2002 r. Instytut Ochrony Środowiska szacował emisję CO₂ na obszarze kraju na około 250–300 mln ton/rok). Tak więc, pod względem ekologicznym zarysowują się wyraźne walory gazu ziemnego, jako paliwa o najwyższym stopniu czystości, jednocześnie łatwego w transporcie i użytkowaniu. Gaz ziemny stał się najbardziej pożądanym nośnikiem energii w świecie, o wysokim stopniu społecznej akceptacji.

Znaczący wzrost zużycia gazu, i to we wszystkich regionach, zaznaczy się w sektorze energetycznym. Płn. Ameryka oraz Zach. i Środkowa Europa zużywają najwięcej gazu na wytworzenie energii elektrycznej oraz ciepła. Rozwój przemysłu gazowo-energetycznego w ostatnim dziesięcioleciu spowodowany był [1]:

- ✧ wprowadzeniem, na dużą skalę, wygodnych technologii kombinowanych cykli (CCGT, CHP – skojarzenie turbin gazowych i parowych lub stosowanie silników gazowych o mocy od kilku kW do 300 MW w przypadku turbin),
- ✧ osiągnięciem wysokich sprawności cykli – powyżej 50% (cały cykl „energia elektryczna – ciepło” – ok. 90%),
- ✧ w porównaniu z technologiami nuklearnymi oraz hydroelektrowniami: niższymi kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi, krótszym czasem budowy i uruchamiania, mniej złożonym projektowaniem, prostszymi konstrukcjami i instalacjami,
- ✧ wysokim stopniem akceptacji społecznej.

Ponadto zarysowały się następujące czynniki amplifikujące ekspansję przemysłu gazowniczego:

- ✧ rozwój technologii skroplonego gazu ziemnego (LNG) oraz rynków LNG powoduje, że regionalny handel gazem zaczyna mieć wymiar globalny;
- ✧ nastąpiło przesunięcie punktu ciężkości na zapotrzebowanie na gaz, w miejsce ofert na dostawę gazu, co powoduje wzrastające zainteresowanie zasobami i złożami gazu ziem-

- nego. Staje się widoczna silna konkurencja krajów w poszukiwaniu zasobów gazu, które mogą być eksploatowane i mogą zapewnić kontrakty na dostatecznie długi okres;
- ✧ 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, również „współzawodnictwa” 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 około 9 mld ludzi i dostawa energii w tym okresie dla tej liczby ludności może być zapewniona jedynie przy dużym udziale surowców węglowodorowych, ale również i węgla.

Obraz przemysłu gazowniczego w okresie do 2030 roku oglądany z różnych stron, wygląda tak, że zużycie gazu ziemnego w Świecie będzie wzrastało średnio o 2,3% rocznie, to znaczy z 2442 mld m³/rok w roku 2000 do około 4831 mld m³/rok w 2030 roku, co stanowiłoby około 25% globalnego zużycia energii. Gaz stanie się w ten sposób drugim, po ropie naftowej, nośnikiem energii w 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 [4]. Fakt ten skłania inwestorów do poszukiwania innych rozwiązań energetycznych oraz innych nośników energii, w tym z powrotem w technologiach węglowych. Przewidywany wzrost partycypacji gazu w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła stwarza możliwości na wiązanie się przemysłu gazowniczego z przemysłem energetycznym, tworząc łańcuch integracji pionowej. Ten proces na rynkach energetycznych jest już widoczny.

1. Polityka energetyczna oraz prognozy zużycia i zaopatrzenia Unii Europejskiej w gaz ziemny w okresie do 2030 r.

W studium o pozycji gazu w gospodarce energetycznej Europy [7] rozważono dwa scenariusze, tzw. DG-TREN (odniesienia i niskich zapotrzebowań) odnoszące się do Europy-34, a więc obejmujący 34 kraje (EU-27, Szwajcaria i kraje Bałkańskie). Według studium nastąpiłby wzrost importu gazu z 221 mld m³/rok w 2000 r. do 472 mld m³/rok w 2030 r.

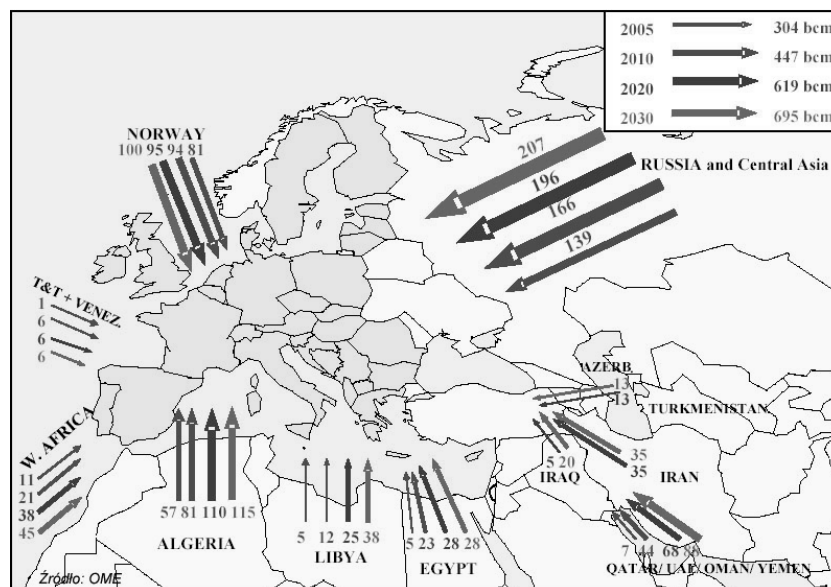
(niskie zużycie), a nawet do 650 mld m³/rok (scenariusz odniesienia). Zestawienie zapotrzebowania na gaz, wielkości własnego wydobycia oraz zamykającego importu gazu ujęto w tabeli 1. Na rysunku 1 przedstawiono potencjalne możliwości eksportu gazu do Europy-34 przez głównych dostawców gazu. Są to jednak tylko potencjalne zdolności eksportowe, których spełnienie zależy od wielu czynników natury ekonomicznej, technologicznej i politycznej. Jednak te prognozowane zdolności w każdym okresie przewyższają zapotrzebowanie gazu przez Europę. Najwięksi eksporterzy to Algieria, Norwegia i Rosja i stan taki będzie dominował jeszcze daleko po 2030 roku.

TABELA 1. Gaz ziemny w Europie-34 – wydobycie, zapotrzebowanie i import

TABLE 1. Natural gas in Europe – production, demand and import

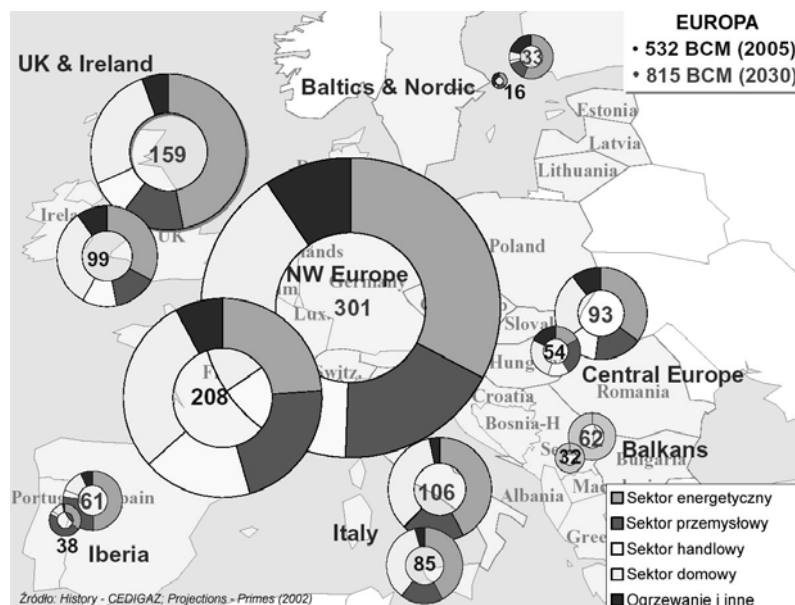
mld m ³ /rok	2000	2010	2020	2030
Wydobycie własne	262	266	202	163
Zapotrzebowanie (scenariusz odniesienia)	482	650	767	815
Import (scenariusz odniesienia)	221	385	565	652
Zapotrzebowanie (scenariusz niski)	482	570	595	635
Import (scenariusz niski)	221	304	393	472

Nieco bliższe spojrzenie na zapotrzebowanie gazu w poszczególnych częściach Europy oraz sektorowe prognozy odnoszące się do zużycia gazu w Europie, pokazano na rysunku 2 [7].



Rys. 1. Potencjalne zdolności eksportowe do Europy-34, według [7]

Fig. 1. Potential export possibility to Europe – 34



Rys. 2. Prognozy zużycia gazu w regionach Europy-34 (bcm = miliard m³)

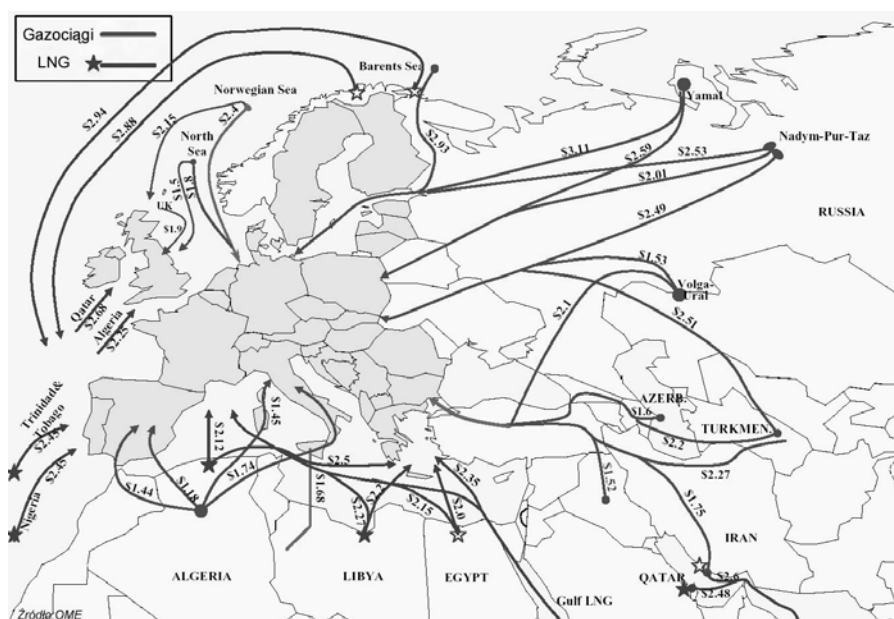
Fig. 2. Prognosis of gas consumption in regions of Europe 34

Można zauważyć, że 60% zużycia gazu na przestrzeni lat 1990–2030 przypada na sektor energetyczny i to potwierdza fakt ekspansji gazu w tym sektorze. Generalnie prognozuje się wzrost zużycia gazu w krajach EU w okresie do 2015 r. [8]. Polsce przypisuje się około 2,7% roczny wzrost zużycia gazu, co dobrze koresponduje z wynikami modelu Hubberta – AGH [9], jak i danymi polskimi. Jest to potwierdzenie poprawności prognozy do około 16 mld m³ zużyciu gazu w Polsce, w 2010 roku. Zbliżone oszacowanie podaje również Ministerstwo Gospodarki RP. Według [8] w latach 1995–2015 nastąpi wzrost dostaw gazu ziemnego zarówno gazociągami jak i w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Europy.

Transport gazu z Rosji (Gazprom) w 2010 r. wyniesie 175 mld m³/rok, natomiast zdolności regazyfikacyjne europejskich terminali osiągną poziom 225 mld m³/rok w 2015 r. (nie są równe dostawom LNG do Europy). W 2005 r. import LNG do Europy wynosił 37 mld m³/rok, natomiast prognoza na 2030 rok mówi o 227 mld m³/rok.

Koszty transportu, w ogóle przesyłu gazu do Europy-34 w \$/MBtu, pokazano na rysunku 3 [8]. Zauważalnymi są następujące fakty:

- ✧ koszty LNG przewyższają, w każdym przypadku z wyjątkiem przesyłu gazu z Rosji, koszty transportu gazociągami,
- ✧ najdroższą opcją jest import gazu gazociągami z obszarów arktycznych Rosji (Yamal-Syberia Płn, Sztokman). Jednak ten efekt może być złagodzony, ponieważ w transport gazu z Rosji włączane są istniejące już, zamortyzowane połączenia gazociągowe,
- ✧ bardzo zachęcającą alternatywą jest import gazu ze Środkowego Wschodu i krajów Morza Kaspijskiego via Turcja. Jest to tańszy wariant niż sprowadzanie gazu z Rosji. Niekorzystna jest jednak niepewna sytuacja polityczna tego regionu.



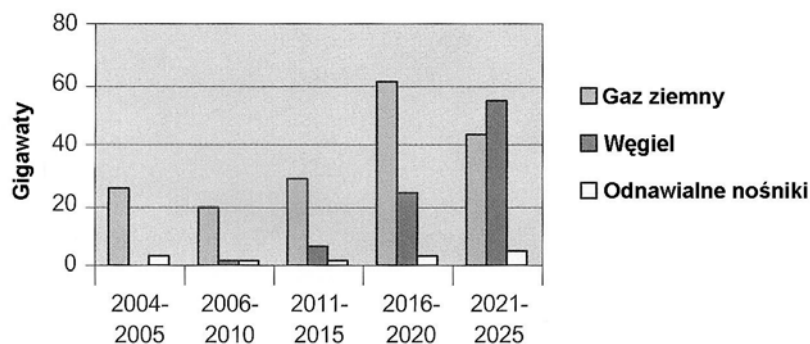
Rys. 3. Koszty dostawy gazu nowymi drogami do Europy-34 [\$/MBtu] (2005/2006) $1000 \text{ m}^3 = 39,97 \text{ MBtu}$

Fig. 3. Gas transport prices to Europe

W związku z powyższym transport gazociągowy będzie nadal dominował do i w Europie. Natomiast skroplony gaz ziemny (LNG) będzie dostarczany do: Wielkiej Brytanii (28%), Hiszpanii (19%), Włoch (18%), Francji (15%), krajów Beneluksu (13%) oraz innych (7%).

2. Konkurencja węgiel–gaz

Przejdźmy do innej, dającej powody do poważnego zastanowienia, informacji dotyczącej tym razem partycypacji węgla i gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej w USA [4]. 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 to w USA następuje zwrot w kierunku technologii czystego węgla, jako preferowanego rozwiązania następnej generacji. Prognoza Departamentu Energii USA przewiduje, że począwszy od roku 2020 zarysuje się przewaga technologii węglowych w nowopowstających elektrowniach (rys. 4). W generowaniu energii elektrycznej w USA, aktualnie węgiel ma udział – 51%, gaz



Rys. 4. Udział nośników energii w nowopowstających elektrowniach w USA (Annual Energy Outlook 2005, U.S. Dept. of Energy)

Fig. 4. Different kinds of energy in US electric power stations

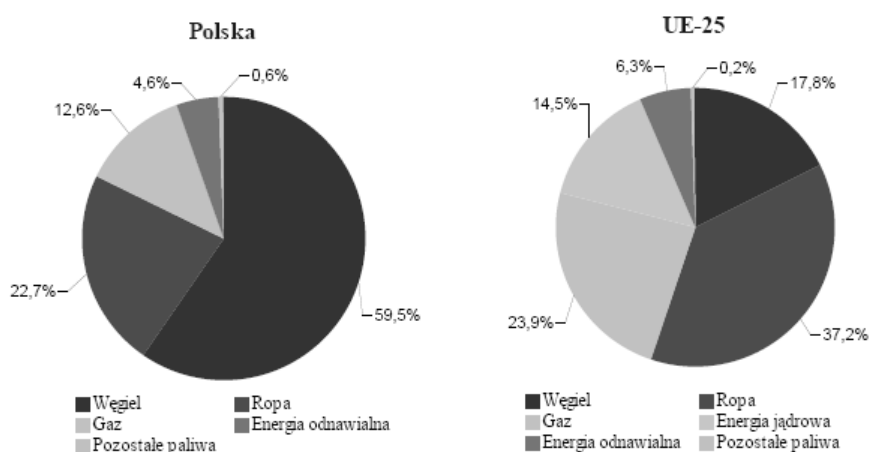
ziemny – 17% oraz energia jądrowa – 21%. Inne kraje zależne od węgla w produkcji energii elektrycznej to: Indie – 78%, Chiny – 70%, Australia – 70% oraz Polska – 95%. Kraje te, także USA, posiadają również znaczące zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Argumentami na rzecz reorientacji technologii energetycznych w kierunku węgla są:

- ✧ wysokie ceny gazu ziemnego, które powiększają koszty operacyjne elektrowni lub elektrociepłowni gazowych. Według źródeł amerykańskich na koszt ten w 90% wpływają ceny dostawy gazu. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w USA wystarczą, według prognoz, jeszcze na okres około 10 lat, i stąd przewidywany zwrot w polityce energetycznej w kierunku węgla, technologii LNG, ewentualnie energetyki jądrowej w tym siłowni jądrowych nowej generacji skojarzonych z węglem. Zasoby perspektywiczne 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 poważne 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 emisje 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 się pola dla optymalizacji gospodarki nośnikami energii lub paliwami. Pojawia się paleta technologiczna, a więc: technologie czystego węgla, skroplony gaz ziemny (LNG), produkcja paliw ciekłych z gazu ziemnego (GTL – Gas To Liquid), ewentualnie sprężony gaz ziemny (CNG). Problem optymalizacji rodzajów źródeł energii zaczyna się zarysowywać w Wielkiej Brytanii, gdyż złoża gazu ziemnego sektora brytyjskiego Morza Północnego również się wyczerpują. Dyskutuje się powrót do energetyki jądrowej, buduje się terminal LNG.

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

3. Polska – zasoby gazu, możliwości jego wydobycia i prognozy jego zużycia

Węglowodory są po węglu drugim, ważnym surowcem energetycznym w Polsce, a ich udział w strukturze zużycia energii pierwotnej wynosi 35,3% (rys. 5 [11]). W porównaniu z krajami Unii Europejskiej, gdzie wynosi 61,1%, jest on niewielki. Zużycie węglowodorów w ostatnich latach wzrastało, ale z trendem malejącym. Stopa wzrostu dla ropy naftowej i gazu ziemnego wynosiły odpowiednio w roku 2004 5,5 i 6,6%, w 2005 3 i 1,6% natomiast w 2006 już tylko 0,5 i 0,7%.



Rys. 5. Struktura zużycia energii pierwotnej

Fig. 5. Structure of energy consumption

Krajowe wydobycie gazu ziemnego w wysokości 4,3 mld m³ pozwoliło w roku 2005 na pokrycie około 31% zapotrzebowania na to paliwo. Pozostała część gazu, tj. 9,7 mld m³, pochodziła z importu, w tym większość z Rosji (ok. 6,3 mld m³). Ponadto realizowane były kontrakty na dostawę gazu z Niemiec i Norwegii (razem około 0,8 mld m³). Dodatkowo, gdy następował znaczny wzrost zapotrzebowania na gaz uruchomiono dostawy gazu krótkoterminowe pochodzenia środkowo-azjatyckiego (ok. 2,5 mld m³) [12].

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na gaz ziemny w Polsce planuje się wzrost wydobycia gazu ziemnego do poziomu 4,6 mld m³ w roku 2008, a następnie w kolejnych

latach do poziomu $5,5 \text{ m}^3$ rocznie [11, 13]. Aby tę wielkość wydobycia utrzymać przez kilka lat na tym poziomie, a nawet doprowadzić do jego wzrostu, należałoby utrzymać wskaźnik odbudowy zasobów gazu ziemnego na poziomie nie niższym niż 1,1 w stosunku do wydobycia. Ten zakładany poziom wydobycia jest możliwy do osiągnięcia na bazie udostępnionych, już odkrytych i dokumentowanych złóż. Nie jest możliwym zrealizowanie tego planu bez zwiększenia nakładów inwestycyjnych na prowadzenie prac poszukiwawczych.

Zasoby bilansowe gazu ziemnego na koniec 2005 roku wynosiły 151 mld m^3 , w tym do zagospodarowania 121 mld m^3 [11]. Generalnie złoża gazu występują w dwóch rejonach, tzn. na Pogórzu Karpackim (Polska południowo-wschodnia) – gaz wysokometanowy, oraz na Niżu Polskim (Polska zachodnia) – gaz zaazotowany z domieszką siarki. Według specjalistów z Akademii Górniczo-Hutniczej i Państwowego Instytutu Geologicznego nieodkryte zasoby gazu w Polsce mogą się kształtować na poziomie od 700 do nawet 1200 mld m^3 . Na podstawie zasobów udokumentowanych gazu ziemnego ich wystarczalność wynosi obecnie około 25 lat. Udział gazu ziemnego, według prognozy zużycia energii finalnej w Polsce, wzrośnie od 9,97 Mtoe w 2005 roku do 13,35 Mtoe w roku 2030 ($1000 \text{ m}^3 = 0,838 \text{ toe}$), natomiast według prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny wzrośnie on od 12,2 Mtoe w 2005 roku do 19,7 Mtoe w roku 2030 [11]. Zużycie krajowe w 2007 r. wyniosło blisko 15 mld m^3 .

Pisząc o zasobach gazu ziemnego nie można pominąć metanu zawartego w pokładach węgla. Mamy bowiem w Polsce trzy Zagłębia Węglowe:

- ✧ Górnośląskie Zagłębie Węglowe (GZW),
- ✧ Dolnośląskie Zagłębie Węglowe (DZW),
- ✧ Lubelskie Zagłębie Węglowe (LZW).

Ze względu na swoją powierzchnię, ponad 5000 km^2 , z czego około 4500 km^2 w Polsce, GZW posiada niewątpliwie pozycje dominującą. Wiąże się to z wielkością zasobów geologicznych węgla zarówno bilansowych jak i przemysłowych, różnorodnością występujących na jego obszarze typów litologicznych węgla oraz wielkością jego wydobycia (ponad 95 %).

Według Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych [15] metan pokładów węgla (MPW) występuje głównie w złożach GZW. W złożach DZW koncentracje metanu są znacznie mniejsze, a wartość wystąpień MPW w obszarze LZW nie została jeszcze określona, ale wydaje się, że nie powinna ona mieć znaczenia gospodarczego. Według ostatnich badań, geologiczne zasoby perspektywiczne metanu pokładów węgla oceniane były na koniec 2005 r na około **254 mld m^3** , w tym bilansowe zasoby wydobywalne mogą wynosić około **150 mld m^3** , a ponadto dodatkową rezerwą mogą być pozabilansowe zasoby wydobywalne szacowane na **38 mld m^3** . Znacznie mniejsze perspektywy wiązane są z DZW z zasobami perspektywnymi rzędu **5 mld m^3** . W LZW nie wyklucza się możliwości występowania MPW, lecz obecnie trudno jest je oszacować. Udokumentowane zasoby MPW występują w 45 złożach w obszarze GZW. Zasoby wydobywalne bilansowe wynoszą $85,86 \text{ mld m}^3$, w tym w obszarach eksploatowanych 29 złóż węgla $25,89 \text{ mld m}^3$, a poza zasięgiem górniczej eksploatacji węgla, tzn. w niezagospodarowanych złożach rezerwowych lub w strefie złóż głębokich o głębokości poniżej 1000 m w 19 polach, zasoby wynoszą 60 mld m^3 . Zasoby przemysłowe w złożach zagospodarowanych określone zostały dla 18 złóż i wynoszą $3 486 \text{ mln m}^3$. Wydobycie metanu w 2005 roku prowadzone było z 16 złóż

GZW i wyniosło **272,7 mln m³** (wzrost w porównaniu do roku poprzedniego o 6,52 mln m³). Ponadto w 2005 roku do atmosfery wyemitowano **170 mln m³** metanu [15]. Dla porównania w roku 2004 wyprodukowano 250,88 10⁶ m³ metanu przy wydatku 481,11 m³/min, a 106,05 10⁶ m³ zostało wyemitowane do atmosfery [16].

W latach 1990–1996 kilka firm zagranicznych takich jak Amoco, Texaco, McCormic, Metanel–Poland realizowała swoje projekty w zakresie pozyskania metanu z pokładów węgla [16]. Z tego co napisano powyżej widać, że zainteresowanie pozyskiwaniem metanu z pokładów węgla w Polsce było duże. Niestety, brak spektakularnych sukcesów wyraźnie ostudził zapał ewentualnych przyszłych producentów. Firmy, które rozpoczęły działalność w tym zakresie napotkały szereg przeszkód, do których należy zaliczyć między innymi:

- ✧ brak właściwej, dostosowanej do polskich warunków technologii. Zastosowanie metod, które zdały egzamin w warunkach złóż amerykańskich nie dało oczekiwanych przez inwestorów rezultatów;
- ✧ brak polityki podatkowej zachęcającej do inwestowania;
- ✧ adaptacja do polskich warunków ekonomicznych panujących w górnictwie węglowym i naftowym znajdujących się pod ścisłą kontrolą rządu, a szczególnie dotyczących polityki cenowej.

Metan zawsze był związany z wydobywaniem węgla. W większości uwalniany jest do atmosfery poprzez system wentylacyjny. Z kopalń GZW ucieka rocznie do atmosfery około 650 milionów m³ czystego metanu.

Zapotrzebowanie na gaz w ciągu roku cechuje się nierównomiernością, polegającą na zwiększonym zużyciu gazu w sezonie jesienno-zimowym i spadkiem zużycia w lecie. Dostawy gazu ze źródeł krajowych jak i z importu są równomierne w ciągu całego roku, co powoduje powstanie niedoborów gazu w okresie jesienno-zimowym i nadwyżek w lecie. Rolą podziemnych magazynów gazu (PMG) jest wyrównywanie tych nierównomierności – gaz zatłoczony w lecie jest wykorzystywany do pokrycia zwiększonego zapotrzebowania odbiorców w sezonie zimowym. W okresach zimowych, pomimo skokowo wzrastającego poziomu zapotrzebowania na gaz, system dysponuje odpowiednią zdolnością dostaw i jest w stanie w pełni zapewnić ciągłość dostaw gazu do odbiorców. I tak było np. w okresie szczytu w styczniu 2006 r., kiedy to maksymalne zapotrzebowanie dobowe odbiorców wyniosło 63 mln m³/d.

PGNiG S.A. eksploatuje w Polsce sześć PMG, w tym pięć w wyeksploatowanych złożach gazu i jeden w kawernach solnych (tab. 2). Podstawowym zadaniem PMG w wyeksploatowanych złożach gazu jest pokrywanie nierównomierności cykli sezonowych, natomiast PMG w kawernach muszą zapewniać dostawy w krótkookresowych szczytach zapotrzebowania i zatłaczać gaz w przypadku krótkookresowych nadwyżek.

Cykl napełniania PMG w okresie letnim zaś odbioru w okresie zimowym wymaga dużych pojemności magazynowych i nie zapewnia optymalnej kompensacji nierównomierności pobrań szczytowych. Zmusza to firmy dystrybucyjne do dokonywania zamówień mocy z pewnym nadmiarem, co zmniejsza efektywność ekonomiczną sprzedaży gazu. W warunkach dzisiejszego, liberalnego i konkurencyjnego rynku energii uzyskanie oszczędności w tym zakresie miałyby niebagatelne znaczenie, gdyż zakup gazu stanowi 70–80% kosztów całkowitych spółek dystrybucyjnych, które są podstawą do kalkulacji

TABELA 2. Podziemne magazyny gazu według [12, 14]

TABLE 2. UGS in Poland

Nazwa PMG	Pojemność czynna [mln m ³]	Moc odbioru max [mln m ³ /dobę]
Husów	400	5,7
Wierzchowice	w budowie, ok. 500	4,3
utoMogilno	w budowie, pojemność 8 kawern równa ok. 400	20,0
Brzeźnica	65	0,9
Swarzów	90	1,2
Strachocina	150	1,2
SUMA	1605	33,3

taryfy. Z punktu widzenia ekonomiki spółek dystrybucyjnych celowe byłoby rozważenie budowy magazynów gazu o znaczeniu lokalnym.

Kwestię bezpieczeństwa strategicznego na okres 4–6 miesięcy należy rozwiązywać przez dalszą budowę lub rozbudowę istniejących podziemnych magazynów gazu.

4. Rosja – największy eksporter gazu ziemnego

Rosja oraz jej rządowy koncern gazowy Gazprom odgrywają, ze względu na zasoby, wielkość wydobycia i eksportu gazu ziemnego, a także położenie bliskie Europie, szczególną rolę w planach energetycznych całej Unii Europejskiej i jej poszczególnych krajów. Podejmując decyzje o polityce energetycznej Polski konieczne jest zwrócenie uwagi na działania właśnie Rosji, także krajów importujących gaz ziemny z Rosji i innych kierunków. Warunkuje to wybór optymalnego w sensie dostaw gazu wariantu. Należy przez to rozumieć zarówno poziom bezpieczeństwa i pewności importu, jak i ceny gazu. Rosja eksportuje gaz do wielu krajów Europy od lat siedemdziesiątych XX w. Największymi importerami gazu są: Niemcy – 37,74 mld m³/rok (w 2004 r.), Włochy – 21 mld m³/rok, Francja – 11,50 mld m³/rok. W polityce importowej Rosji i Gazpromu można zauważyć, że [1, 2, 10]:

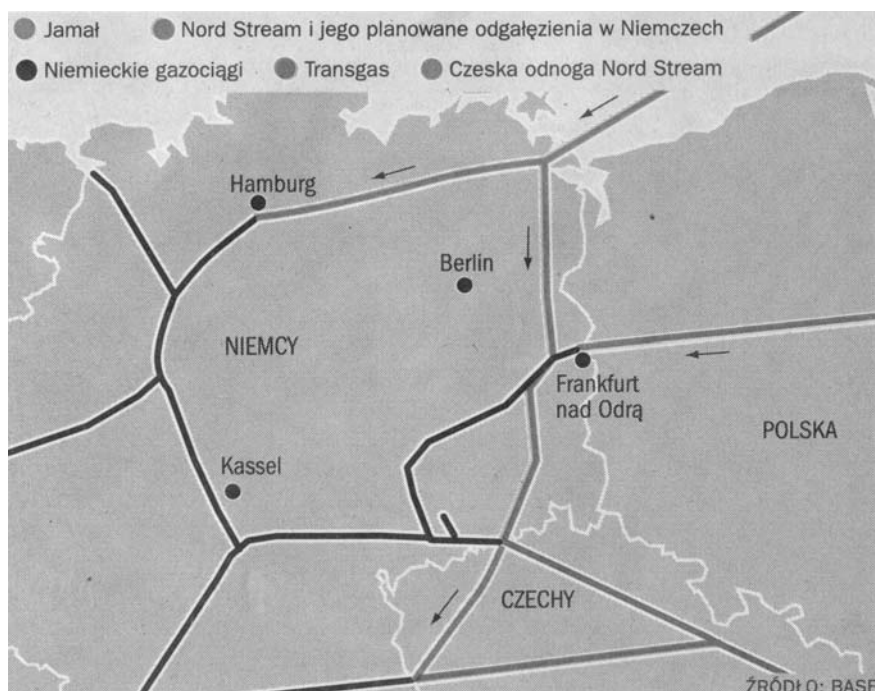
- ✧ Rosja subsydiowała, i to znacznie, dostawy gazu do krajów stanowiących poprzednio republiki ZSRR – Ukrainy, Białorusi, Gruzji, Mołdawi, tez Azerbejdżanu. To umożliwiałoby wywieranie presji politycznej i ekonomicznej, pojawiały się krótkotrwałe przerwy w dostawach gazu. Stąd stosowanie cen światowych eliminuje jedno z poważnych narzędzi nacisku. Obserwuje się dążność Gazpromu do podnoszenia cen gazu.
- ✧ Rosja staje się otwarta dla inwestycji zachodnich w przemysł naftowy i gazowniczy. Gazprom jest gotów eksportować duże ilości gazu, zależne tylko od żądań odbiorców. Jednocześnie Gazprom musi zachować reputację jako pewny dostawca gazu do krajów

Unii Europejskiej, najbliższego i pod względem ekonomicznym najpewniejszego rynku gazowego. Eksport do Chin, ze złóż Wschodniej Syberii rysuje się jako odległy w czasie, natomiast blisko $\frac{1}{4}$ dochodów Rosji z eksportu pochodzi ze sprzedaży gazu. Gazprom zdaje sobie sprawę, że ewentualne użycie groźby przerwania lub zakłócenia eksportu gazu jest bronią uderzającą zarówno w odbiorcę jak i producenta, a więc samą Rosję. Stąd ewentualne zagrożenie dostaw gazu z Rosji wydaje się być mało realne [10]. Historycznie Rosja jawi się jako kontrahent spełniający warunki umów eksportowych.

- ✧ Rosja ma tendencję do nacjonalizacji przemysłu paliwowego (przykład firmy Shell, który sprzedał część akcji złóż na Sachalinie do Gazpromu, który uzyskał 51% udziałów, monopol). Jest to problem ogólnościowy. Jednakże koncerny naftowe i gazowe prowadzą politykę bardziej elastyczną w stosunku do Rosji niż rządy krajów, zmierzającą do uniknięcia konfliktów. Stąd liczne umowy między Gazpromem a koncernami zachodnimi. W długim okresie historycznym koncern rosyjski zmierza raczej w kierunku wzrostu cen gazu niż zwiększenia ilości eksportowanych. Chociaż również, zwłaszcza w ostatnim okresie, rysuje się wyraźny wzrost inwestycji gazowych (gazociągi South Stream, North Stream). W okresie krótko- i średnioterminowym zagrożenia dostaw raczej nie występują, ze względu na stosunki handlowe z Europą, natomiast mogą się pojawić wątpliwości co do dostaw w długim okresie czasu. Chodzi zarówno o politykę Rosji, jak i możliwości techniczne i surowcowe, natomiast potrzeby Europy będą wzrastać.
- ✧ Zwiększenie zużycia gazu, ze względu na bariery ekologiczne, nastąpi głównie w sektorze energetycznym Europy. Do inwestowania w sektorze energetyki gazowej, przy niższych kosztach niż inne technologie (np. energetyka jądrowa), bardziej chętne są koncerny i firmy prywatne. Jednym z celów polityki energetycznej Europy będzie zmniejszenie zużycia gazu po to, aby ograniczyć zależność od importu, oczywiście do racjonalnych granic. Jest to długofalowa polityka, u podstaw której leżą też obawy o dostawę gazu.

Nie można nie zauważyć politycznych aspektów działalności Gazpromu, jako koncernu realizującego nie tylko gospodarcze, ale i polityczne cele Rosji.

Polityka ochronna UE to zintegrowany rynek gazowy, umiędzynarodowienie dostaw gazu z Rosji, wspólna polityka energetyczna państw UE, związanie Rosji długoterminowymi umowami energetycznymi z Europą (również z Polską), podpisanie przez Rosję „Karty Energetycznej”. Na tym tle trzeba analizować funkcjonowanie gazociągów rosyjskich biegnących do Europy. Na rysunku 6 pokazano sytuację linii przepływu gazu w Niemczech po wybudowaniu gazociągu North Stream (Gazociąg Północny lub Bałtycki). W zamiarze firm niemieckich (WinGas i BASF) jest wybudowanie dwóch gazociągów: OPAL wzdłuż polskiej zachodniej granicy i dalej do Republiki Czeskiej oraz NEL biegnącego w kierunku zachodnim. Towarzyszyć im mają dwa duże magazyny gazu: Hinrichshagen (k. portu Lubmin) o pojemności do 10 mld m³ gazu, oraz w Schweinrich (Brandenburgia) – 8 mld m³ gazu. Taka ekspansja Gazpromu, połączona być może z przejściem części akcji gazociągów w Niemczech i Czechach, umożliwi wzmocnienie wpływów politycznych i ekonomicznych Rosji, o ile UE nie przyjmie skutecznych rozwiązań (być może traktatowych) ochronnych.



Rys. 6. Gazociągi w Niemczech w pobliżu zachodniej granicy Polski

Fig. 6. Gas pipelines by the western Polish border

Gazociąg North Stream (Nord Stream) ma być włączony do eksploatacji w 2011 roku. Położenie gazociągu na dnie Bałtyku nastąpiłoby w 2010 roku. Udziały firm gazowych w jego budowie są następujące: Gazprom – 51%, BASF Wintershall – 20%, EON Ruhrgas – 20%, Gasuni (Holandia) – 9%.

5. Ocena ekspertyz Estońskiej Akademii Nauk (AN) dotyczących projektu gazociągu Nord Stream

Niniejsza ocena i komentarze zostały sformułowane w odniesieniu do opinii ekspertów Estońskiej Akademii Nauk w sprawie projektu budowy gazociągu po dnie Bałtyku przez konsorcjum Nord Stream AG. Opinie przygotowali:

- ✧ Członek Estońskiej Akademii Nauk prof. Mihkel Veiderma [17],
- ✧ Prof. Dr Endel Lippmaa [18].

Obydwie opinie przedstawiają zdecydowanie estońskie stanowisko w sprawie gazociągu Nord Stream, chociaż odnoszą się również do poglądów panujących w innych krajach Regionu Morza Bałtyckiego (Łotwa, Litwa, Finlandia oraz Polska). Trzeba więc zauważyć,

że Estonia zużywa zaledwie 0,85 mld m³ gazu/rok i stanowi to 13,5% w krajowym bilansie energetycznym. Nie jest to więc pozycja ważąca na sytuacji energetycznej tego kraju importującego gaz gazociągami lądowymi wyłącznie z Federacji Rosyjskiej. Wszystkie kraje bałtyckie (Litwa, Łotwa, Estonia) zużywają łącznie 5,4 mld m³/rok – również pochodzącego z Rosji. Przeciwnieństwem są inne kraje Unii Europejskiej zużywające w 2004 r. ponad 300 mld m³/rok gazu, w czym partycypacja Rosji wynosiła 43,9%, Morza Północnego 34,1% oraz Północnej Afryki 12% [17]. Szczególną jest pozycja Niemiec, uzależnionych od importu gazu w 78%. Biorąc pod uwagę fakt, że Rosyjska Federacja dysponuje około 27% światowych zasobów gazu (są największe na świecie – 48 000 mld m³) staje się jasne, że głównym kierunkiem importu gazu do UE będą właśnie złoża syberyjskie Rosji i złoża Morza Barentsa Rosji. Ponieważ ekspertyza Estońskiej Akademii Nauk jest negatywna w stosunku do projektu budowy gazociągu Nord Stream przez estońską ekonomiczną strefę morską (EEZ) i estońskie wody terytorialne, stwarzać to może nie pierwszorzędnej wagi, ale jednak trudności w realizacji projektu Nord Stream i chyba pozostaje w sprzeczności do zamiarów przynajmniej części krajów UE (np. Niemcy, Wielka Brytania, Holandia). Argumenty strony estońskiej odnoszące się do problemów bezpieczeństwa energetycznego Państw Bałtyckich, ekologii Morza Bałtyckiego i zgodności z międzynarodowym prawem morskim są następujące:

- ✧ Rosja nie ratyfikowała międzynarodowej Karty Energetycznej (Energy Charter Treaty ECT), również nie jest sygnatariuszem Espoo Convention EIA (Environmental Impact Assessment). Głównym udziałowcem konsorcjum Nord Stream AG jest kontrolowany przez rząd, koncern rosyjski OAO GAZPROM (51%) oraz Wintershall (20%) związany z koncernem niemieckim BASF i EON RUHRGAS (20%). W ten sposób OAO Gazprom nie ponosiłby odpowiedzialności za ewentualne awarie i katastrofy mogące się zdarzyć podczas budowy i dalszej eksploatacji gazociągu – również za pewność i gwarancję dostaw gazu do innych krajów;
- ✧ pierwotne projekty (NGG – Nordic Gas Grid, NTG – Łotwa – Liepāja, dnem Bałtyku do Niemiec) włączały w przedsięwzięcie również Kraje Bałtyckie. W szczególności miały być wykorzystane pojemności magazynowe na Łotwie (podziemny magazyn gazu w Inčukalus o możliwej pojemności roboczej 20 mld m³). Wówczas żaden z krajów nie protestował, nie były też podnoszone zastrzeżenia natury ekologicznej;
- ✧ projekt Nord Stream nie zapewnia odgałęzień lub połączeń z Krajami Bałtyckimi. Natomiast Finlandia zgadza się w zasadzie na budowę gazociągu w granicach swojej ekonomicznej strefy morskiej (EEZ), sugerując przesunięcie trasy w kierunku południowym. W ten sposób gazociąg pozostawałby w styczności z strefą estońską, na długości ok. 100 km, a nawet przecinałby ją na dystansie 225 m. W opinii Estońskiej AN stwarza to zarzewie konfliktów, gdyż trasa może być patrolowana przez rosyjską marynarkę wojenną, a fragment trasy leży w pobliżu wejścia do portu w Tallinie. Estońska AN zauważa, że pierwotna trasa gazociągu została zbadana i odpowiada wymaganiom bezpieczeństwa i ekologii Bałtyku;
- ✧ inne podnoszone zastrzeżenia to: obecność min i pojemników z gazem bojowym (np. gazem musztardowym) w Zatoce Fińskiej, niski poziom wykonawstwa technicznego gazociągu przez koncern rosyjski, słabe i niestabilne podłoże (dno bałtyckie) pod

gazociągiem. Do tego dołącza się również sprzeciw zarówno Polski, jak i ostatnio parlamentu UE.

Ostatecznie Estońska AN nie uznaje za właściwe wyrażenie zgody przez rząd Estonii na jakiegokolwiek inwestycje związane z gazociągiem w swojej ekonomicznej strefie morskiej lub na terytorialnych wodach Estonii. Uważa, że problemy gazociągu powinny być rozwiązywane na poziomie Unii Europejskiej, z głosami Krajów Bałtyckich i Polski.

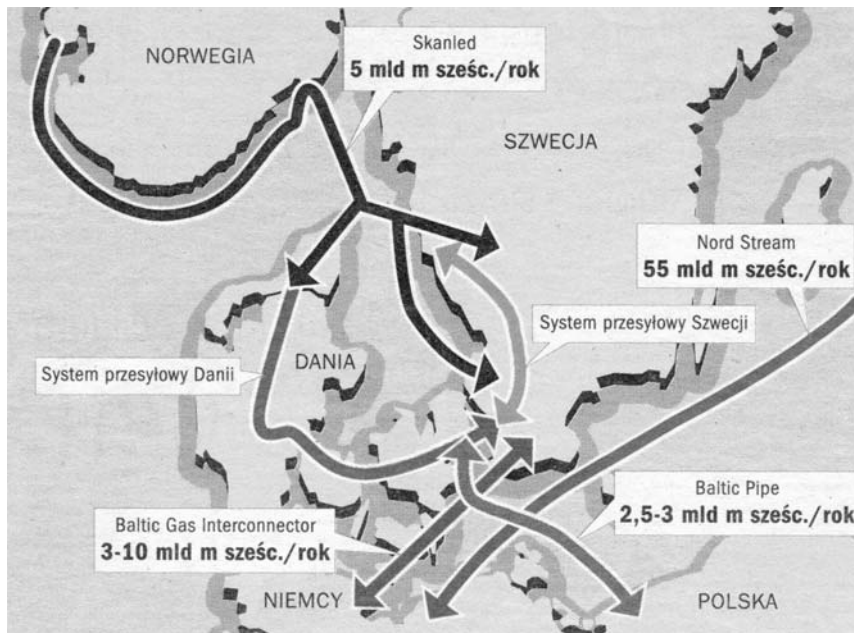
Odnosząc się do elaboratu Estońskiej Akademii Nauk, należy poczynić następujące uwagi:

- ✧ w konkluzji opinii Estońskiej Akademii Nauk [18] znajduje się stwierdzenie, że projekt gazociągu Nord Stream nie może być akceptowany przy ewentualnej, niewielkiej zmianie trasy w kierunku wód estońskich. Natomiast, wobec 10-letnich badań i penetracji pierwotnej trasy, w pasie o szerokości 2 km, gazociąg może być poprowadzony w strefie fińskiej. Trudno jest zgodzić się ze stwierdzeniem, że w ten sposób znikną wszystkie podniesione, rzeczywiste lub też nie zastrzeżenia. W tym miejscu zarysowała się raczej różnica zdań między stanowiskiem fińskim a stroną estońską. Można zauważyć, że Estonia nie dostrzegła zagrożeń przy budowie lokalnego gazociągu z Finlandii do Estonii przez Zatokę Fińską;
- ✧ trudno przypuszczać, że trasa gazociągu będzie w jakiś szczególny sposób patrolowana przez marynarkę rosyjską. Kraje Bałtyckie, podobnie jak Polska, są członkami NATO, i takie prowokowane sytuacje muszą być wykluczone. Zdaje sobie z tego też sprawę dyplomacja rosyjska. Ten argument jest wyraźnie polityczny;
- ✧ zauważyć trzeba, że argumenty o zatopionej w Bałtyku amunicji i gazach bojowych nie są przekonujące. Rzeczywiście, potencjalne niebezpieczeństwo jakiejś dystorsji nieuzbrojonych min istnieje, ale trudno przypuszczać, żeby trasa gazociągu nie była dokładnie przejrzana i oczyszczona. Podobne problemy istniały na Morzu Północnym (np. dojście do portu w Wilhelmshafen), ale rozwiązano je pomyślnie;
- ✧ co do niewłaściwego wykonawstwa rosyjskiego, to obiektywnie należy wziąć pod uwagę długość gazociągów rosyjskich funkcjonujących przecież od około 40 lat, zaopatrujących Europę w gaz, bez zasadniczych perturbacji i problemów. Rosja wybudowała gazociąg Blue Stream przez Morze Czarne do Turcji (głębokość morza to ponad 2500 m, a nie 100 do 200 m Bałtyku, zamierza prowadzić gazociąg South Stream także przez Morze Czarne) poczyniła znaczne postępy w technologiach przemysłu rurociągowego. Ponadto współdziaławcami konsorcjum są firmy niemieckie. Używanie argumentów w rodzaju „pływających rur” [18] niszczących konstrukcję i zagrażających żegludze nie jest właściwym. Gazociąg ma akceptację Komisji Unii Europejskiej jako jedna z priorytetowych inwestycji importu gazu. Być może, jak to zauważono w elaboracie [17], gazociąg prowadzony dnem morskim będzie tańszy niż prowadzony łądem, trudno jest tu jednak wyrazić jednoznaczna opinię, bez wniknięcia w sam projekt i dynamikę kosztów;
- ✧ w opinii nie podnosi się kwestii związanych z biosferą Bałtyku, z wpływem budowy gazociągu i późniejszej jego eksploatacji na życie organiczne Bałtyku. Ogólne stwierdzenia o zaburzeniu systemu ekologicznego nie mogą wystarczyć. Wydaje się, że jest koniecznym wykonanie szerszego studium (być może zostało ono wykonane).

- ✧ nad całym stanowiskiem Estońskiej AN wydają się dominować względy polityczne. Niewątpliwie racją jest, że problem bezpieczeństwa energetycznego powinien być rozwiązany przez całą Unię Europejską, a nie przez poszczególne państwa. Faktem jest również, że działania i ekspansja OAO GAZPROMU ma w znacznym stopniu podłoże polityczne i że Federacja Rosyjska uchyla się od podpisania różnych umów i traktatów międzynarodowych. Jednakże największym potencjalnym dostawcą gazu do Europy są i nadal będą złoża rosyjskie. Trzeba wypracować racjonalną taktykę i strategię w stosunku do projektu gazociągu Nord Stream, wraz z pełnymi gwarancjami bezpieczeństwa zarówno eksploatacji gazociągu, jak i ciągłości dostaw gazu do zainteresowanych krajów, też innymi, istniejącymi gazociągami. Wszelkie procedury dotyczące monitorowania gazociągu, postępowania w przypadku awarii, przeglądów i eksploatacji, remontów, kwestii prawnych winny być sformułowane przejrzysto i jasno. Powinny być znane i zaakceptowane przez kraje Morza Bałtyckiego. Trzeba też dostrzec interes i dbałość samej Rosji o jakość i pewność handlu nośnikami energii, gdyż od tego zależy jej poziom ekonomiczny, stabilność i przyszłość.

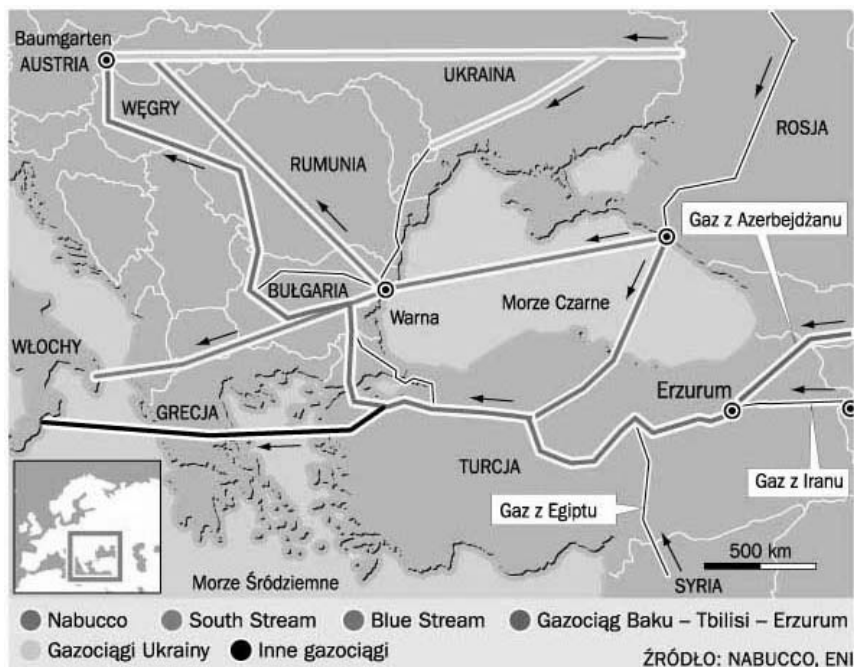
6. Polityka energetyczna Polski w zakresie gazu ziemnego

Działania podejmowane przez kolejne polskie rządy w stosunku do gospodarki gazowej, w szczególności do importu gazu były niejednoznaczne, nie zachowujące ciągłości, fragmentami nasycone ideologią, a nie pragmatyką. W ostatnich dwóch latach selekcję i wybór rozwiązań mających zapewnić bezpieczeństwo dostaw oparto na przyjęciu takich źródeł i kierunków, które nie leżą i które nie są związane z Rosją. Wypracowano rozwiązania wskazujące na celowość (czy nawet konieczność) budowy terminalu na skroplony gaz LNG w Świnoujściu o wydajności 2,5–3 mld m³/rok z możliwością dalszej rozbudowy (do 5 i 7 mld m³/rok) oraz jednoczesną budowę gazociągu łączącego z Danią i gazociągiem Skanled (Norwegia – Półd. Szwecja) o wydajności również 2,5–3 mld m³/rok. Całkowite koszty inwestycji i rozbudowy systemu gazowniczego w północnej i zachodniej Polsce poniósłby inwestor polski, czyli Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG). System importowy „terminal LNG + Baltic Pipe” (rys. 7) dostarczałby w latach 2010 i dalej około 3–5 mld m³ gazu rocznie, czyli około 1/3 dotychczasowego zużycia krajowego. Zużycie gazu w Polsce będzie wzrastało. Gazociągi rosyjskie i projektowane dostarczą do krajów UE ponad 200 mld m³/rok w 2030 r. (ok. 1/3 importu całej UE), i należy przypuszczać, że będzie to gaz tańszy niż z innych źródeł czy kierunków. Gazociągi rosyjskie (Yamal I, planowane North Stream, Yamal II, South Stream – rys. 8), poza jednym, przebiegają lub będą przebiegały w bezpośredniej bliskości odbiorców polskich. Będą to inwestycje międzynarodowe, rynek gazowy w Europie będzie się integrował, trudno zakładać, że Rosja (rząd rosyjski czy Gazprom) byłby w stanie narzucać rozwiązania polityczne całej UE. Natomiast niezauważanie (poza raczej nieskutecznymi protestami) tego, że to jednak Rosja będzie jednym z głównych dostawców gazu do Europy w okresie kilku-



Rys. 7. Projektowany gazociąg Baltic-Pipe i jego połączenia

Fig. 7. Projected Baltic Pipe and his conections



Rys. 8. Przebieg gazociągu South Stream z odgałęzieniami

Fig. 8. South Stream pipeline and the others

dziesięciu lat i brak dążenia do rozwiązań kompromisowych jest błędem. Projekty „norwesko-duńskie” nie rozwiążą nawet w niewielkim stopniu problemu dywersyfikacji, są obliczane na krótki okres czasowy i przy znacznych kosztach. Nie będzie to też połączenie z siecią gazociągów europejskich. Sieć gazociągów europejskich będzie podchodziła do granicy polskiej i tylko w ten sposób (pomijając obawy, że będzie to gaz rosyjski) można uzyskać sprzężenie z Europą.

Polska nie jest i nie będzie w stanie zapewnić sobie bezpieczeństwa energetycznego, a przede wszystkim zasadniczego zróżnicowania kierunków dostaw gazu, chyba że decydowałaby się na ponoszenie nadmiernie wysokich kosztów. Społeczeństwo tego na pewno nie oczekuje. Stąd aktywne i racjonalne włączenie się w politykę i wielokierunkowe przedsięwzięcia energetyczne Unii Europejskiej jest nieodzowne. Polska powinna dążyć do osiągnięcia takiego poziomu bezpieczeństwa jak cała Unia Europejska. Ważną, o ile nie pierwszoplanową rolę powinny spełniać oceny ekonomiczne projektów, potem dopiero inne względy.

Podsumowując całość rozważań, można sformułować następujące opinie:

- ✧ Niewątpliwym problemem dla Polsce pozostaje strategia w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z różnych źródeł zasilania, w znacznie mniejszym wymiarze dotyczy to ropy naftowej. Wynika ona z sytuacji panującej na rynku i opisanej powyżej. W tym miejscu należy zwrócić uwagę na brak zarówno wiarygodnych prognoz co do energetyki polskiej w ogóle, w szczególności do zapotrzebowania na gaz ziemny, jak i brak koordynacji w zakresie planowania energetycznego, np. budowy modelu energetycznego dla Polski – nasuwa się model „węgiel-gaz”. Dywersyfikacja, i to różnych nośników i rodzajów energii musi być poprzedzona analizą ich struktury, wielkości zużycia i ekonomiki rozwiązań. Decyzje nie mogą być podejmowane w sposób koniunkturalny lub też doktrynalny. Polityka energetyczna powinna być niezwykle konkretnie prowadzona przez znawców problemu. Nie może ona zależeć od aktualnej orientacji kolejnych rządów, tym bardziej od ideologii.
- ✧ Biorąc pod uwagę okresowe, krótkotrwałe ograniczenia w zakresie dostaw gazu do Polski przez stronę rosyjską należy podkreślić, że jedną z form dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski, a równocześnie zabezpieczającą bezpieczeństwo energetyczne kraju, jest posiadanie odpowiedniej wielkości i odpowiedniej ilości podziemnych magazynów gazu. Sprzyja temu istnienie dużych struktur po szczypanych złożach gazu ziemnego w Polsce, które nie tylko mogą zabezpieczyć nasze potrzeby, ale także mogą być wykorzystane do budowy podziemnych euromagazynów dla Unii Europejskiej. Obecnie w Polsce funkcjonuje sześć podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności około 1,6 mld m³ gazu. Przy rocznej konsumpcji około 14 mld m³ Polska powinna posiadać rezerwę strategiczną na około trzy miesiące, czyli około 4,5 mld m³. Tę wielkość można uzyskać w krótkim czasie przy niewielkich nakładach finansowych z wykorzystaniem polskich specjalistów i polskich firm poprzez rozbudowę PMG Wierchowice (planowany był docelowo na 4,3 mld m³) czy PMG Mogilno. Na szczęście w tym zakresie zapadły już oczekiwane decyzje na szczeblu rządowym.
- ✧ Europa jako cały region znajduje się raczej w dobrej sytuacji pod względem zaopatrzenia w gaz. Gaz wydobywany w Europie (EU-34), dostarczany z Norwegii, z Rosji, z Afryki oraz zwiększający się strumień z Bliskiego i Środkowego Wschodu zwoźna będzie

zwiększał swą partycypację na prawie dojrzałym rynku europejskim, osiągając w granicy lat dwudziestych około 28–30% udziału w spektrum nośników i źródeł energii (obecnie ok. 22%).

- ✧ W priorytecie importu gazu do Europy na najwyższych miejscach plasują się: Bliski i Środkowy Wschód, Północna Afryka (Algieria) i Norwegia (Morze Norweskie). Trzeba zauważyć, że po latach 2010–2012 może się rozpocząć gazociągowy przesył względnie taniego gazu z Bliskiego Wschodu i krajów Morza Kaspijskiego, a dokładniej ma zostać wybudowany gazociąg „Nabucco”. I to jest szansa na długą dywersyfikację dostaw gazu również do Polski, wszakże pod warunkiem poważniejszego zainteresowania się problemem i niedopuszczenie do zaskoczenia, jak to się stało w przypadku gazociągu Północnego.
- ✧ Jest faktem, że potwierdzone zasoby gazu w akwenach morskich Norwegii powiększyły się z 2,39 do 3,29 tcm. Ale przy zachowaniu dotychczasowego wydobycia 82,3 mld m³/rok wystarczyłyby na około 40 lat. Przy wzroście wydobycia do 120 mld m³/rok, okres ten będzie o ok. 1/3 krótszy. Norwegia eksportuje do Europy 75,9 mld m³/rok (2004 r.), planuje zwiększenie eksportu do około 100 mld m³/rok, a więc nie będzie to przyrost zbyt duży. Stąd należy poważnie rozważyć opłacalność budowy gazociągu z Norwegii via Szwecja do zachodniej Polski (Świnoujście) przy uwzględnieniu udziału w kosztach tego projektu przez stronę polską.
- ✧ Wydaje się, że dobrym rozwiązaniem będzie modułowe wybudowanie terminalu re-gazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG). Prognozy, co do wzrostu handlu LNG są bardzo zachęcające. Wiąże się to z dość znacznymi nakładami i nie rozwiązuje w sposób ostateczny kwestii dywersyfikacji dostaw.
- ✧ Nadal daje się zauważyć brak dalekosiężnej perspektywicznej i spójnej polityki w stosunku do polskiej energetyki, brak modeli i scenariuszy, nade wszystko brak wiarygodnych oszacowań zapotrzebowań na różne nośniki i formy energii w tym gazu. W fazie końcowej znajduje się opracowanie projektu dotyczącego polityki energetycznej Polski do roku 2030. Niezależnie od tego w różnych zespołach naukowych prowadzone są na ten temat prace, które powinny być uwzględnione w programie rządowym. Towarzyszący temu szum medialny powoduje, że nie znajdują one należytego odbioru. A pytań jest wiele: jakie kontrakty, gdzie, kiedy, jakie magazyny, jakie ceny, co z optymalizacją dostaw, jakie nośniki.
- ✧ W polskiej polityce energetycznej, wobec rosnących cen gazu i malejących zasobów tego surowca, właściwe będzie powtórne spojrzenie na węgiel i realne zbilansowanie jego zasobów, także możliwego wydobycia i przetwórstwa. W tym kierunku rozpoczyna podążać już kilka krajów, w tym USA. Konieczne jest też zwrócenie uwagi na możliwość pozyskania tzw. metanu z pokładów węgla jako niekonwencjonalnego gazu oraz na technologie zgazowania węgla (aktualnie na raczej małą skalę).
- ✧ Rola Rosji w dostawach gazu do Europy, w tym i do Polski, jest nie do przecenienia. Dowodem jest wzrost planowanego eksportu gazu i zainteresowanie rosyjskim gazem przez wiele krajów europejskich. Ale trzeba też wziąć pod uwagę rysujący się, a nawet bardzo prawdopodobny zwrot Rosji w kierunku rynków azjatyckich (Indie, Chiny), a także USA i Japonii. Niektóre źródła przewidują, że w 2050 r. ludność Indii będzie

liczyła 1628 mln, Chin 1394 mln, a USA 413 mln mieszkańców. Rosja pozostanie na poziomie 102 mln. Ten wzrost demograficzny wywoła wzrost zapotrzebowania na energię. Istnienie infrastruktury przesyłowej do Europy przemawia na korzyść rynków europejskich, ale wzrastające ceny gazu, praktyczna nieograniczoność rynków azjatyckich może spowodować zahamowanie wzrostu eksportu, czy w ogóle ograniczenie eksportu gazu do Europy.

- ✧ Wobec dyskusyjnego odżegnania się Polski od gazu który ma być przesyłany gazociągiem bałtyckim rozsądna jest propozycja niemiecka, wybudowania gazociągu z Niemiec (Wilhelmshafen) do Polski (ale nie tylko tego gazociągu). Byłby to gazociąg łączący Polskę z systemem zachodnioeuropejskim, a więc o największym poziomie bezpieczeństwa w odniesieniu do dostaw gazu. Istnieje też możliwość podłączenia się do gazociągu North Stream (propozycja Rosji), ewentualnego powrotu do projektu gazociągu Amber (Rosja–terytorium Krajów Bałtyckich–Polska–Niemcy) lub mniej prawdopodobnego w bliskiej przyszłości projektu Yamal II. Jak jednak nadal zdewersyfikować dostawy gazu, trudno przecież zakładać, że z gazociągów przechodzących przez terytorium kraju, Polska tego gazu importować nie będzie, natomiast pozostałe kraje UE tak. Jeszcze raz potwierdza się konieczność rozwiązywania problemów energetycznych w sposób spójny z trendami panującymi w Unii Europejskiej. Wielość podmiotów państwowych, do których płynąłby gaz stanowiłaby gwarancję neutralności jego dostaw. W ogóle należy wypracować sensowną taktykę i strategię w stosunku do przedsięwzięć i projektów rosyjskich, protesty czy ignorowanie zamiarów inwestycyjnych Rosji byłoby najgorszym rozwiązaniem.
- ✧ Wiele zależy od ewolucji wspólnej europejskiej polityki oraz zaufania do niej rządów krajów w tym Polski (gazociągi, magazyny, europejskie rezerwy strategiczne).
- ✧ W gospodarce energetycznej Polski, ze względu na zasoby, istotną rolę nadal będzie odgrywał węgiel. Ten nośnik energii zapewnia również duży stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju. Sprzężenie węgla i gazu ziemnego może stanowić o stosunkowo dużej „swobodzie” energetycznej kraju.
- ✧ Sytuacja gospodarki gazowej w Europie, jako element bezpieczeństwa energetycznego, zmienia się w ostatnich latach w sposób dynamiczny w związku z rosnącymi cenami węglowodorów, dlatego można oczekiwać w tym zakresie dalszych, czasami dosyć zaskakujących rozwiązań zarówno po stronie eksporterów, jak i importerów gazu ziemnego.

Niniejszy artykuł powstał na podstawie najnowszych opracowań i studiów dotyczących przemysłu gazowniczego. Charakterystyczne jest to, że horyzont czasowy brany pod uwagę przez międzynarodowe agencje, zespoły, organizacje to rok 2030, a nie krótszy. Takie też okresy czasowe należałoby przyjąć w prognozach polskich. Rozwiązania podejmowane np. dla zaspokojenia potrzeb energetycznych w krótszym okresie, i nie przewidujące dalszych kroków, nie są racjonalne. I jeszcze kwestia ciągłego monitorowania sytuacji energetycznej państwa i otoczenia – jest ono konieczne.

Literatura

- [1] SIEMEK J., TAJDUŚ A., 2006 – Węgiel, gaz ziemny i ropa naftowa w świecie i w Polsce – stan aktualny i przyszłość. Bezpieczeństwo energetyczne kraju – Polskie Forum Akademicko-Gospodarcze, Warszawa.
- [2] Report of Programme Committee B IGU. Strategy, Economy and Regulation. 23d World Gas Conference, Amsterdam 2006.
- [3] RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2007 – Kierunki dostaw gazu do Europy – stan aktualny i tendencje przyszłościowe. Polityka Energetyczna t. 10, z. spec. 2, Wydawnictwo Sigmie PAN, Kraków.
- [4] ELE S., SPRUNT E.S., 2006 – Natural Gas – Image vs, Reality. Journal of Petroleum Technology, February 2006.
- [5] Fundamentals of Oil and Gas Industry, 2005 Petroleum Economist.
- [6] Fundamentals of the Global Oil and Gas Industry 2007. World Petroleum Council Yearbook (Cedigaz, BP Statistical Review pf World Energy).
- [7] Project 006588 Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, OME, 2006. Six Framework Programme Scientific Support Policy (3.2).
- [8] European gas – volatility lies ahead. SPE Review, Aberdeen and London Section of the SPE, Issue 203, December 2006.
- [9] SIEMEK J., NAGY S., RYCHLICKI S., 2003 – Estimation of natural gas consumption in Poland based on the logistic – curve interpretation. Applied Energy 75.
- [10] GUILLET J., 2007 – Policy is the key to security. Fundamentals of the Global Oil and Gas Industry 2007. World Petroleum Council Yearbook.
- [11] Polityka energetyczna Polski do roku 2030. Dokument rządowy z dnia 10.09.2007.
- [12] Raport roczny PGNiG S.A. 2005.
- [13] RADECKI S., 2005 – Możliwości i warunki zwiększenia krajowej bazy zasobowej ropy naftowej i gazu ziemnego. II Krajowy Kongres Naftowców i Gazowników SITPNiG, Bóbrka.
- [14] Raport roczny PGNiG S.A. 2004.
- [15] www.epa.gov/coalbed.
- [16] NAGY S., RYCHLICK S., SIEMEK J., 2006 – Impact of inactive hard – coal mines processes in Silesian Coal Basin on greenhouse gases pollution. Acta Geologica polonica vol. 56, no. 2, pp. 221–228.
- [17] Członek Estońskiej Akademii Nauk prof. Mihkel Veiderma, Natural Gas in the Baltic Sea Region, November 2005.
- [18] Prof. Dr Endel Lippmaa, Expert Opinion of the Academy of Sciences on the application submitted by the Nord Stream AG for granting permission to conduct pipeline route investigations in Estonian Waters as defined in unclos, Tallin, July 2007.

Stanisław RYCHLICKI, Jakub SIEMEK

Natural gas in the energy policy of Poland and EU

Abstract

Apart from coal, hydrocarbon energy carriers, i.e. natural gas and oil are the main energy raw minerals. Numerous forecasts reveal that this state will continue in the 21st century and the human population will have to greatly rely on these minerals all over the World. Oil and particularly natural gas are expected to dominate in this century. The following problems have been analyzed in the paper:

- Energy policy and forecast of use and supply of EU in natural gas by the year 2030.
- Coal vs. natural gas.
- Poland – natural gas resources, yield and predicted consumption.
- Russia – the greatest natural gas exporter.
- Evaluation of the Opinion of the Estonian Academy of Sciences on the Nord Stream Gas Pipeline Project.
- Poland's energy policy on natural gas.

KEY WORDS: Europe, Poland, gas, production, consumption, demand, supply, prognosis, underground gas storages