

Adam SZURLEJ*, Eugeniusz MOKRZYCKI**

Rola gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w Polsce na tle Unii Europejskiej i wybranych państw świata

SŁOWA KLUCZOWE: gaz ziemny — zasoby, wydobycie, zużycie, ceny, układy skojarzone, proces liberalizacji, produkcja energii elektrycznej

1. Krajowe zasoby gazu ziemnego na tle europejskich i światowych zasobów

W krajowej strukturze zasobów kopalnych surowców energetycznych zdecydowanie dominuje węgiel kamienny i brunatny. Ogólnie zasoby węglowodorów mają niewielki udział w zasobach przemysłowych surowców energetycznych, przy czym dominujące są zasoby gazu ziemnego. Stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 138,654 mld m³ — 2001 r. (do wielkości tej należy dodać zasoby zlokalizowane na Bałtyku). Zasoby złóż zagospodarowanych to 118,432 mld m³, natomiast zasoby przemysłowe wynoszą 72,112 mld m³. Zasoby prognozytyczne są szacowane na 400 do 600 mld m³. Przy założeniu, że z tej wielkości można udokumentować połowę w kategoriach zasobów wydobywalnych, to znacznie wzrosną zasoby gazu będące do dyspozycji do poziomu od 200 do 300 mld m³. Aktualnie łączna liczba złóż gazu ziemnego to 244, przy czym większość gazu ziemnego występuje w złożach gazowych — 183, a 63 w złożach ropnych i kondensatowych (Bilans ...2002; Ney, Siemek, Rychlicki 2002).

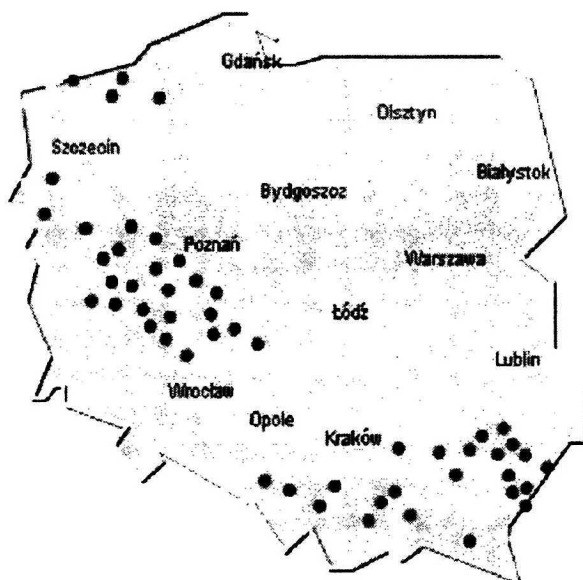
* Mgr inż., ** Dr hab. inż., Wydział Paliw i Energii AGH, Kraków.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Roman NEY

W Polsce gaz ziemny zlokalizowany jest w Karpatach, Zapadlisku Przedkarpackim, na Monoklinie Przedsudeckiej, w zachodniej i północno-zachodniej części kraju — rysunek 1 i na Bałtyku. Najzasobniejszym w gaz regionem kraju jest Niż Polski — 64,2% zasobów udokumentowanych; na Zapadlisku Przedkarpackim występuje 34,7% zasobów krajowych, w Karpatach zaś jest tylko 1,1% zasobów.

Na Niżu Polskim dominuje gaz ziemny zaazotowany (zawierający od 30 do ponad 80% metanu), występujący w utworach permu i karbonu, w rejonie Gorzów–Zielona Góra; gaz ten zawiera także w swoim składzie siarkowodór. Na Niżu Polskim jest łącznie 86 złóż gazu ziemnego, a tylko 4 złoża z gazem wysokometanowym. Do złóż gazowych o największych zasobach należy zaliczyć: Żuchłów (24,5 mld m³), Załęcze (23 mld m³), Barnówkę–Mostno–Buszewo (BMB) (15 mld m³).

W Zapadlisku Przedkarpackim przeważa gaz ziemny wysokometanowy, występujący w utworach jurajskich, kredowych i miocénkich. Aktualnie są zagospodarowane 63 złoża — największe z nich (a zarazem największe odkryte złożo w Polsce) to Przemyśl–Jaksmanice o zasobach wynoszących obecnie ponad 13 mld m³, zaś początkowe zasoby tego złoża wynosiły 79 mld m³.



Rys. 1. Rozmieszczenie zasobów gazu ziemnego w Polsce
Źródło: PGNiG S.A., 2003

Fig. 1. The location of the resources of the natural gas in Poland

W Karpatach gaz ziemny jest zlokalizowany w utworach kredowych i trzeciorzędowych. Są to złoża małe, w których gaz występuje samodzielnie lub też towarzyszy złożom ropy i kondensatom.

Polska posiada także złoża gazu ziemnego zlokalizowane w naszej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego — obejmują powierzchnię 26 700 km². Szacuje się, że łączne geologiczne

zasoby gazu ziemnego zlokalizowane na morzu (złoża typu gazowo-kondensatowe) wynoszą 10 mld m³, a całkowity potencjał szelfu polskiego jest szacowany na 100 mld m³. W składzie tego gazu dominuje metan (70—90%), węglowodory ciężkie (6—25%) oraz azot (do 5%), dwutlenek węgla i śladowe ilości gazów szlachetnych (helu i argonu) (Górecki 2003).

Rozpatrując złoża gazu należy także uwzględnić metan w pokładach węgla kamiennego w Górnśląskim Zagłębiu Węglowym (GZW). Perspektywiczne zasoby metanu są oceniane na 350 mld m³, bilansowe na 89 mld m³, a przemysłowe na 2,7 mld m³. Jednak obecnie z tymi zasobami nie wiąże się dużych nadziei ze względu na trudności eksploatacyjne natury technicznej (Ney 2002).

Rozmieszczenie zasobów gazu ziemnego na świecie charakteryzuje się nierównomiernością. Chociaż złoża gazu ziemnego znajdują się w ponad 90 krajach na wszystkich kontynentach i przyległych szelfach morskich, to jednak największe nagromadzenia gazu obserwuje się w Azji (Rosja, Turkmenistan, Kazachstan) i na Bliskim Wschodzie (Iran, Katar, Arabia Saudyjska, Zjednoczone Emiraty Arabskie). Stan zasobów udokumentowanych gazu ziemnego na koniec 2001 r. to 155,08 bln m³ i w porównaniu z rokiem 2000 zwiększył się o ponad 3%. Państwa o największych zasobach gazu ziemnego zostały zestawione w tabeli 1.

TABELA 1. Państwa o największych zasobach gazu ziemnego — 2001 r.

TABLE 1. The list of the countries containing the biggest resources of the natura gas — 2001

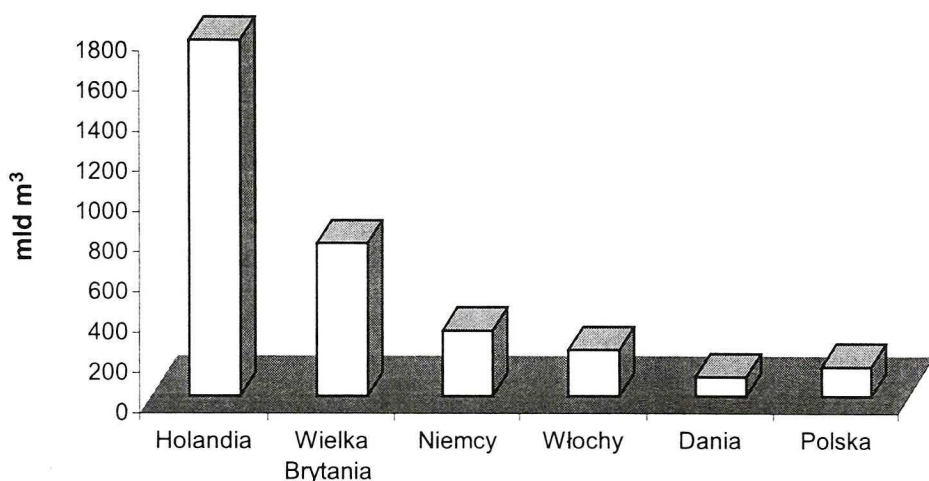
Lp.	Państwo	Zasoby gazu ziemnego [bln m ³]	Udział w zasobach światowych [%]
1.	Rosja	47,57	30,67
2.	Iran	23,00	14,83
3.	Katar	14,40	9,29
4.	Arabia Saudyjska	6,22	4,01
5.	Zjednoczone Emiraty Arabskie	6,01	3,88
6.	USA	5,02	3,24
7.	Algieria	4,52	2,91
8.	Wenezuela	4,18	2,70
9.	Nigeria	3,51	2,26
10.	Irak	3,11	2,01
11.	Ogółem	117,54	75,80

Źródło: na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2002

Jak widać z tabeli 1, zaledwie w dziesięciu państwach jest zlokalizowane trzy czwarte światowych zasobów gazu ziemnego. Większość z tych państw to kraje Bliskiego Wschodu.

Kontynent europejski nie jest zasobny w gaz ziemny. Wielkość europejskich zasobów gazu ziemnego to 4,86 bln m³. Do państw europejskich najbogatszych w gaz ziemny zalicza się:

Holandię, Norwegię, Wielką Brytanię i Niemcy. Należy jednak podkreślić, że zdecydowana większość europejskich zasobów gazu ziemnego przypada na basen Morza Północnego (największe złoża: Troll i Sleipner). Państwa Unii Europejskiej posiadają łączne zasoby gazu ziemnego tego rzędu co Irak — 3,21 bln m³ (największe Holandia — 1,77 bln m³). Choć UE należy do głównych konsumentów paliwa gazowego na świecie, to tylko kilka państw unijnych ma liczące się zasoby gazu ziemnego (rys. 2) (BP Statistical Review of World Energy 2002).



Rys. 2. Krajowe zasoby gazu ziemnego na tle państw UE o największych zasobach
Źródło: na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2002

Fig. 2. The polish resources of the natural gas compared to the countries of UE having the biggest resources

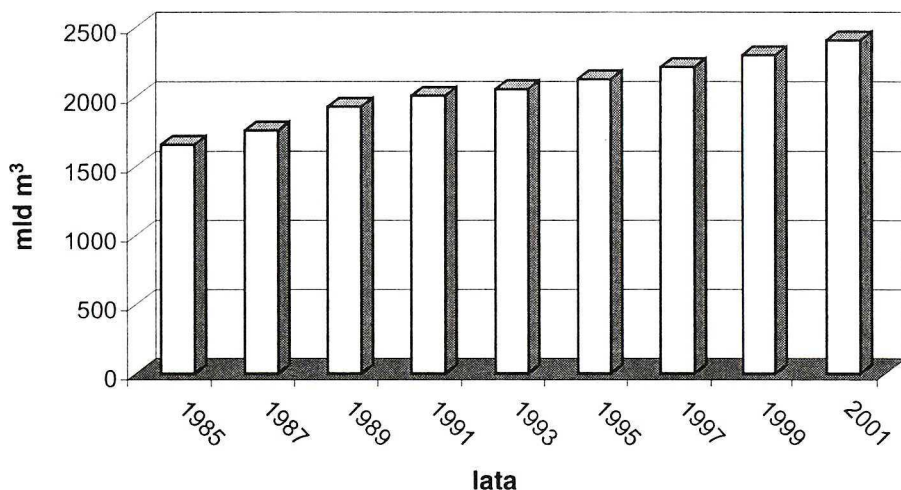
Na świecie występują także niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego i prawdopodobnie wraz ze wzrostem wykorzystania paliwa gazowego w XXI wieku, ludzkość w coraz większym stopniu będzie próbować zagospodarowywać te zasoby. Do niekonwencjonalnych zasobów gazu ziemnego zalicza się (Ney i in. 2001):

- ◆ gaz ziemny o niskiej jakości lub znajdujący się w złożach trudno dostępnych,
- ◆ metan z pokładów węgla,
- ◆ gaz w warstwach o niskiej przepuszczalności,
- ◆ gaz ze złóż znajdujących się na dużych głębokościach,
- ◆ gaz w postaci hydratów.

Zasoby niekonwencjonalne gazu ziemnego znacznie przekraczają wielkość zasobów konwencjonalnych, jednak sięgnięcie po nie będzie wiązało się z rozwojem technologii pozyskania i przetwarzania.

2. Wydobycie gazu ziemnego

W 2001 r. wydobycie gazu ziemnego na świecie wyniosło 2,464 bln m³ i w porównaniu z rokiem 2000 wzrosło o 1,7%. Wielkość wydobycia gazu ziemnego na świecie charakteryzuje się trendem wzrostowym: 1970 r. — 1,023 bln m³, 1983 r. — 1,501 bln m³, 1991 r. — 2,027 bln m³. W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku tempo wzrostu światowego wydobycia gazu ziemnego osłabło głównie za sprawą rozpadu bloku wschodniego (1990/1991) i kryzysu rosyjskiego (1996/1997).



Rys. 3. Wydobycie gazu ziemnego w latach 1985—2001

Źródło: na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2002

Fig. 3. The production of the natural gas in 1985—2001

Tabela 2 przedstawia państwa o największym wydobyciu gazu ziemnego. Jak widać, Stany Zjednoczone Ameryki Północnej i Rosja realizują prawie połowę światowego wydobycia gazu ziemnego. W Rosji działalnością w zakresie wydobycia gazu ziemnego (jak również dystrybucją i magazynowaniem) zajmuje się przede wszystkim firma Gazprom. Największe ilości gazu są wydobywane w rejonie Tiumenia (złóża Urengoj, Jamburg, Miedwiedie), Środkowego Uralu oraz w okolicach Astrachania i Komi (Bilans zasobów... 2002).

Analizując produkcję gazu ziemnego w skali globalnej można zauważyć, że charakteryzuje się dużą nierównomiernością — zaledwie dziesięć państw świata ma ponad 70-procentowy udział w światowej produkcji tego nośnika energii.

Z państw Unii Europejskiej krajami o liczącym się wydobyciu gazu ziemnego są (dane za 2001 r.): Wielka Brytania (105,8 mld m³), Holandia (61,4 mld m³), Niemcy (17,0 mld m³), Włochy (15,5 mld m³) i Dania (8,4 mld m³). Praktycznie głównym źródłem gazu ziemnego dla Unii Europejskiej (także dla Norwegii) jest obecnie basen Morza Północnego.

TABELA 2. Państwa o największym wydobyciu gazu ziemnego — 2001 r
TABLE 2. The list of the countries having the highest production of the natural gas — 2001

Lp.	Państwo	Wydobycie [mld m ³]	Udział w światowym wydobyciu [%]
1.	USA	555,4	22,5
2.	Rosja	542,4	22,0
3.	Kanada	172,0	7,0
4.	Wielka Brytania	105,8	4,3
5.	Algieria	78,2	3,2
6.	Indonezja	62,9	2,6
7.	Holandia	61,4	2,5
8.	Iran	60,6	2,5
9.	Norwegia	57,5	2,3
10.	Arabia Saudyjska	53,7	2,2
11.	Ogółem	1 749,9	71,1

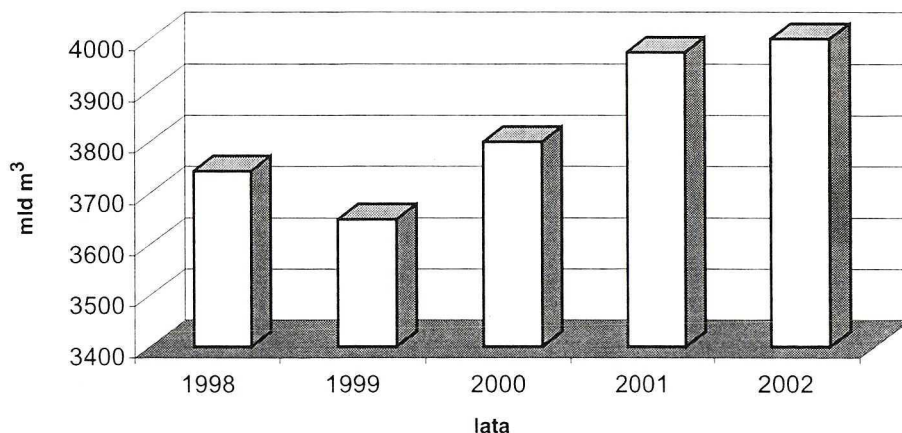
Źródło: na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2002

Polska jest krajem o bogatych doświadczeniach związanych z wydobyciem gazu ziemnego (1912 r. — dokonano pierwszego wiercenia odwiertu gazowego, 1920 r. — odkryto pierwsze krajowe zagłębienie gazu ziemnego w Daszawie, 1929 r. — wybudowano gazociąg do Lwowa, a w kolejnych latach m.in. do Rzeszowa, Tarnowa, Sandomierza). Do 1945 r. wydobyto ze złóż karpaccich około 5 mld m³ gazu ziemnego. Po wojnie poziom wydobycia gazu ziemnego stopniowo wzrastał — w 1963 r. przekroczył 1 mld m³ (1,394 mld m³). Maksymalne wydobycie — 7,562 mld m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy — ok. 6,6 mld m³) osiągnięto w 1978 r. Wówczas taki poziom wydobycia pokrył aż w 71% krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny. Od tamtego okresu w kolejnych latach następował spadek pozyskania gazu ze złóż krajowych, przy czym najmniejsze było w 1990 r. — 3,5 mld m³. W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku wydobycie gazu ziemnego kształtowało się na poziomie około 3,7 mld m³ — w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (rys. 4). Zauważalny jest wzrost produkcji gazu ziemnego w 2001 r. — prawie 4 mld m³, 2002 r. — 4 mld m³ (gaz wysokometanowy). Prognozuje się w ciągu następnych lat dalszy wzrost wydobycia do poziomu około 6 mld m³. Jednak dla osiągnięcia takiego rezultatu niezbędne jest zwiększenie nakładów na poszukiwania, udokumentowania i budowę nowych kopalń gazu ziemnego (Karnkowski 1993; Janas 2003).

W 2001 r. wydobycie gazu ziemnego w kraju wyniosło 4,78 mld m³ i w porównaniu z 2000 r. zwiększyło się o około 0,3 mld m³. Udział poszczególnych prowincji gazonośnych w wydobyciu przedstawiał się następująco:

- ◆ Niż Polski — 63,1%,
- ◆ Przedgórze Karpat — 36,1%,
- ◆ Karpaty — 0,8%.

Ze złóż Przedgórz Karpacciego i obecnie marginalnie ze złóż karpaccich wydobywany jest gaz ziemny wysokometanowy. Prace eksploatacyjne na tych obszarach prowadzi Sanocki Zakład



Rys. 4. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1998—2002

Źródło: na podstawie danych PGNiG S.A. 2003

Fig. 4. The production of the natural gas in Poland in 1998—2002

Górnictwa Nafty i Gazu (SZGNiG) oraz Zakład Robót Górniczych (ZRG) w Krośnie. Oddział Sanocki posiada koncesje na eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Roczny poziom wydobycia w ostatnich latach kształtuje się w granicach od 1,62 do 1,81 mld m³ (tendencja zwykła) gazu ziemnego. Maksymalne wydobycie paliwa gazowego z tego regionu miało miejsce w latach 1971—1973 — ponad 4,8 mld m³. Minimalne wydobycie przypadło na 1990 r. — poniżej 1 mld m³.

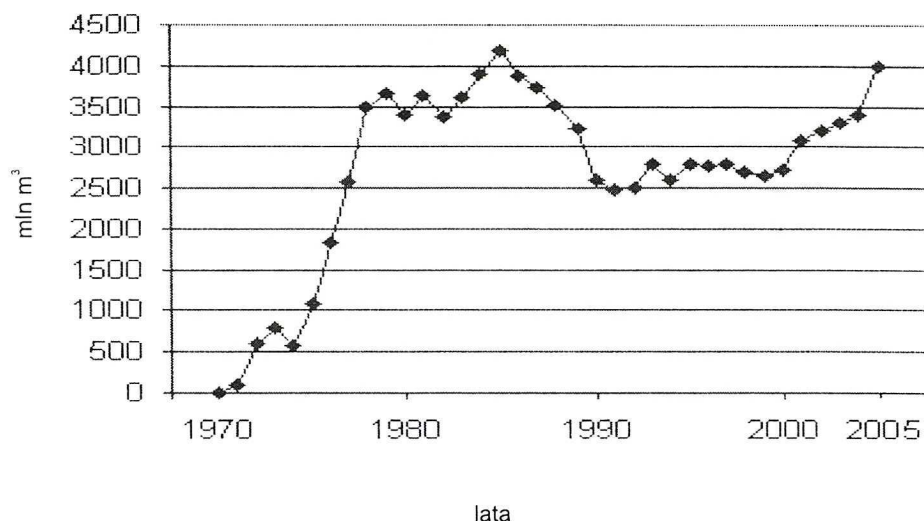
Region Niżu Polskiego to obecnie główne krajowe źródło gazu ziemnego (zaazotowanego). Największe ilości gazu wydobywa się ze złóż: Żuchłów, Paproć, Załęcze, Bogdaj-Uciechów, Barnówka—Mostno—Buszewo (BMB) i Grochowice. Eksploatacją gazu na Niżu zajmuje się Zielonogórski Zakład Górnictwa Nafty i Gazu (ZZGNiG) wchodzący w skład przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG S.A.). Od początku swej działalności (1968 r.) zakład wydobyl ponad 83 mld m³ gazu, a do wydobycia pozostało jeszcze około 60 mld m³ ze złóż zagospodarowanych. Poziom wydobycia gazu ziemnego na Niżu Polskim w przeszłości i prognozę na najbliższe lata ukazują rysunek 5 i tabela 3. Jak widać, maksymalne wydobycie przypadło na 1985 r. (wyniosło wówczas 4,19 mld m³ gazu). Przewiduje się w najbliższych latach wzrost wydobycia gazu ziemnego na Niżu Polski.

Tabela 3. Prognoza wydobycia gazu ziemnego zaazotowanego na Niżu Polskim [mld m³]

Table 3. The prognosis of the production of the natural gas in the lower part of Poland [billion m³]

Lata	2003	2004	2005	2006	2007
Wydobycie	3,24	4,1	4,3	4,4	4,5

Źródło: ZZGNiG 2003



Rys. 5. Wydobywanie gazu ziemnego na Niżu Polskim [mln m³]

Źródło: ZZG NiG 2003

Fig. 5. The production of the natural gas in the lower part of Poland [billion m³]

Wydobywany gaz ziemny z Niżu Polskiego charakteryzuje się zmiennym składem praktycznie w każdym złożu. Dzieli się na trzy podgrupy: GZ-41,5, GZ-35, GZ-25 oraz pozasystemowy o zawartości metanu poniżej 40%. Obecnie istnieją dwa zasadnicze systemy przesyłowe: GZ-41,5 (o wartości opałowej 27 MJ/m³), GZ-35 (o wartości opałowej 24 MJ/m³) oraz trzeci na małą skalę GZ-25 (16 MJ/m³).

Znaczne ilości gazu zaazotowanego (ponad 45% wydobywania) kierowane są do odazotowania w Zakładzie Odazotowania Gazu KRIO w Odolanowie. Tam, w procesie kriogenicznym przetwarzają się zaazotowany gaz ziemny na gaz ziemny wysokometanowy. W 2001 r. wyprodukowano 750 mln m³ gazu wysokometanowego i 2,2 mln m³ helu surowego (przetworzono około 1,3 mld m³ gazu zaazotowanego). Produktami dodatkowymi zakładu są: skroplony gaz ziemny (LNG) i ciekły azot beztlenny.

Rejon Niżu Polskiego już obecnie odgrywa rolę (od 1999 r.) jako źródło surowca na potrzeby energetyki; blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Gorzów S.A. jest zasilany gazem pochodzącym ze złóż BMB (Różańsko i Cychry). Odległość pomiędzy elektrociepłownią a miejscem wydobywania gazu wynosi około 40 km.

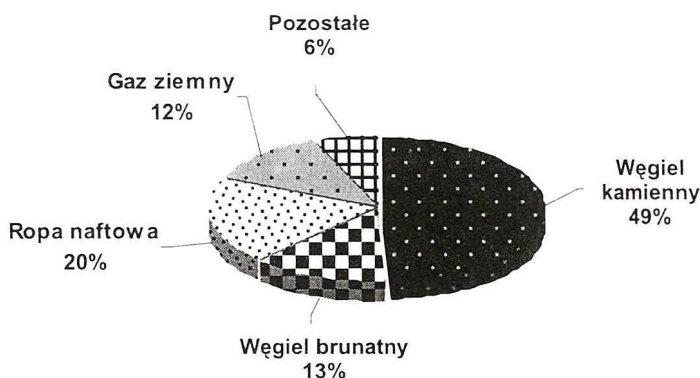
Także w kwietniu 2001 r. została podpisana umowa pomiędzy ZZG NiG S.A. a Elektrociepłownią Zielona Góra na dostawy gazu na potrzeby elektrociepłowni. Gaz będzie dostarczany ze złóż odkrytych w pobliżu Kościana (jego wartość opałowa to około 28 MJ/m³).

Polska wykorzystuje także gaz pochodzący z basenu Morza Bałtyckiego. Od września 2002 r. wydobywany gaz (w ilości 120 tys. m³ /dobę) wraz z ropą naftową po wstępnej obróbce na platformie Baltic-Beta (osuszeniu) dostarczany jest podmorskim gazociągiem do Elektrociepłowni we Władysławowie.

3. Znaczenie gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej Polski i Unii Europejskiej

Struktura energii pierwotnej w Polsce (rys. 6) zasadniczo różni się od struktury energii pierwotnej państw należących do Unii Europejskiej (rys. 7). Struktura energii pierwotnej w kraju została historycznie ukształtowana przez zdecydowaną dominację węgla w strukturze zasobów surowców energetycznych. W 2001 r. udział węgla (kamiennego i brunatnego łącznie) w strukturze energii pierwotnej wynosił 62,3%. Należy podkreślić, że ten obecny udział węgla (nadal znacznie wyższy niż jego udział w państwach Unii Europejskiej) jest niższy aniżeli w przeszłości, kiedy węgiel był zdecydowanie dominującym nośnikiem energii (1960 r. — 94,2%, 1970 r. — 83,2%, 1980 r. — 78,5%, 1990 r. — 76,7%). Taka struktura zużycia energii pierwotnej, w której dominuje węgiel charakteryzuje się (Ney 2001):

- ◆ dużym zanieczyszczeniem środowiska,
- ◆ większą energochłonnością PKB,
- ◆ relatywnie niższym komfortem życia mieszkańców w stosunku do państw uprzemysłowionych.



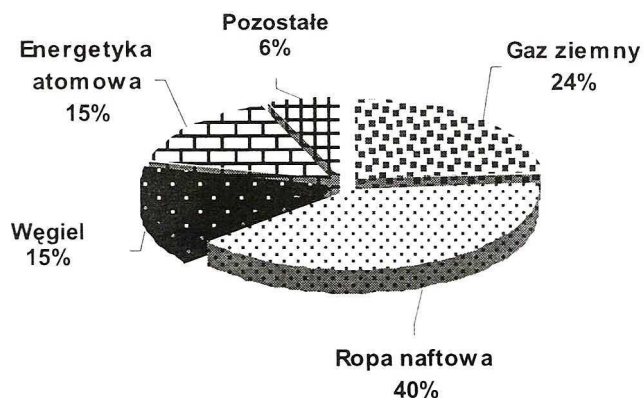
Rys. 6. Krajowa struktura energii pierwotnej — 2001 r.
Źródło: GUS 2002

Fig. 6. The Polish structure of primary energy — 2001

W Polsce w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku następował stopniowy spadek udziału węgla w strukturze energii pierwotnej głównie poprzez zmniejszenie się zapotrzebowania na energię pierwotną i kosztem powiększenia się udziału w tej strukturze węglowodorów (ropy naftowej i gazu ziemnego). Jako pozostałe nośniki energii (rys. 6) stosowane są: drewno opałowe, torf, paliwa odpadowe, energia wody i inne odnawialne nośniki energii.

Porównując strukturę zużycia energii pierwotnej w Polsce i w krajach Unii Europejskiej można zauważyć następujące różnice:

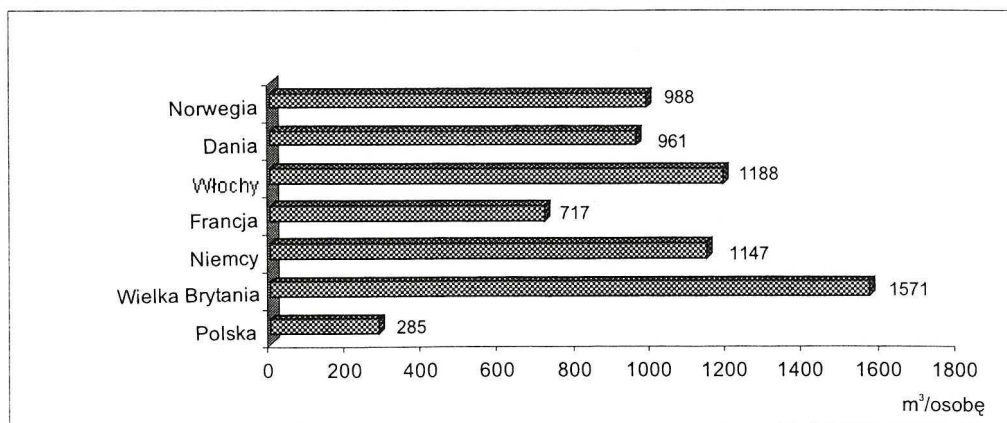
- ◆ ponad czterokrotnie większy udział węgla w kraju (62,3%) niż w UE (14,7%),
- ◆ dwukrotnie niższy udział węglowodorów w kraju w porównaniu z UE,
- ◆ brak energetyki jądrowej w Polsce.



Rys. 7. Struktura energii pierwotnej w państwach Unii Europejskiej — 2001 r.
Źródło: Eurogas 2003

Fig. 7. The structure of primary energy in the countries of the European Union — 2001

W Polsce w porównaniu z krajami UE nadal jest niskie zużycie gazu ziemnego (rys. 8). Choć w przeciągu ostatnich lat dał się zauważyć pewien wzrost zużycia gazu ziemnego (1997 r. — 10,19 mld m³, 1999 r. — 10,21 mld m³, 2001 — 11,30 mld m³), to i tak zużycie gazu ziemnego w przeliczeniu na osobę w kraju jest zdecydowanie mniejsze od większości krajów europejskich (zarówno państw należących do Unii Europejskiej, jak i państw aspirujących do bycia jej członkami — np. Węgry, Czechy, Słowacja).



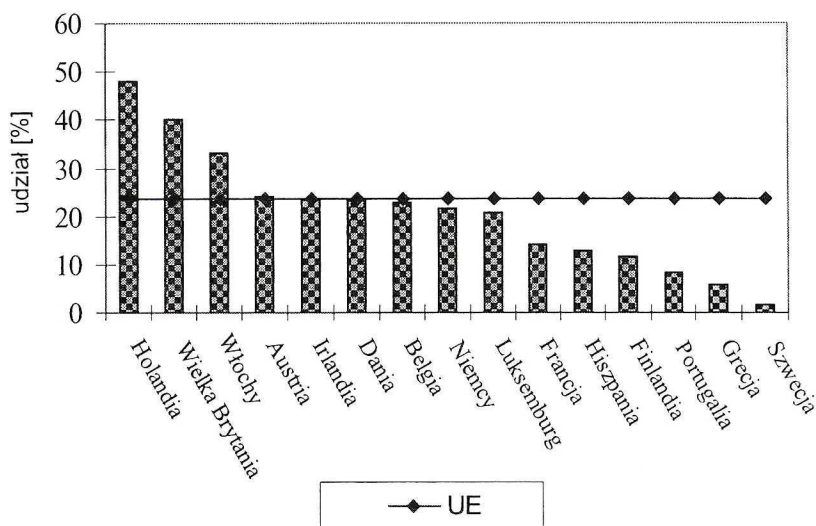
Rys. 8. Zużycie gazu ziemnego w przeliczeniu na jedną osobę w Polsce na tle wybranych krajów europejskich — 2000 r.
Źródło: URE 2001

Fig. 8. The consumption of the natural gas used by a single person in Poland compared to some chosen European countries — 2000

Gaz ziemny, pomimo wszystkich swoich niepodważalnych zalet, jako nośnik energii jest używany w kraju w mniejszej skali w porównaniu z państwami Unii Europejskiej i dlatego jego

udział w strukturze energii pierwotnej jest na stosunkowo niskim poziomie — 12%. Główną barierą uniemożliwiającą zwiększenie wykorzystania paliwa gazowego jest relatywnie wysoka cena gazu; nie jest to cena w pełni konkurencyjna z innymi (przede wszystkim z węglem) nośnikami energii. Należy się spodziewać, że udział gazu ziemnego będzie stopniowo wzrastał. Pomoże to naszemu krajowi dostosowywać się do światowych przepisów w dziedzinie ochrony środowiska. Gaz jako paliwo ekologiczne powinien być wykorzystywany, przede wszystkim w ciepłownictwie indywidualnym, w gospodarstwach domowych i w energetyce rozproszonej i w kogeneracji z energetyką rozproszoną (Ney 2001).

W Unii Europejskiej udział gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej wynosi 23,8% (2001 r.). Dla porównania w 1997 r. udział ten był na poziomie 22,1%. Na rysunku 9 przedstawiono jak kształtował się udział gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej w poszczególnych krajach Unii (linia ciągła przedstawia średni udział dla europejskiej piętnastki — 23,8%).



Rys. 9. Udział gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej poszczególnych krajów Unii Europejskiej — 2001 r.
Źródło: na podstawie Eurogas 2003

Fig. 9. The participation of the natural gas in the structure of the primary energy in European Union countries

Jak widać z rysunku 9, rola gazu ziemnego jako nośnika energii pierwotnej jest zdecydowanie większa w państwach Unii niż w Polsce. W dziewięciu państwach europejskiej piętnastki udział gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej przekracza 20%. Najszerzej (biorąc pod uwagę udział w strukturze energii pierwotnej) gaz ziemny w państwach Unii jest wykorzystywany w Holandii (47,80%) i Wielkiej Brytanii (40,26%). Tak wysoki udział gazu ziemnego w tych państwach wynika głównie z posiadania własnych, zasobnych złóż tego nośnika energii w basenie Morza Północnego. Natomiast do państw UE wykorzystujących największe ilości gazu ziemnego zalicza się: Wielką Brytanię (95,4 mld m³), Niemcy (82,9 mld m³), Włochy (64,5 mld m³), Francję (40,7 mld m³) i Holandię (39,3 mld m³). Państwa o największym zużyciu gazu ziemnego na świecie to Stany Zjednoczone (616,2 mld m³) i Rosja (372,7 mld m³). W państwach unijnych,

w których znaczenie gazu ziemnego w bilansie energii pierwotnej jest mniejsze, rozwinięta jest energetyka jądrowa (Francja, Szwecja, Hiszpania) lub energetyka odnawialna (przede wszystkim energetyka wodna) — Finlandia, Szwecja (BP Statistical Review of World Energy 2002).

Prognozy wskazują, że w skali globalnej wzrost zużycia gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej zwiększy się nawet do 32% w 2050 r. (obecny udział gazu ziemnego to ok. 24% w skali świata). Szacuje się, że w 2050 r. udział gazu ziemnego w strukturze energii pierwotnej będzie największy ze wszystkich kopalnych surowców energetycznych. Wzrost wykorzystania paliw gazowych odbędzie się głównie kosztem zmniejszenia zużycia węgla, a także częściowo i ropy naftowej.

Także w Polsce przewiduje się stopniowe zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego. Należy się spodziewać, że w pierwszej połowie XXI wieku w kraju ukształtuje się węglowo-gazowy model zużycia energii pierwotnej; będzie następowało zwiększenie się udziału gazu w strukturze energii pierwotnej. Śledząc rozwój energetyki w krajach zachodnich w ubiegłym wieku można zauważyć, że węgiel zastępowano ropą naftową, a następnie zaczęto zastępować go gazem ziemnym. Rozwój krajowej energetyki różnił się zasadniczo (z przyczyn głównie politycznych — przynależność do RWPG) od rozwoju energetyki na Zachodzie. W polskiej energetyce właściwie nie było etapu, w którym główną rolę odgrywałaby ropa naftowa i dlatego polska energetyka ma szanse bezpośredniego przejścia z węgla do gazu ziemnego. Oczywiście przejście to polegałoby na częściowym zastąpieniu węgla gazem ziemnym. Na szybkość substytucji węgla gazem ziemnym istotny wpływ może mieć polityka państwa — bez jej wsparcia ta substytucja będzie ograniczona. W zwiększeniu roli gazu pomocne może okazać się efektywniejsze funkcjonowanie PGNiG S.A. na krajowym rynku gazowym. Ta efektywność PGNiG S.A. będzie dodatkowo stymulowana procesem integracji z UE (Ney 1999; Rychlicki, Siemek 2002; Ocena realizacji i korekta... 2002).

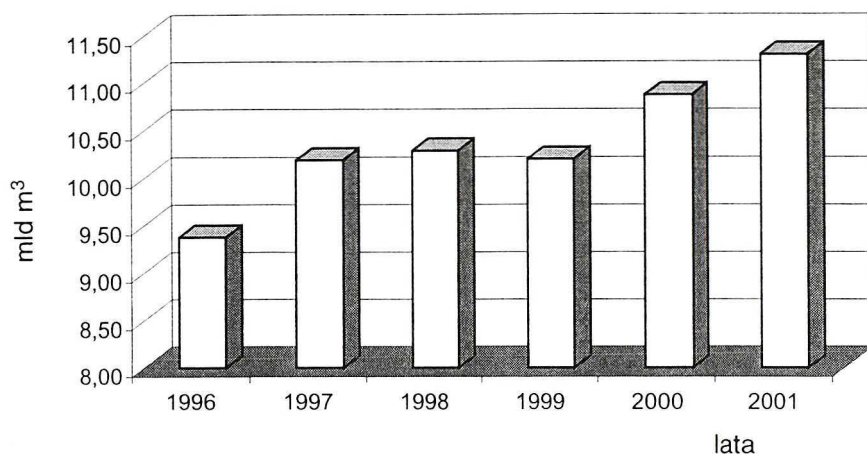
4. Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce i UE

4.1. Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce

Wielkość zużycia gazu ziemnego w Polsce w ostatnich latach została przedstawiona na rysunku 10. W 2001 r. zużycie gazu ziemnego wyniosło 11,30 mld m³ i w porównaniu z 2000 r. zwiększyło się (2000 r. — 10,68 mld m³). Około 30% zużywanego gazu ziemnego w Polsce pochodzi z rodzimych złóż, większość tego surowca jest natomiast importowana — głównie z Rosji (tab. 4).

W przyszłości w ramach dywersyfikacji źródeł pozyskania gazu ziemnego planuje się realizować dostawy z Norwegii i Danii. Obecnie dostarczany jest już gaz z Norwegii w ramach tzw. małego kontraktu poprzez sieć gazociągów niemieckich. Głównymi barierami utrudniającymi ostateczne ratyfikowanie kontraktów gazowych z krajami skandynawskimi są:

- ◆ wysokie koszty budowy nowego gazociągu do Polski,
- ◆ brak dodatkowych stron zainteresowanych odbiorem gazu w ilości kilku mld m³ rocznie,
- ◆ cena gazu (będzie ona wyższa od ceny gazu dostarczanego z Rosji),



Rys. 10. Zużycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1996—2001

Źródło: PGNiG S.A. 2003

Fig. 10. The consumption of the natural gas in Poland in 1996—2001

TABELA 4. Import gazu ziemnego do Polski w latach 2000—2001

TABLE 4. The import of the natural gas to Poland in 2000—2001

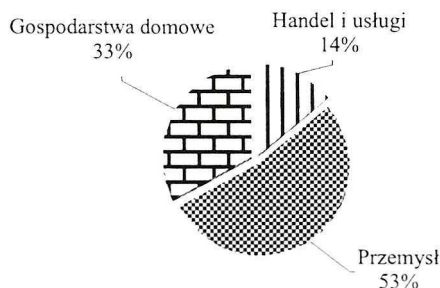
Kierunek importu	Ilość importowanego gazu ziemnego [mln m ³]	
	2000 r.	2001 r.
Rosja	6 337,91	6 938,52
Uzbekistan	883,66	709,93
Niemcy	407,04	407,70
Norwegia	48,62	271,62
Czechy	0,31	0,28

Źródło: na podstawie danych PGNiG S.A. 2003

♦ nie ma obecnie podstaw pozwalających przypuszczać, że w ciągu najbliższych lat znacznie zwiększy się zużycie gazu ziemnego w kraju, w związku z taką sytuacją zwiększone wydobycie ze złóż rodzimych oraz umowa na dostawy gazu z Rosji wydają się wystarczające, aby zaspokoić popyt na gaz ziemny.

Na rysunku 11 przedstawiono strukturę zużycia gazu ziemnego w 2001 r. Głównym użytkownikiem gazu ziemnego jest przemysł (w 2001 r. sektor ten zużył 5,998 mld m³ gazu i w porównaniu z 2000 r. zużycie nieznacznie zmalało; 2000 r. — 6,047 mld m³). W przemyśle gaz wykorzystywany jest bezpośrednio jako paliwo w procesach produkcyjnych lub też jako wsad do przemian energetycznych na inne pochodne nośniki energii. Największymi konsumentami gazu są zakłady chemiczne (głównie zakłady nawozów azotowych): Zakłady Azotowe Kędzierzyn-Koźle, Zakłady Azotowe Puławy, Zakłady Azotowe Tarnów, Zakłady Chemiczne Police,

huty żelaza i stali, huty szkła, zakłady ceramiki budowlanej i inne. Spółki sektora chemicznego nabywają około 20% gazu ziemnego sprzedawanego w kraju. Zużycie gazu ziemnego przez ciepłownie i elektrociepłownie wyniosło 0,668 mld m³ (2000 r.). Przewiduje się, że zapotrzebowanie na gaz w przemyśle ciężkim utrzyma się na stałym niezmiennym poziomie. Prognozuje się nieznaczny, bo około 5-procentowy wzrost zużycia przez przemysł lekki (zakłady spożywcze, browary).



Rys. 11. Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce w 2001 r.
Źródło: na podstawie danych PGNiG S.A. 2003

Fig. 11. The structure of the consumption of the natural gas in Poland in 2001

Odbiorcy kwalifikujący się do grupy gospodarstwa domowe zużyli w 2001 r. 3,71 mld m³ gazu ziemnego (2000 r. — 3,56 mld m³). W kraju jest ponad 6,3 mln odbiorców komunalno-bytowych; łącznie zasilanych jest około 4000 miejscowości, w tym 590 miast. Gaz użytkowany jest w tym sektorze jako paliwo do celów kuchennych, wytwarzania ciepłej wody użytkowej i ogrzewania pomieszczeń. Ogólnie można stwierdzić, że w tej grupie odbiorców w ciągu ostatnich lat zachodzi tendencja zmniejszenia zużycia gazu, pomimo przyrostu liczby odbiorców — dla porównania gospodarstwa domowe zużyły w 1997 r. 4,188 mld m³, w 1999 r. — 3,776 mld m³. Główną przyczyną tego faktu było występowanie stosunkowo ciepłych zim, a także racjonalizacja zużycia gazu (podyktowana głównie podwyżkami cen gazu), wprowadzenie nowoczesnych (energooszczędnych) technologii w budownictwie oraz wymianę urządzeń gazowych na bardziej efektywne (szczególnie kotłów).

Grupa odbiorców zaliczana do handlu i usług jest grupą, w której w ostatnich latach zużycie gazu wzrastało najbardziej dynamicznie (tab. 5). W 1996 r. wynosiło ono 0,421 mld m³, a w 2001 r. — 1,579 mld m³. Jednak istnieje pewna obawa, że trend ten może ulec zahamowaniu

TABELA 5. Sprzedaż gazu ziemnego dla sektora handlu i usług w latach 1996—2001

TABLE 5. The sale of the natural gas for the sector of trade and service in 1996—2001

Rok	Zużycie [mln m ³]	Rok	Zużycie [mln m ³]
1996	421	1999	1 180
1997	645	2000	1 256
1998	920	2001	1 579

Źródło: PGNiG S.A. , 2003

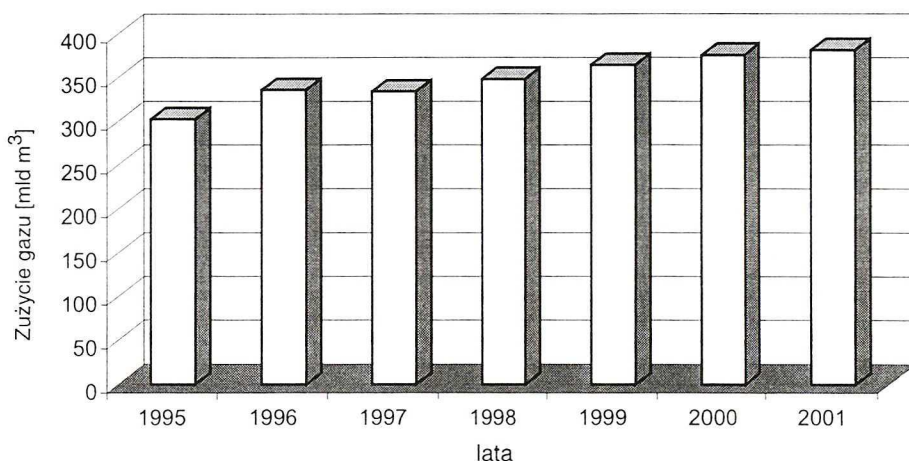
w związku z powolnym tempem rozwoju gospodarczego w kraju, a także wysokimi obciążeniami podatkowymi i socjalnymi, jak również wzrostem taryf na paliwo gazowe.

4.2. Struktura zużycia gazu ziemnego w krajach Unii Europejskiej

Jeżeli potraktować jako całość rynek gazowy UE, to jest on drugim pod względem zużycia gazu ziemnego na świecie (po Stanach Zjednoczonych). Rynek gazowy UE jest rynkiem dynamicznie rozwijającym się w ostatnich latach (rys. 12.) W 2001 r. zużycie gazu ziemnego w UE wyniosło 381,5 mld m³ i w porównaniu z rokiem 2000 zwiększyło się o 1,5% (dla porównania zużycie gazu w świecie wzrosło o 0,3%).

Popyt na gaz ziemny w krajach europejskiej piętnastki jest obecnie zaspakajany przez:

- ◆ wydobycie ze złóż własnych — 68,7%,
- ◆ import z Rosji — 18,7%,
- ◆ import z Algierii (w formie LNG) — 12,3%,
- ◆ import z innych kierunków — 0,3%.

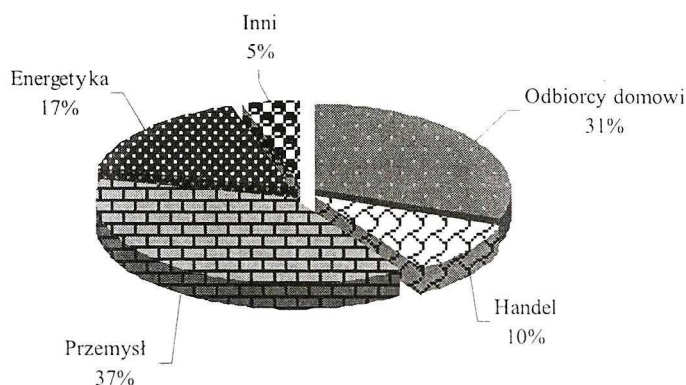


Rys. 12. Zużycie gazu ziemnego w UE
Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2002

Fig. 12. The consumption of the natural gas in EU

Na rysunku 13 przedstawiono strukturę zużycia gazu ziemnego w UE. Dokonując porównania tej struktury zużycia gazu ziemnego ze strukturą krajową (rys. 10) można zauważyć następujące różnice:

- ◆ niższy udział sektora przemysłowego w UE niż w Polsce,
- ◆ sektor energetyczny zajmuje trzecie miejsce pod względem udziału w strukturze zużycia gazu ziemnego w UE. W kraju sektor ten w ogóle nie jest wydzielony jako osobny — włączony do odbiorów przemysłowych (stanowi zaledwie ok. 5% udział w zużyciu gazu przez przemysł),
- ◆ w przypadku odbiorów domowych, ich udział w strukturze UE i Polski jest zbliżony.



Rys. 13. Struktura wykorzystania gazu ziemnego w krajach Unii Europejskiej w 2001 r.

Źródło: Eurogas 2003

Fig. 13. The structure of the usage of the natural gas in the countries of EU in 2001

Tabela 6 przedstawia strukturę zużycia gazu ziemnego w wybranych krajach UE. Jak widać, struktura ta jest zróżnicowana w poszczególnych państwach unijnych i zależy od wielu uwarunkowań. Dla przykładu, obecnie we Francji praktycznie nie produkuje się energii elektrycznej w oparciu o gaz, ponieważ do tego celu wykorzystuje się głównie energetykę jądrową (choć i w tym kraju planuje się w przyszłości produkcję energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny — firma Gaz de France przystąpiła do budowy w Dunkierce elektrowni na gaz ziemny; moc 790 MW, koszt inwestycji — 450 mln euro).

TABELA 6. Struktura zużycia gazu ziemnego w wybranych krajach UE [%]

TABLE 6. The structure of consumption of the natural gas in chosen countries of EU [%]

Lp.	Grupa odbiorców	Państwo				
		Wielka Brytania	Niemcy	Austria	Francja	Włochy
1.	Odbiorcy domowi	36	35	38	36	29
2.	Handel	12	4	0	16	8
3.	Przemysł	21	41	44	46	42
4.	Energetyka	29	7	18	0	19
5.	Inni	2	13	0	2	2

Źródło: Eurogas 2003

Porównując zmianę (w %) w strukturze zużycia gazu ziemnego w państwach Unii Europejskiej przez poszczególne sektory pomiędzy rokiem 2001 a 2000 można zauważyć, że:

- ◆ wzrosło zużycie w sektorach: odbiorcy domowi (7,6%) i handel (6,9%),
- ◆ zużycie gazu przez sektor przemysłowy i energetykę w tym okresie praktycznie się nie zmieniło.

W przyszłości przewiduje się w UE wzrost zużycia gazu ziemnego przez wszystkie sektory, przy czym do 2020 r. będzie to dotyczyć przede wszystkim produkcji energii elektrycznej (Eurogas 2003).

5. Proces liberalizacji rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej a krajowy rynek gazowy

Podstawowym instrumentem liberalizacji unijnych rynków gazowych jest Europejska Dyrektywa Gazowa (w pełnym brzmieniu: Dyrektywa 98/30/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej) z dnia 22 czerwca 1998 r. Dyrektywa weszła w życie 10 sierpnia 1998 r. W ciągu dwóch lat od tej daty kraje członkowskie zobowiązane były do wprowadzenia jej postanowień do swoich systemów prawnych. Dotyczy ona wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego, stanowi jedną z podstaw polityki UE, realizowanej w celu tworzenia jednolitego wewnętrznego rynku energetycznego.

Do podstawowych celów polityki energetycznej Unii Europejskiej należy (Piwowarski 1999):

- ◆ zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii, a w przypadku sektora gazowego stworzenie dogodnych warunków do zastępowania innych nośników energii gazem ziemnym,
- ◆ utworzenie wspólnego, jednolitego rynku energii będącego wyrazem odpowiedzi na rosnącą potrzebę konkurencji,
- ◆ troska o ochronę środowiska przyrodniczego poprzez zmniejszenie szkodliwego działania, pochodzącego głównie od szeroko rozumianego sektora energetycznego.

Tym celom w pełni odpowiada Dyrektywa Gazowa stanowiąca olbrzymi krok w kierunku liberalizacji unijnego rynku gazowego. Zasadniczymi celami tej dyrektywy są:

- ◆ stworzenie realnych możliwości obniżenia cen paliwa gazowego dla odbiorców,
- ◆ zmniejszenie kosztów własnych funkcjonowania przedsiębiorstw gazowniczych,
- ◆ otwieranie rynku gazowego (dostęp stron trzecich do sieci),
- ◆ rozdzielenie i przejrzystość kont przedsiębiorstw gazowniczych.

Potrzeba procesu liberalizacji rynku gazowego w krajach unijnych jest wynikiem zaostrzającej się międzynarodowej konkurencji w przemyśle, a zwłaszcza w gałęziach energochłonnych, w których to koszt energii (np. paliwa gazowego) jest dominujący. Również ważnym argumentem przemawiającym za liberalizacją jest fakt, że generalnie ceny gazu ziemnego w USA i Kanadzie są niższe w porównaniu z unijnymi, a na kontynencie amerykańskim jest już zaawansowany proces liberalizacji i wzmożonej konkurencji, powiązanej dodatkowo z procesem deregulacji rynku. Ponadto potrzeba liberalizacji rynku gazowego wpływa także z pozytywnych doświadczeń w realizacji liberalizacji innych unijnych rynków.

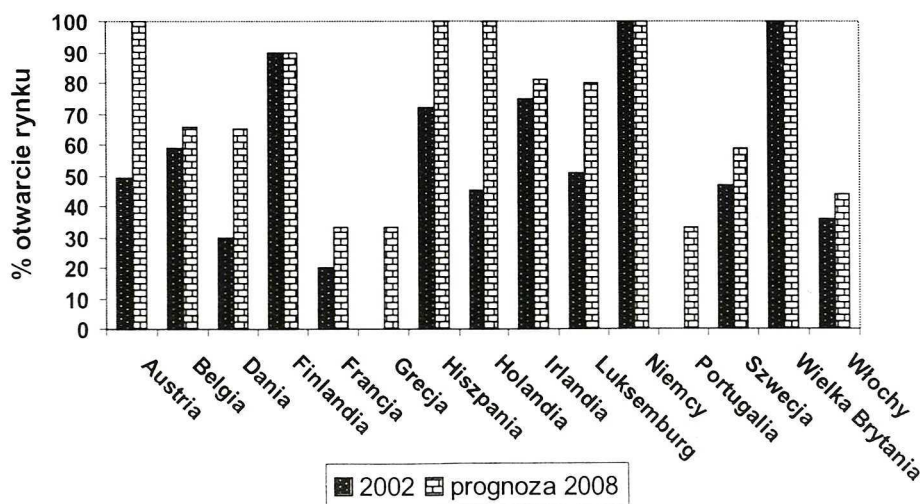
W Dyrektywie przewidziano dwa kryteria odnośnie do otwierania rynków: jakościowe i ilościowe. W kryterium jakościowym decyduje ilość zużycia gazu przez konsumenta, zaś kryterium ilościowe wyraża procentowy stopień otwarcia rynku gazowego (udział konsumentów uprawnionych w całkowitym zużyciu gazu). Planuje się stopniowe otwieranie rynku w ciągu 10 lat, a następnie po tym okresie przegląd wyników stosowania Dyrektywy. W początkowej fazie otwierania rynku za uprawnionych odbiorców uważano praktycznie wszystkie elektrownie (elektrociepłownie) na paliwo gazowe, jak również wszystkich konsumentów finalnych zużywających

rocznie powyżej 25 mln m³ gazu. Początkowy stopień otwarcia rynków gazowych w poszczególnych krajach przewidziano na poziomie nie mniejszym niż 20% zużycia krajowego gazu. Wielkość tego udziału ma stopniowo wzrastać:

- ◆ do 28% otwarcia rynku w 2003 r.,
- ◆ do 33% otwarcia rynku w 2008 r.

W 2008 r. zakłada się, że minimalne otwarcie rynku wyniesie 33%, a maksymalne 43%. Wówczas do uprawnionych odbiorców będzie się zaliczać wszystkie elektrownie i konsumentów zużywających więcej niż 5 mln m³ gazu na rok.

Dyrektywa w większości państw unijnych została w odpowiednim czasie transponowana do ustawodawstwa krajowego. W Finlandii, Grecji i Portugalii Dyrektywa będzie obowiązywać w późniejszym terminie (państwa te uzyskały derogacje, czyli odstępstwo od stosowania Dyrektywy na okres 10 lat ze względu na tzw. wschodzące rynki gazowe). We Francji zaś opóźniono proces legislacyjny. Na rysunku 14 przedstawiono stan otwarcia rynków gazowych państw Unii Europejskiej w 2002 i 2008 r. Jak widać z rysunku, kilka państw Unii już na początkowym etapie otworzyło w większym stopniu rynki gazowe niż przewiduje Dyrektywa. Wielka Brytania i Niemcy podjęły decyzję o pełnym, 100-procentowym otwarciu rynku (włączając w to także gospodarstwa domowe), jednak stan rzeczywisty otwarcia rynków gazowych jest jeszcze daleki od założeń teoretycznych (Gilecki 2002).



Rys. 14. Stan otwarcia rynku gazowniczego w 2002 r. i planowanie otwarcia rynku na rok 2008 w państwach Unii Europejskiej
Źródło: Gilecki 2002

Fig. 14. The opening of the gas market in 2002 and planned opening of the gas market in 2008 in the countries in EU

Oceniając rynki gazowe krajów unijnych pod kątem zaawansowania procesu liberalizacji, można uznać za w pełni zliberalizowany rynek gazowy Wielkiej Brytanii i to już od 1998 r., czyli jeszcze przed początkiem wdrażania Dyrektywy w życie. W kraju tym liberalizację osiągnięto

w dużej mierze dzięki istnieniu sprzyjających warunków podaźowych gazu (dzięki posiadaniu krajowych i tanich w eksploatacji złóż gazu ziemnego). W takiej sytuacji Wielka Brytania nie była zmuszona do zawierania długoterminowych kontraktów importowych i to wpłynęło na przyspieszenie liberalizacji rynku gazu. Oprócz Wielkiej Brytanii do grona państw liberalizujących swoje rynki jeszcze przed ukazaniem się Dyrektywy należy zaliczyć: Hiszpanię, Holandię, Irlandię, Niemcy i Danię.

W kraju aktem prawnym dotyczącym otwierania rynku gazowego jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz.U. 2003, nr 17, poz. 158). Rozporządzenie to określa harmonogram uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych polegających na przesyłaniu zakupionych przez odbiorców od wybranych dostawców paliw gazowych. Na podstawie tego Rozporządzenia odbiorcy, zużywający w 2003 r. paliwa gazowe na własne potrzeby, w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy w wielkości nie mniejszej niż 15 milionów m³, stają się odbiorcami uprawnionymi (do korzystania z usług przesyłowych) od dnia 1 stycznia 2004 r. oraz pozostają nimi i w latach następnych. W Rozporządzeniu określono, że wszyscy pozostali odbiorcy (niezależnie od rocznego zużycia paliw gazowych) z dniem 1 stycznia 2006 r. stają się odbiorcami uprawnionymi. Tak więc można stwierdzić, że polski akt prawny wyprzedza unijną Dyrektywę w sprawie otwierania rynku gazowego. Jednak zdaniem Komisji Europejskiej Polska może mieć kłopoty z dostosowaniem rynku gazowego do obowiązujących od maja 2004 r. przepisów. Źródłem problemów krajowego systemu gazowniczego jest fakt, że monopolista PGNiG S.A. przez lata ponosił straty i przez to nie miał odpowiednich środków na dostosowanie infrastruktury przesyłowej do otwarcia na konkurencję (Bielecki 2003).

Model sektora gazowego w naszym kraju jest obecnie oparty na naturalnym monopoliście jakim jest PGNiG S.A. Firma ta kontraktuje cały import gazu, zajmuje się wydobywaniem, magazynowaniem, sprzedażą na poziomie hurtowym i na poziomie dystrybucji, jest ponadto właścicielem i operatorem sieci przesyłowej.

Przyszłościowa koncepcja modelu rynku gazu ziemnego w kraju powinna uwzględniać następujące aspekty (Matkowski, Budziński 2003):

- ◆ zapewnienie niezawodności i bezpieczeństwa dostaw gazu,
- ◆ zapewnienie bezpieczeństwa technicznego funkcjonowania systemu przesyłowego,
- ◆ zabezpieczenie interesów polskiego rynku gazu w konkurencyjnym otoczeniu UE,
- ◆ stworzenie dogodnych warunków do powstawania nowych podmiotów gospodarczych będących użytkownikami rynku,
- ◆ zagwarantowanie wszystkim uczestnikom i użytkownikom rynku funkcjonowania na jego obszarze na zasadach równouprawnienia,
- ◆ przeprowadzenie transformacji przy możliwie najmniejszym koszcie wdrażania zasad wolnej konkurencji,
- ◆ zrealizowanie terminów określonych w stanowisku negocjacyjnym Polski i Komisji Europejskiej.

PGNiG S.A. jest obecnie restrukturyzowane. Dąży się do przystosowania przedsiębiorstwa do sprostania konkurencji na liberalizującym się europejskim rynku gazowym, między innymi poprzez redukcję zatrudnienia — do 2005 r. firma zmniejszy liczbę etatów o 6914 i będzie

zatrudniać 25 240 osób. Według założeń planu restrukturyzacji w skład PGNiG S.A. będzie wchodzić (Janas 2003):

- ◆ spółka przesyłowa i magazynowa (Krajowy Operator Systemu Przesyłowego),
- ◆ oddział obrotu hurtowego,
- ◆ spółki dystrybucyjne,
- ◆ spółki poszukiwawczo-wydobywcze,
- ◆ spółki zaplecza technicznego i usług serwisowych.

6. Ceny gazu ziemnego na rynkach międzynarodowych i w Polsce

Gaz ziemny w odróżnieniu od ropy naftowej charakteryzuje się brakiem jednorodnego światowego rynku. Rozpatrując rynek gazu ziemnego na szczeblu międzynarodowym wyróżnia się dwa regiony świata o dużym zużyciu tego paliwa. Jest to rynek północnoamerykański i europejski. Rynek północnoamerykański wyróżnia się większą konkurencyjnością, dużym stopniem deregulacji i mniejszym uzależnieniem od importu (Lorenz, Grudziński 2001).

Ogólnie cena gazu ziemnego stanowi odzwierciedlenie ceny ropy lub produktów naftowych. Pomimo że w obrocie międzynarodowym gazem ziemnym wzrasta znaczenie transakcji typu spot (natychmiastowych), to jednak nadal większość kontraktów jest indeksowana cenami ropy naftowej lub produktów ropopochodnych importowanych przez kraj nabywający gaz (Nowakowski i in. 2002).

Na rysunku 15 przedstawiono ceny gazu ziemnego w transakcjach międzynarodowych importowanego do Unii Europejskiej z Rosji, Norwegii i w formie LNG na tle cen ropy naftowej Brent. Na podstawie tej analizy cen można zauważyć, że:

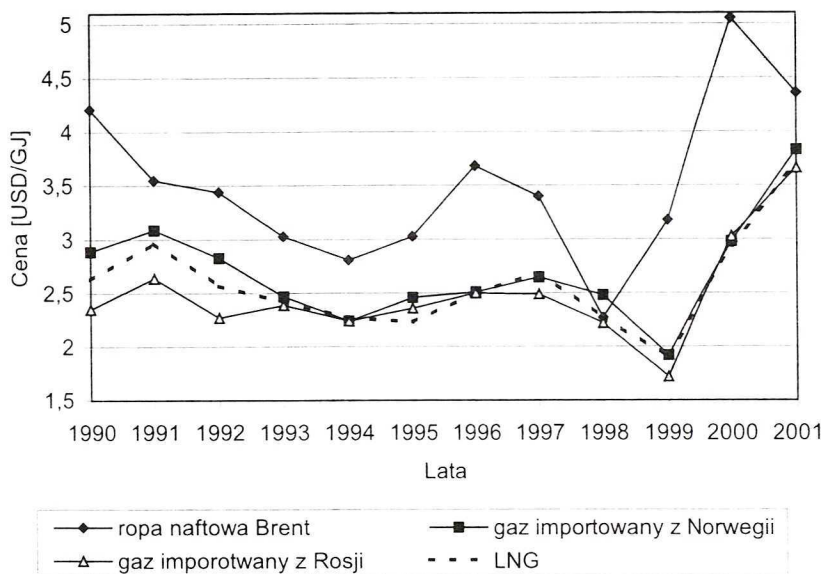
- ◆ najtańszy jest gaz ziemny importowany z Rosji,
- ◆ w 2000 r. wzrosły ceny gazu z powodu wysokich cen ropy,
- ◆ ceny gazu ziemnego (niezależnie od kierunku importu) zależą od cen ropy naftowej.

Zależność pomiędzy cenami gazu ziemnego i ropy naftowej jest wynikiem metody obliczania ceny gazu — jest ona indeksowana średnią ceną ropy naftowej lub produktów ropopochodnych z minionych kilku miesięcy, dlatego też daje się zauważyć kilkumiesięczne opóźnienie pomiędzy zmianami cen ropy i gazu.

Generalnie na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku ceny gazu ziemnego w USA były niższe niż w Europie, natomiast w 1996 r. znacznie wzrosły (o 60%) i przewyższyły ceny europejskie. Wzrost ten był spowodowany koniunkcją dwóch czynników: wzrostem cen ropy i bardzo ostrą zimą (zwiększone zapotrzebowanie na energię) (Lorenz, Grudziński 2001).

W tabeli 7 zestawiono ceny gazu ziemnego dla poszczególnych grup odbiorców w USA w 2001 r. Wynika z niej, że najniższa średnioroczna cena gazu ziemnego płacona była przez energetykę, a najwyższa przez gospodarstwa domowe. Ponadto widoczne są bardzo duże wahania cen w ciągu roku (np. w sektorze energetycznym różnica w cenie gazu w ciągu roku sięga ponad 300%).

Do 1999 r. w kraju taryfy na paliwa gazowe w zakresie obrotu i dystrybucji ustalane były przez Ministerstwo Finansów, w oparciu o koszty ponoszone przez PGNiG S.A. Obecnie



Rys. 15. Ceny gazu ziemnego w zależności od kierunku importu w transakcjach międzynarodowych na tle ceny ropy naftowej Brent [USD/GJ]

Źródło: Energy Information Administration 2003

Fig. 15. The prices of the natural gas depending on the direction of import in international transactions on the ground of the price of oil Brent [USD/GJ]

TABELA 7. Ceny gazu ziemnego w USA w 2001 r. w zależności od odbiorców
TABLE 7. The prices of the natural gas in USA in 2001 depending on the customers

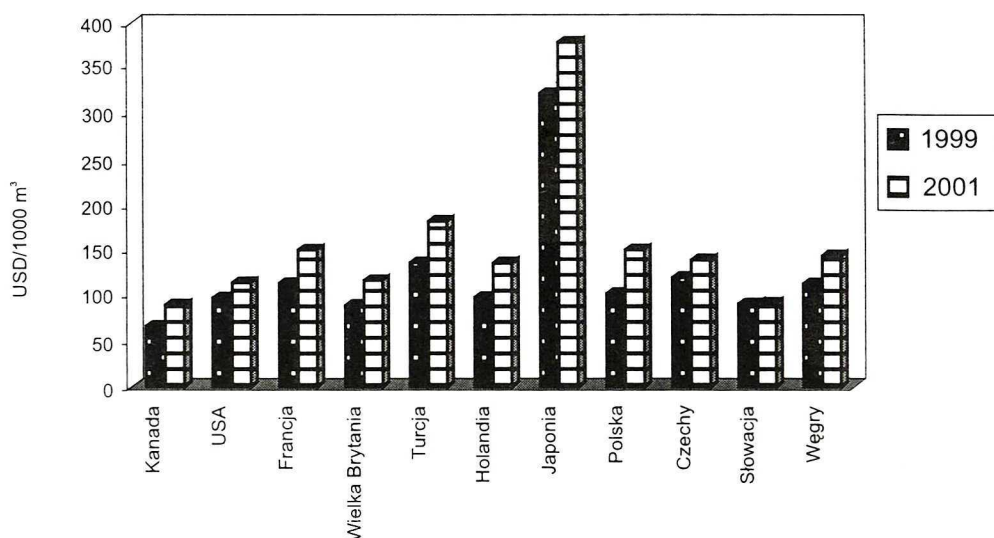
Miesiąc	Cena gazu ziemnego [USD/m ³]			
	odbiorcy domowi	handel	przemysł	energetyka
Styczeń	0,36	0,34	0,31	0,33
Luty	0,36	0,35	0,26	0,24
Marzec	0,35	0,32	0,22	0,20
Kwiecień	0,36	0,32	0,21	0,20
Maj	0,39	0,33	0,19	0,18
Czerwiec	0,41	0,30	0,17	0,15
Lipiec	0,39	0,28	0,14	0,14
Sierpień	0,38	0,26	0,14	0,13
Wrzesień	0,36	0,25	0,12	0,11
Październik	0,29	0,23	0,11	0,10
Listopad	0,28	0,24	0,14	0,12
Grudzień	0,26	0,23	0,13	0,11
Średnia cena	0,34	0,30	0,18	0,16

Źródło: Energy Information Administration 2003

taryfy na paliwa gazowe ustalone przez PGNiG S.A. są przedkładane i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Może oczywiście zdarzyć się i tak, że taryfa nie zostanie zatwierdzona (takie sytuacje już miały miejsce). W przypadku zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfa jest ogłaszana w Biuletynie URE i po upływie 14 dni od momentu jej publikacji wchodzi w życie (zgodnie z Ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne).

Obecnie obowiązuje w Polsce Taryfa dla Paliw Gazowych nr 1/2002. Kwalifikuje ona odbiorców gazu do poszczególnych grup taryfowych. Kryteriami tej kwalifikacji są: rodzaj pobieranego paliwa (np. gaz ziemny wysokometanowy, zaazotowany), miejsce przyłączenia do sieci gazowej oraz roczna ilość pobieranego paliwa gazowego lub moc umowna.

Na rysunkach 16 i 17 porównano ceny gazu ziemnego w Polsce z wybranymi państwami świata w sektorach: przemysł i gospodarstwa domowe.



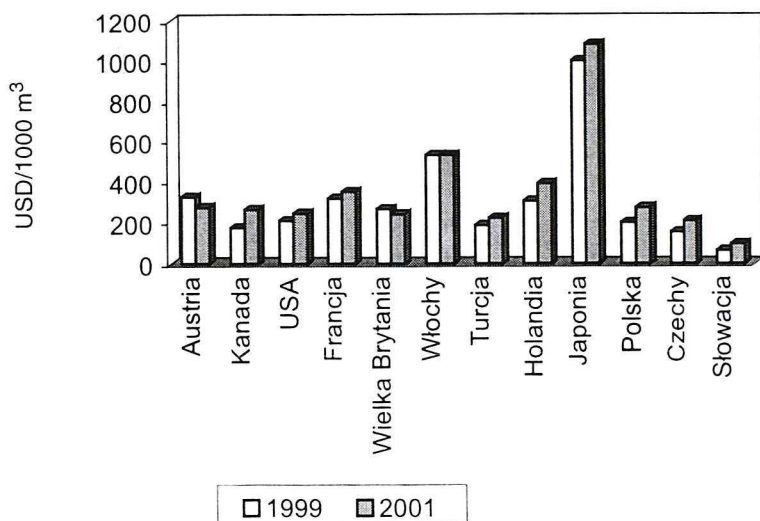
Rys. 16. Ceny gazu ziemnego w Polsce i wybranych państwach świata w sektorze przemysłowym w latach 1999 i 2001 [USD/1000 m³]

Źródło: na podstawie Energy Information Administration 2003

Fig. 16. The prices of the natural gas in Poland and in chosen countries of the world in industry sektor in 1999 and 2001 [USD/1000 m³]

Na podstawie rysunków można zauważyć, że:

- ◆ w większości z analizowanych państw wzrosły ceny gazu ziemnego w 2001 r. w porównaniu z rokiem 1999,
- ◆ generalnie ceny gazu ziemnego są niższe dla sektora przemysłowego niż dla gospodarstw domowych,
- ◆ wysokie ceny gazu ziemnego występują w Japonii (głównie ze względu na brak własnych zasobów i import gazu wyłącznie w formie LNG).



Rys. 17. Ceny gazu ziemnego w Polsce i w wybranych państwach świata w sektorze gospodarstwa domowe w latach 1999 i 2001 [USD/1000 m³]

Źródło: na podstawie Energy Information Administration 2003

Fig. 17. The prices of the natural gas in Poland and in chosen countries of the world in Households sektor in 1999 and 2001 [USD/1000 m³]

7. Gaz ziemny w sektorze produkcji energii elektrycznej

Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła (w tak zwanych układach kogeneracyjnych) skupia w sobie właściwie wszystkie korzystne i pożądane cechy układu energetycznego: wysoka sprawność energetyczna, stosunkowo mała szkodliwość ekologiczna paliwa, zalety termodynamiczne związane z zastosowaniem produkcji skojarzonej w odniesieniu do produkcji rozdzielonej. Wszystkie te zalety gazu ziemnego jako paliwa do produkcji energii elektrycznej i ciepła sprawiają, że znaczenie jego w tym segmencie energetyki wzrasta. Już ponad 15% światowej produkcji energii elektrycznej opiera się na wykorzystaniu gazu ziemnego (Skorek 2002b).

Skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny może być realizowana w różnych układach technologicznych (Norwisz, Kolenda 2001):

- ◆ układy gazowo-parowe:
 - z turbiną upustowo-kondensacyjną,
 - z turbiną przeciwprężną;
- ◆ układy gazowe:
 - z turbiną gazową;
- ◆ silniki spalinowe:
 - o zapłonie iskrowym,
 - wysokoprężne.

Dodatkowo produkcja ta może odbywać się w takich układach, jak (Skorek 2002a):

- ◆ elektrociepłownie gazowo-parowe dwupaliwowe (węglowo-gazowe) powstałe najczęściej poprzez nadbudowanie turbiną gazową elektrociepłowni węglowych parowych,
- ◆ układy z ogniwami paliwowymi oraz układy z ogniwami paliwowymi i turbinami gazowymi lub mikroturbinami gazowymi.

Ogólnie wszystkie korzyści przemawiające za stosowaniem kogeneracji można podzielić na (Matkowski, Budziński 2001a):

- ◆ termodynamiczne (sprawność ogólna powyżej 85%),
- ◆ ekonomiczne,
- ◆ ekologiczne.

Na świecie w ostatnich latach obserwuje się na rynkach energetycznych rozwój energetyki rozproszonej. W tej gałęzi energetyki ważną rolę odgrywają małe gazowe układy kogeneracyjne (tzw. *Combined Heat and Power* — *CHP*). Do najważniejszych argumentów przemawiających za stosowaniem tych układów należy zaliczyć (Kalina, Skorek 1999a; Skorek 2002b):

- ◆ optymalne dopasowanie mocy układu do potrzeb indywidualnych odbiorcy,
- ◆ niskie wskaźniki emisji i wysokie sprawności energetyczne układów,
- ◆ szybki postęp techniczny w budowie turbin i silników gazowych połączony ze wzrastającą podażą tych urządzeń na rynku,
- ◆ możliwość wykorzystania gazów niskometanowych (np. zaazotowanych, kopalnianych, wysypiskowych),
- ◆ praktycznie bezobsługowa eksploatacja i małe rozmiary elektrociepłowni,
- ◆ korzystne wskaźniki ekonomiczne dla inwestycji, a przede wszystkim krótkie okresy zwrotu nakładów (nawet poniżej 3 lat).

Pod pojęciem małych układów skojarzonych należy generalnie rozumieć urządzenia o mocy elektrycznej poniżej 1 MW (czasami w zastosowaniach przemysłowych do 10 MW). Urządzenia do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej dostępne są na rynku w szerokim zakresie mocy wyjściowych, dzięki czemu możliwe jest optymalne dopasowanie układu do potrzeb klienta. Generalnie silniki gazowe występują w zakresie mocy od 0,03 MW do 20 MW, a turbiny gazowe od 0,1 MW (najczęściej jednak znajdują zastosowanie te powyżej 1MW).

Najczęściej do użytkowników układów skojarzonych zalicza się zakłady przemysłowe (spożywcze, piwowarskie, papiernicze, chemiczne itp.), oczyszczalnie ścieków i wysypiska śmieci, szpitale i ośrodki edukacyjne (szkoły, uniwersytety), obiekty sportowe (sale, baseny), lotniska, hotele, biurowce, duże obiekty handlowe, szklarnie i wiele innych.

7.1. Znaczenie gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej w kraju

Krajowy system elektroenergetyczny oparty jest na węglu kamiennym i brunatnym. Wynika to głównie z uwarunkowań historycznych, węglowej monostruktury krajowych zasobów surowców energetycznych. Jednak w ciągu ostatnich lat pojawiały się w kraju pierwsze obiekty (elektrociepłownie) wykorzystujące paliwo gazowe.

Ogólnie wszystkie obiekty energetyczne wytwarzające energię elektryczną i ciepło można podzielić np. biorąc za kryterium moc układów. W wyniku takiego podziału otrzyma się gazowe

układy kogeneracyjne małej mocy oraz elektrociepłownie na paliwo gazowe. Tabela 8 przedstawia krajowe elektrociepłownie wykorzystujące gaz ziemny. Jako pierwsza rozpoczęła pracę Elektrociepłownia Gorzów w 1999 r. Obecnie największą gazową elektrociepłownią (ze względu na moc) jest Elektrociepłownia Lublin–Wrotków (235 MW) — rozpoczęła ona pracę w kwietniu 2002 r.

TABELA 8. Wykaz pracujących obiektów opartych na turbinach gazowych

TABLE 8. The list of working objects based on gas turbine

Lp.	Nazwa obiektu	Typ obiektu	Moc elektryczna [MW]
1.	EC Gorzów S.A.	blok gazowo-parowy ABB GT8C	55
2.	EC Nowa Sarzyna	blok gazowo-parowy 2xGE Frame 6B	116
3.	EC Lublin–Wrotków	blok gazowo-parowy	235
4.	EC Rzeszów	blok gazowo-parowy	101
5.	EC we Władysławowie	turbina gazowa Rols - Royce	12
6.	EC Wizów w Bolesławcu	turbina gazowa Centaur 50 Solar Turbines	4,14
7.	EC Ostrów Wielkopolski	turbina gazowa Centrax – Allison CX501 KB7	5
8.	EC Polar Wrocław	turbina gazowa Centaur 50 Solar Turbines	3,35
9.	EC Siedlce	turbina gazowa Solar Taurus	14,6
10.	MPEC Tarnów	turbina gazowa	3,75

Źródło: na podstawie Kozłów, Badur 2002 i innych źródeł

W skład bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Lublin–Wrotków wchodzi (Markowski 2001):

- ◆ turbozespół gazowy do produkcji energii elektrycznej (produkcji Ansaldo),
- ◆ dwuciśnieniowy kocioł odzysknicowy (bez dopalania) wykorzystujący ciepło spalin wylotowych do produkcji pary,
- ◆ upustowy turbozespół ciepłowniczo-kondensacyjny do produkcji energii cieplnej i elektrycznej w gospodarce skojarzonej.

Podstawowe parametry bloku gazowo-parowego to: moc elektryczna 235 MW i moc cieplna 150 MW.

Nakłady inwestycyjne na rozbudowę EC Lublin–Wrotków o blok gazowo-parowy wyniosły około 550 milionów złotych. Podmioty finansujące inwestycje to:

- ◆ głównie kredyty komercyjne,
- ◆ udział własny (ok. 60 mln zł),
- ◆ kredyty preferencyjne z Narodowego i Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki wodnej (ok. 75 mln zł).

W tabeli 9 zestawiono podstawowe wskaźniki techniczne związane z produkcją elektrociepłowni. Porównano parametry z 2001 (blok gazowo-parowy wówczas nie pracował) i 2002 r. (włączenie bloku gazowo-parowego).

TABELA 9. Podstawowe wskaźniki techniczne EC Lublin–Wrotków

TABLE 9. The basic technical indicators EC Lublin–Wrotków

Wielkość	Jednostka	Lata	
		2001	2002
Moc cieplna	MW	442	592
Produkcja ciepła, w tym:	GJ	4 142 170	3 588 206
– z bloku g-p		—	1 791 782
– z kotłów wodnych		—	1 796 424
Produkcja energii elektrycznej	MW·h	—	1 342 265
Zużycie gazu, w tym:	tys. Nm ³	—	279 580
– na produkcję ciepła		—	47 506
– na produkcję energii elektrycznej		—	232 074
Zużycie energii chemicznej z gazu, w tym:	GJ	—	10 086 236
– na produkcję ciepła		—	1 713 664
– na prod. energii elektrycznej		—	8 372 600
Zużycie węgla	Mg	218 053	91 692
Zużycie energii chemicznej z węgla	GJ	4 549 687	1 966 770
Kaloryczność spalonego węgla	kJ/kg	20 827	21 330

Źródło: EC Lublin–Wrotków 2003

Ponieważ blok gazowo-parowy włączono do eksploatacji w kwietniu 2002 r., roku tego nie należy przyjmować dla analizy charakterystyki pracy bloku gazowo-parowego. Pierwsze dane charakteryzujące pracę w ciągu roku będą pochodzić z roku bieżącego. Według szacunków przewidują się, że dzięki uruchomieniu bloku gazowo-parowego zużycie węgla w elektrociepłowni obniży się (w ciągu całego roku) z 225 do 66 tys. Mg. Blok gazowo-parowy będzie w ciągu roku zużywał 345 mln m³ gazu ziemnego. Przed rozbudową elektrociepłownia posiadała:

- ◆ moc cieplną 442 MW (2 kotły wodne WP-70 i 2 kotły wodne WP-120),
- ◆ moc elektryczną 0 MW.

Po rozbudowie elektrociepłowni charakteryzuje się parametrami:

- ◆ moc cieplna 592 MW (442 MW — kotły wodne i 150 MW z bloku parowo-gazowego),
- ◆ moc elektryczna 235 MW (produkcja energii elektrycznej w skali roku — 1 647 140 MW·h).

Podstawowym paliwem dla bloku gazowo-parowego jest gaz ziemny (o wartości opałowej nie mniejszej niż 33,7 MJ/m³). Jako paliwo pomocnicze przewidziano olej opałowy o wartości opałowej 42 MJ/kg.

W Elektrociepłowni Gorzów S.A. uruchomiono blok gazowo-parowy w styczniu 1999 r. (pierwszy obiekt tego typu w kraju). Moc elektryczna bloku to 54,5 MW (sprawność elektryczna — 34,6%). Blok gazowo-parowy składa się z:

- ◆ turbozespołu gazowego napędzanego jednowałową turbiną GT8C o mocy elektrycznej 54,5 MW i sprawności 34,6%,

- ◆ kotła odzysknicowego jednociśnieniowego wytwarzającego 83,5 t/h pary o temperaturze 450°C,
- ◆ dwóch turbin przeciwpięśnych o łącznej mocy 11 MW.

Nakłady inwestycyjne na blok gazowo-parowy były na poziomie 98 mln zł, przy czym udział środków własnych wynosił 23 mln zł, a resztę stanowiły kredyty (Czekaj 2001).

W latach 1999—2001 udział zespołu parowo-gazowego w produkcji energii elektrycznej kształtował się w przedziale 53—78%, zaś udział zespołu w produkcji ciepła 55% (w 1999 r. — 46%). Wyprodukowana energia cieplna jest sprzedawana w postaci pary i wody grzewczej. Elektrociepłownia Gorzów S.A. posiada zainstalowaną moc cieplną 300 MW (Elektrociepłownia Gorzów S.A.).

Paliwem dla EC Gorzów jest gaz ziemny zaazotowany o wartości opałowej 20,2 MJ/m³ dostarczany ze złoża Cychry. Roczne zapotrzebowanie Elektrociepłowni na paliwo to 230 mln m³ gazu (umowa na dostawy gazu została podpisana na okres 20 lat z możliwością przedłużenia). Uruchomienie bloku gazowo-parowego umożliwiło zastąpienie czterech wyeksploatowanych kotłów OP-60.

W 2000 r. rozpoczął normalną eksploatację układ gazowo-parowy w Elektrociepłowni Nowa Sarzyna (rozruchu układu dokonano w sierpniu 1999 r.). Moc układu to 116 MW — elektryczna i 40 MW — cieplna. Wybudowanie bloku kosztowało 132 mln USD (środki pochodziły w większości z kredytów bankowych — których spłatę przewiduje się w ciągu 14 lat). W skład bloku gazowo-parowego wchodzi:

- ◆ 2 turbozespoły gazowe,
- ◆ 2 kotły odzysknicowe,
- ◆ 1 turbozespół parowy,
- ◆ rezerwowe kotły parowe.

Elektrociepłownia jest dostawcą ciepła do miasta Nowa Sarzyna, energia elektryczna jest sprzedawana do Polskich Sieci Elektroenergetycznych, a para technologiczna do Zakładów Chemicznych Organika Sarzyna. Dostawy gazu są realizowane na podstawie 20-letniej umowy podpisanej z PGNiG S.A. Godzinne zapotrzebowanie Elektrociepłowni to 26—28 tys. m³ (Berger 2001).

Blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Rzeszów S.A. rozpoczął pracę w 2003 r. Moc elektryczna wynosi 101 MW, moc cieplna — 76 MW. Blok gazowo-parowy składa się z:

- ◆ turbozespołu gazowego do produkcji energii elektrycznej,
- ◆ kotła odzysknicowego wykorzystującego ciepło spalin wylotowych z turbiny gazowej do produkcji pary i podgrzewu wody sieciowej,
- ◆ turbiny parowej ciepłowniczo-kondensacyjnej do produkcji energii cieplnej i elektrycznej w gospodarce skojarzonej.

Przewidywany koszt inwestycji szacowany jest na około 360 mln zł. Środki na finansowanie inwestycji pochodziły z (Elektrociepłownia Rzeszów S.A.):

- ◆ EkoFunduszu (bezzwrotna dotacja w wysokości 10% nakładów inwestycyjnych),
- ◆ Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (pożyczka na preferencyjnych warunkach w wysokości około 50% nakładów inwestycyjnych),
- ◆ środków własnych — około 8% nakładów inwestycyjnych,
- ◆ kredytu bankowego udzielonego przez Bank Ochrony Środowiska.

Projekt zespołu parowo-gazowego został poddany wnikliwej analizie specjalistów międzynarodowych (USA, Szwajcaria, Francja, Szwecja, Włochy). Otrzymał uznanie i akceptację

EkoFunduszu, czego dowodem jest przyznanie bezzwrotnej dotacji (jest to pierwsze na taką skalę poparcie tego typu inwestycji przez Fundusz) (Elektrociepłownia Rzeszów S.A. 2003).

Przed rozpoczęciem eksploatacji bloku gazowo-parowego Elektrociepłownia zużywała rocznie około 110 tys. Mg węgla. Po uruchomieniu bloku gazowo-parowego szacuje się, że baza paliwowa Elektrociepłowni będzie składać się z węgla (40%) i gazu (60%). Roczne zapotrzebowanie na gaz będzie wynosić około 150 mln m³ (21 tys. m³/h). Szacuje się, że sprawność elektryczna bloku wyniesie 50% przy współczynniku wykorzystania paliwa 88%.

W 2002 r. rozpoczęła pracę w oparciu o paliwo gazowe Elektrociepłownia we Władysławowie. Obiekt ten wyróżnia się od innych układów wykorzystujących gaz ziemny, ponieważ Elektrociepłownia ta wykorzystuje odpadowy gaz powstający przy wydobywaniu ropy naftowej z platformy wiertniczej Baltic-Beta, ustawionej około 80 km od linii brzegowej Bałtyku (na północ od Rozewia). Gaz z platformy jest dostarczany podmorskim, rozwijanym gazociągiem, o długości 82 km i średnicy 115 mm (najdłuższy na świecie gazociąg tego typu). Z uwagi na to, że dostarczony do Władysławowa gazociągiem gaz zawiera w swoim składzie ponad 20% propanu — butanu, wybudowano stację separacji i magazynowania dla LPG (gaz ten sprzedawany jest firmom zewnętrznym). Po oddzieleniu gazu płynnego i gazoliny, gaz w ilości około 120 000 m³/dobę kierowany jest do zasilania turbin gazowych i kotłów wodnych (Energobaltic 2003). Całkowite koszty inwestycji (łącznie z budową gazociągu) to około 35 mln USD.

Do podstawowych urządzeń elektrociepłowni należą:

- ◆ dwie turbiny gazowe,
- ◆ dwa kotły wodne odzysknicowe,
- ◆ trzy kotły wodne szczytowe.

Całkowita moc elektryczna wynosi 12 MW, a moc cieplna podstawowa około 18 MW, zaś szczytowa 15 MW. W sezonie letnim (kiedy jest mniejsze zapotrzebowanie na moc cieplną) pracują dwie turbiny, ale tylko jeden kocioł odzysknicowy, zaś w sezonie grzewczym w zależności od wielkości zapotrzebowania na moc cieplną są eksploatowane (Kubski 2003):

- ◆ dwie turbiny gazowe, dwa kotły odzysknicowe (zapotrzebowanie na moc cieplną do 17 MW),
- ◆ dwie turbiny gazowe, dwa kotły odzysknicowe i jeden kocioł szczytowy (zapotrzebowanie na moc cieplną od 17 do 22 MW),
- ◆ dwie turbiny gazowe, dwa kotły odzysknicowe, dwa kotły szczytowe (trzeci kocioł szczytowy jest rezerwowym) — zapotrzebowanie na moc powyżej 22 MW.

Szacuje się, że wykorzystanie gazu odpadowego umożliwi wyprodukowanie 77 500 MW·h energii elektrycznej i 199 000 GJ energii cieplnej. Przewiduje się, że złoża gazu z morza starczą do około 2015 r. — po wyczerpaniu się tych złóż Elektrociepłownia będzie zasilana z krajowej sieci przesyłowej.

W maju 2003 r. Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Tarnowie uruchomiło turbinę gazowo-olejową. Moc elektryczna turbiny to 3,75 MW, a moc cieplna to 10 MW. Koszt tej inwestycji wyniósł 16,8 mln zł. Źródłami finansującymi tę inwestycję byli (Zięba 2003; MPEC Tarnów):

- ◆ Bank Światowy — bezzwrotna pożyczka — 9 mln zł,
- ◆ EkoFundusz — bezzwrotna dotacja — 2,4 mln zł,
- ◆ Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska w Krakowie — pożyczka — 4,1 mln zł,
- ◆ środki własne MPEC.

W ostatnich latach daje się zauważyć w Polsce zwiększenie zainteresowania gazowymi układami skojarzonymi małej i średniej mocy. Czynnikiem umożliwiającym rozwój obiektów kogeneracyjnych małej mocy jest wzrost poczucia świadomości pozytywnych aspektów ekologicznych wykorzystania paliw gazowych, jak również zmieniająca się struktura cen energii elektrycznej, ciepła i gazu. Obecny poziom cen podstawowych nośników energii (a przede wszystkim relacja cen pomiędzy węglem kamiennym i gazem ziemnym) jest niekorzystny dla rozwoju małych układów skojarzonych na paliwa gazowe. Należy się jednak spodziewać, że wraz z upływem czasu będzie następować uwolnienie cen na nośniki energii i dostosowywanie ich do poziomu cen światowych, co będzie stymulowało rozwój inwestycji z zakresu gazowych układów skojarzonych małej mocy (Skorek 2002b).

Także dzięki tym układom możliwe jest efektywne wykorzystanie gazów niskokalorycznych (np. gazu z odmetanowania kopalń, biogazu ze składowisk odpadów). Zagospodarowanie tych gazów zmniejsza ich szkodliwe oddziaływanie na środowisko przyrodnicze, a zarazem przynosi korzyści ekonomiczne ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. Najczęściej na potrzeby gazowych układów skojarzonych małej mocy wykorzystuje się tłokowe silniki spalinowe. W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku intensywnie rozwijały się technologie związane z silnikami. Urządzenia te są popularne ze względu na dużą możliwość wyboru mocy urządzenia (najczęściej stosuje się silniki tłokowe w zakresie od 30 do 1000 kW mocy elektrycznej, ale są także urządzenia o mocy do 50 MW) (Pupka 2001). Biorąc za kryterium konstrukcję oraz sposób zasilania paliwem, silniki dzieli się na trzy podstawowe grupy (Kalina, Skorek 1999a; Skorek 2002b):

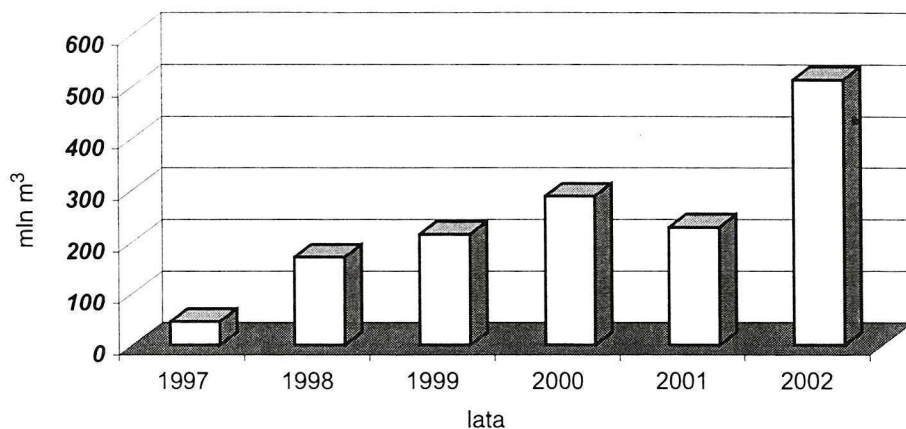
- ◆ silniki gazowe z zapłonem gazowym (zakres małych mocy),
- ◆ silniki dwupaliwowe, tzn. zasilane paliwem gazowym oraz niewielką dawką paliwa ciekłego w celu inicjowania zapłonu mieszanki (zakres średnich mocy),
- ◆ silniki wysokoprężne (największe moce).

Ocenia się, że w Polsce liczba gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy nie przekracza 70 (stan na 2001 r.). Poniżej przybliżono dwa z nich.

W Kotłowni Centralnej w Zakopanem (Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Geotermia Podhalańska) w 2001 r. uruchomiono trzy silniki gazowe Jenbacher pracujące w skojarzeniu — łączna moc elektryczna — 1,5 MW, ciepła — 2,1 MW. W początkowej fazie energia elektryczna będzie wykorzystywana na potrzeby własne (urządzenia w kotłowni), a w przyszłości planuje się wykorzystywać tę energię także do zasilania 3 przepompowni sieciowych, pompowni geotermalnej oraz Ciepłowni Geotermalnej. Roczna produkcja energii elektrycznej kształtuje się na poziomie około 12 700 MW·h (Geotermia Podhalańska 2003).

W kraju spotykane są także gazowe układy kogeneracyjne wykorzystywane na potrzeby rolnictwa. Przykładem tego może być gospodarstwo szklarniowe pana Dariusza Ptaszka w Lublinie—Stężycy. Pracuje tam agregat kogeneracyjny wyposażony w silnik o mocy elektrycznej 0,93 MW oraz mocy cieplnej 1,3 MW. Agregat został wyposażony w katalizator spalin, co pozwala na skierowanie CO₂ do wnętrza szklarni. W efekcie końcowym ze spalania gazu ziemnego powstaje: energia elektryczna i ciepła, para wodna i tlen uzyskiwany z roślin podczas procesu fotosyntezy (CO₂ jest asymilowane przez rośliny). W ciągu roku agregaty są wykorzystywane przez około 4000 godzin, a otrzymana energia elektryczna i ciepło zużywane są na potrzeby własne gospodarstwa (Podziemski, Bałut 2003).

W ostatnich latach daje się zauważyć w kraju bardzo dynamiczny wzrost zużycia gazu ziemnego przez sektor energetyczny (rys. 18).



Rys. 18. Wielkość zużycia gazu ziemnego przez sektor energetyczny w latach 1997—2002 [mln m³]
Źródło: PGNiG S.A. 2003

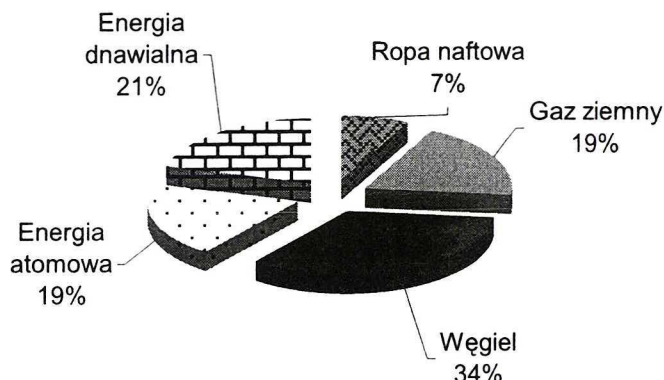
Fig. 18. The level of consumption of the natural gas by power plants in 1997—2002 [mln m³]

W 1996 r. praktycznie sektor energetyczny w ogóle nie wykorzystywał gazu ziemnego, w latach 1997—2000 zużycie gazu bardzo szybko wzrastało, a w 2002 r. elektrownie i elektrociepłownie wykorzystały 515,2 mln m³ gazu (ciepłownie — 23,7 mln m³) (PGNiG S.A., 2003 r.). Tak gwałtowny wzrost zużycia paliwa gazowego w 2002 r. w porównaniu z rokiem 2001 jest spowodowany w dużej mierze włączeniem do eksploatacji bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Lublin–Wrocław. Także i w tym roku (2003) należy się spodziewać wyraźnego wzrostu zapotrzebowania na gaz w sektorze energetycznym — uruchomienie bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Rzeszów.

7.2. Znaczenie gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej na świecie

Paliwa gazowe stają się coraz bardziej popularne i konkurencyjne dla celów produkcji energii elektrycznej. W 2001 r. udział paliw gazowych w produkcji energii elektrycznej wyniósł w skali świata 19% (rys. 19). Udział ten jest zróżnicowany — w państwach uprzemysłowionych kształtuje się na poziomie 16%, w krajach rozwijających się jest praktycznie na tym samym poziomie, zaś w państwach byłego Związku Radzieckiego i Europy Wschodniej jest wyższy i wynosi 34%. Udział paliwa gazowego wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej w poszczególnych krajach jest zróżnicowany, przykładowo w Wielkiej Brytanii wynosi 39%, w Rosji gaz ziemny jest głównym paliwem wykorzystywanym przez sektor elektroenergetyczny, a jego udział wynosi aż 42% (International Energy Outlook 2003).

Jak widać z rysunku 19, na świecie nadal głównym nośnikiem dla produkcji energii elektrycznej jest węgiel (34%). Także stosunkowo wysoki udział wykazują odnawialne nośniki energii — 21%, przy czym należy zaznaczyć, że dominuje w tym udziale energetyka wodna.



Rys. 19. Struktura produkcji energii elektrycznej na świecie w 2001 r.
Źródło: Energy Outlook 2003

Fig. 19. The structure of the production of electric energy on the world in 2001

8. Prognozy wykorzystania gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej

W tabeli 10 zestawiono prognozę zużycia energii elektrycznej w świecie do 2025 r. Jak widać w ciągu tego okresu przewidywane jest ponad dwukrotne zwiększenie się udziału paliwa gazowego w produkcji energii elektrycznej na świecie. Gaz ziemny jest jedynym nośnikiem energetycznym, który charakteryzuje tak szybki wzrost. Według tej prognozy w 2025 r. węgiel kamienny i gaz ziemny będą głównymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej na świecie (ich udziały w wytwarzaniu energii elektrycznej będą stanowić po ok. 30%).

W Polsce do 2010 r. planuje się wybudować około 590 MW_e mocy w blokach parowo-gazowych, a w latach 2011—2015 przewidywany jest wzrost mocy w obiektach tego typu o dalsze 2120 MW_e (Gajda, Jaworski, Barc 2002).

W tabeli 11 zestawiono wykaz obiektów, w których planowane jest zastosowanie turbin gazowych.

Oprócz planowanych obiektów zestawionych w tabeli 11, także KGHM Polska Miedź S.A. planuje w ciągu pięciu lat wybudować dwie elektrownie na gaz ziemny (łączny koszt inwestycji to 480 mln zł). Szacuje się, że roczne zapotrzebowanie na gaz tych dwóch obiektów będzie wynosić od 500 do 700 mln m³. Gaz ten będzie pochodzić z rodzimych złóż w okolicach Kościana, Brońska i Radlina. Elektrownie te zapewniłyby KGHM około 80% zużywanej energii elektrycznej. W grudniu 2003 r. podpisano 20-letnią umowę na dostawy gazu — łącznie około 10 mld m³, który ma być paliwem dla przyszłych elektrociepłowni w Polkowicach i Huty Miedzi

TABELA 10. Prognoza zużycia energii elektrycznej w skali świata do 2025 r. z wyszczególnieniem poszczególnych nośników energii EJ (10^{18} J)

TABLE 10. The prognosis of the consumption of electric energy in the world scale till 2025 taking into account particular carriers of energy EJ (10^{18} J)

Nośnik energii	Rok				
	2005	2010	2015	2020	2025
Ropa naftowa	11,71	11,71	13,40	14,77	15,30
Gaz ziemny	34,08	40,83	51,48	62,14	74,48
Węgiel	58,24	63,62	66,36	70,79	75,96
Energia atomowa	29,01	30,28	31,44	31,02	29,54
Energia odnawialna	35,34	41,04	43,78	46,84	46,48
Łącznie	168,38	187,48	206,46	225,56	244,76

Źródło: International Energy Outlook 2003

TABELA 11. Wykaz większych planowanych obiektów opartych na turbinach gazowych

TABLE 11. The list of the most significant planned objects based on gas turbine

Lp.	Nazwa obiektu	Typ obiektu	Moc elektryczna
1.	Żarnowiecka Elektrownia Gazowa	blok gazowo-parowy 2	256,4 MW (docelowo 1000 MW)
2.	EC Zielona Góra	blok gazowo-parowy	188 MW
3.	EC Żyrardów	blok gazowo-parowy Mitsubishi	150 MW
4.	Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże	blok gazowo-parowy	200 MW
5.	EC przemysłowa Rafinerii Gdańskiej	blok gazowo-parowy	300 MW
6.	EC Gorlice	turbina gazowa	50 MW
7.	EC Kraków	blok gazowo-parowy	170 MW
8.	EC Toruń	blok gazowo-parowy	180 MW

Źródło: na podstawie Kozłów, Badur 2002; Matkowski, Budziński 2001 a

Głogów, produkujących energię elektryczną i ciepło na potrzeby KGHM Polska Miedź S.A. (Puls Biznesu, 10.04.2003; Puls Biznesu, 29.05.2003, PGNiG 2003).

Planuje się, że w 2004 r. zostanie uruchomiony blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Zielona Góra S.A. Blok ten będzie się charakteryzował mocą elektryczną rzędu 190 MW i mocą cieplną około 95 MW. W skład bloku będą wchodzić następujące urządzenia (Elektrociepłownia Zielona Góra):

- ◆ turbozespół gazowy do produkcji energii elektrycznej,
- ◆ kocioł odzysknicowy do produkcji pary,
- ◆ turbozespół parowy zasilany parą z kotła odzysknicowego, wytwarzający energię elektryczną.

Wartość inwestycji szacowana jest na 132 mln euro, tylko 9% tej sumy będą stanowić środki własne, a głównym źródłem finansowania będzie kapitał obcy. Przyszły blok gazowo-parowy będzie wykorzystywał gaz ziemny zaazotowany o nominalnej wartości opałowej około 28,2 MJ/m³. Gaz ten będzie dostarczany z kopalni Kościan–Brońsko gazociągiem o długości 100 km. Przewiduje się, że roczne zapotrzebowanie na gaz wyniesie około 370 mln m³.

W tabelach 12 i 13 zestawiono prognozowane wielkości zużycia gazu ziemnego przez elektrownie i elektrociepłownie i do produkcji ciepła w latach 2005—2020.

TABELA 12. Prognoza zużycia gazu w elektrowniach i elektrociepłowniach systemowych [mld m³/rok]

TABLE 12. The prognosis of the consumption of the natural gas in power plants and heat and power plant [billion m³/year]

Rok	2005	2010	2020
Minimalna ilość	3,10	4,21	6,46
Maksymalna ilość	3,35	6,51	10,86

Źródło: Matkowski, Budziński 2001a

TABELA 13. Prognoza zużycia gazu do produkcji ciepła [mld m³/rok]

TABEL 13. The prognosis of the consumption of the natural gas to production of the heat [billion m³/year]

Rok	2005	2010	2020
Minimalna ilość	0,4	1,6	3,3
Maksymalna ilość		1,8	3,9

Źródło: Matkowski, Budziński 2001a

Jak widać z powyższych tabel, prognostyczne wielkości liczbowe charakteryzują się nawet znaczną rozbieżnością. Wynika ona głównie z faktu, że ten sektor rynku energii w kraju jest dopiero na etapie tworzenia się.

9. Ekologiczne, energetyczne i ekonomiczne aspekty stosowania układów wykorzystujących gaz ziemny

9.1. Oddziaływanie na środowisko przyrodnicze obiektów na gaz ziemny

Polska jako kraj mający w 2004 r. dołączyć do Unii Europejskiej jest państwem charakteryzującym się dużą degradacją środowiska przyrodniczego. Wielkość emisji zanieczyszczeń do atmosfery w kraju jest porównywalna do emisji w Niemczech i Wielkiej Brytanii, ale w przeliczeniu na jednostkę dochodu narodowego emisja ta jest w Polsce wielokrotnie większa. Szeroko rozumiana energetyka, oparta przede wszystkim na węglu, ma znaczący udział w tej degradacji.

W 1997 r. wielkość emisji substancji zanieczyszczających powstałych w wyniku spalania węgla kamiennego i koksu stanowiły (Aleksandrow, Dołowy, Radowič 2000):

- ◆ 56% całkowitej emisji CO₂ w kraju,
- ◆ 66% całkowitej emisji SO₂ w kraju,
- ◆ 40% całkowitej emisji NO_x w kraju.

Największym źródłem emisji zanieczyszczeń do atmosfery jest sektor przemian energetycznych, w skład którego wchodzi: elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, elektrociepłownie przemysłowe i ciepłownie. Opłaty za emisję zanieczyszczeń do atmosfery reguluje Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 21.12.1999 r. Wielkość opłat za zanieczyszczenie powietrza w stosunku do kosztu paliwa wynosi od 0,2% przy spalaniu oleju lekkiego do 2% przy spalaniu węgla. Opłaty te są wielokrotnie niższe od kosztów ekologicznych (Rozporządzenie... 1999; Matkowski, Budziński 2001b).

Polska w najbliższym okresie będzie musiała dostosowywać krajowe normy dozwolonej emisji gazów i pyłów do norm Unii Europejskiej. Ponadto stoi przed nami konieczność wypełnienia zobowiązań wynikających z podpisania przez Polskę szeregu umów międzynarodowych, zwłaszcza II Protokołu Siarkowego i Protokołu z Kioto. Generalnie zmniejszenie emisji zanieczyszczeń z energetyki może być zrealizowane poprzez:

- ◆ spalanie węgla lepszej jakości (wyższa wartość opałowa, mniejsza zawartość siarki i popiołu),
- ◆ budowę instalacji oczyszczania spalin,
- ◆ substitucję części węgla gazem ziemnym.

W przypadku substitucji węgla gazem ziemnym prognozowany jest wzrost udziału gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach do 14% w 2020 r. Jednak realność tej prognozy w dużej mierze zależeć będzie od konkurencyjności (cenowej) gazu i węgla (Matkowski, Budziński 2001b).

Gaz ziemny pod względem ekologicznym jest nośnikiem energetycznym charakteryzującym się najmniejszymi emisjami zanieczyszczeń (tab. 14). Elektrownie bazujące na gazie ziemnym charakteryzują się:

- ◆ praktycznie zerową emisją SO₂,
- ◆ niską emisją NO_x,

TABELA 14. Jednostkowa emisja zanieczyszczeń gazowych w elektrowniach pracujących na różnych paliwach

TABLE 14. The separate emission of the gas contamination in power plants working on different fuels

Technologia wytwarzania energii elektrycznej	SO ₂	NO ₂	CO ₂
	mg/kW·h	mg/kW·h	g/kW·h
Układ gazowo-parowy	0—75	250—330	350—450
Turbina gazowa	0—100	350—450	570—600
Układ gazowo-parowy na zgazowany węgiel	400—600	200—350	820—850
Kocioł fluidalny ciśnieniowy	1000—1500	450—550	820—850
Klasyczny blok parowy	1700—2000	900—2000	820—850
Blok parowy z instalacjami oczyszczania	500—600	500—600	700—770

Źródło: Ney 1999

- ♦ około dwukrotnie niższą emisją CO₂ w porównaniu z elektrowniami węglowymi (natomiast jeżeliby porównać skumulowaną emisję dwutlenku węgla przy skojarzonej produkcji bazując na paliwie gazowym, to jest ona 2,5- do 3-krotnie niższa w porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem opartym na spalaniu węgla (Panek, Wiszniewski 2001).

Ponadto paliwa gazowe są powszechnie akceptowalne i nie wywołują społecznych kontrowersji tak jak energetyka jądrowa.

Oprócz zanieczyszczenia powietrza systemy energetyczne mogą jeszcze oddziaływać na środowisko przyrodnicze poprzez (Skorek 2002b):

- ♦ zanieczyszczenie wód spowodowane odprowadzaniem ścieków,
- ♦ zanieczyszczenie gleb i wód spowodowane składowaniem odpadów stałych,
- ♦ hałas,
- ♦ szkodliwe promieniowanie elektromagnetyczne.

Niezaprzeczalną zaletą układów na gaz ziemny jest brak odpadów stałych i związanych z nimi problemów składowania.

Ogólnie efekty ekologiczne związane ze stosowaniem układów gazowych kogeneracyjnych można podzielić na lokalne i globalne. Efekt lokalny sprowadza się do pojawienia nowego lub dodatkowego źródła emisji w najbliższym otoczeniu zainstalowanego układu. W przypadku gdy instalacji nowego układu gazowego nie towarzyszy likwidacja innego źródła o wyższej emisji (np. kotłownia gazowa), efekt lokalny może mieć charakter negatywny. Jednak w takiej sytuacji pojawia się pozytywny efekt globalny polegający na zmniejszeniu się emisji w skali całej gospodarki dzięki wprowadzeniu do eksploatacji wysokosprawnej technologii energetycznej i zwiększeniu udziału paliw gazowych (Agencja Cogen 2001).

W tabelach 15 i 16 przedstawiono efekty ekologiczne uruchomienia bloków gazowo-parowych w dwóch krajowych elektrociepłowniach: w EC Lublin–Wrotków i EC Gorzów Wielkopolski.

TABELA 15. Efekty ekologiczne wprowadzenia do eksploatacji bloku gazowo-parowego w EC Lublin–Wrotków

TABLE 15. The ecological effects of the introduction of the combine cycle to the exploitation in EC Lublin–Wrotków

Rodzaj emisji	Wielkość emisji przed rozbudową [Mg]	Wielkość emisji po rozbudowie [Mg]
Emisja pyłu	1 787	302
Emisja SO ₂	5 354	1 361
Emisja NO ₂	1 341	686
Emisja CO	139	192
Emisja CO ₂	612 824	931 000

Źródło: Markowski 2001

Jak widać, uruchomieniom bloków gazowo-parowych generalnie towarzyszy zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. Jednak chcąc tę kwestię ocenić dokładniej, należy efekt ekologiczny rozpatrzyć na dwóch poziomach — lokalnym i globalnym. Dla dokonania tej oceny wzięto pod uwagę wielkość emisji zanieczyszczeń w EC Lublin–Wrotków. W przypadku emisji pyłu, SO₂,

TABELA 16. Efekty ekologiczne wprowadzenia do eksploatacji bloku gazowo-parowego w EC Gorzów Wielkopolski

TABLE 16. The ecological effects of the introduction of the combine cycle to the exploitation in EC Gorzów Wielkopolski

Rodzaj emisji	Wielkość emisji przed rozbudową — 1998 r. [Mg]	Wielkość emisji po rozbudowie — 2000 r. [Mg]
Emisja pyłu	4 505	372
Emisja SO ₂	4 061	1 638
Emisja NO _x	2 669	1 170

Źródło: EC Gorzów S.A. 2003

NO₂ obserwuje się znaczne obniżenie wielkości tych zanieczyszczeń, zatem jest w tych przypadkach zauważalny pozytywny efekt ekologiczny lokalny, a także globalny. Natomiast w przypadku emisji CO i CO₂ zauważalny jest wzrost tych zanieczyszczeń po uruchomieniu bloku gazowo-parowego, czyli efekt ekologiczny lokalny będzie w tych przypadkach negatywny, jednocześnie jednak wystąpił pozytywny efekt ekologiczny globalny (w skali kraju; produkcja energii elektrycznej w bloku gazowo-parowym powoduje, że tyle samo energii elektrycznej nie zostanie wyprodukowane w obiektach o przestarzałej technologii, charakteryzujących się niższą sprawnością energetyczną i większymi emisjami zanieczyszczeń).

W przypadku stosowania małych gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy można stwierdzić, że układy te także charakteryzują się niskimi wskaźnikami emisji zanieczyszczeń. Nowoczesne silniki tłokowe i turbiny gazowe wyposażone są w efektywne układy redukcji emisji zanieczyszczeń gazowych (przede wszystkim NO_x, CO i węglowodorów). W silnikach spaliniowych stosowane są głównie dwie podstawowe technologie zmniejszania emisji: redukcja katalityczna i spalanie mieszanek ubogich. W turbinach gazowych dla zmniejszenia zanieczyszczeń gazowych stosuje się najczęściej następujące technologie (Skorek 2002b):

- ◆ wtrysk wody lub pary do komory spalania,
- ◆ technologia DLN,
- ◆ spalanie katalityczne,
- ◆ selektywna redukcja katalityczna.

W Polsce opłaty za emisje substancji szkodliwych są od 20 do 400 razy (w przypadku CO₂) niższe od wartości uznawanych za uzasadnione. Ponadto, gdyby uwzględniono tzw. koszty zewnętrzne wynikające z oddziaływania na środowisko przyrodnicze, wpłynęłoby to w dużej mierze na zwiększenie opłacalności układów skojarzonych bazujących na paliwie gazowym w stosunku do systemów spalających paliwa stałe (Skorek 2002b).

9.2. Energetyczne aspekty stosowania układów gazowych

Do podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność konwersji energii w układach energetycznych należą: sprawność wytwarzania energii elektrycznej (η_e) oraz sprawność całkowita (η_c). Sprawność elektryczna dla pewnego okresu czasu definiowana jest jako:

$$\eta_e = \frac{E_{el}}{E_{ch}} = \frac{E_{el}}{PW_d}$$

gdzie: E_{ch} — ilość energii chemicznej paliwa,
 E_{el} — ilość energii elektrycznej,
 P — strumień paliwa,
 W_d — wartość opałowa paliwa.

Natomiast średnia sprawność całkowita w danym okresie wyraża się zależnością:

$$\eta_c = \frac{E_{el} + Q}{E_{ch}} = \frac{E_{el} + Q}{PW_d}$$

gdzie Q — ilość ciepła wyprodukowanego w analizowanym okresie.

W tabeli 17 przedstawiono sprawności gazowych układów kogeneracyjnych (małej mocy), a w tabeli 18 zestawiono sprawności układów z turbinami gazowymi dużej mocy.

TABELA 17. Sprawności gazowych układów kogeneracyjnych

TABLE 17. The efficiency of the combined heat and power

Silnik/Turbina	Producent	Model/typ układu	Moc elektryczna [kW]	Sprawność elektryczna η_e [%]	Sprawność całkowita η_c [%]
Silnik tłokowy	Deutz A.G.	TBK 632V16	3 173	40,3	88
Silnik tłokowy	Wärtsilä	W50DF	15 714	45,6	92
Turbina gazowa	Solar	Centaur 50	4 344	29,2	85,2
Turbina gazowa	Alstom	Cyclone	12 900	33,9	89,1

Źródło: Skorek 2002b

TABELA 18. Sprawność elektryczna układów z turbinami gazowymi

TABLE 18. The electrical efficiency of the objects with gas turbine

Firma	Model turbiny	Moc [MW]	Sprawność elektryczna [%]
Siemens AG KWU	V84.3A	180	58
	V94.3A	255	58
ABB	GT24	183	58
	GT26	265	58
GE	MS7001FA	180	56.5
	MS7001H	265	60.0
	MS9001H	330	60.0
Siemens Westinghouse	501 F	185	56.6
	701 F	270	56.6
	501 ATS	280	60.0

Źródło: Rychlicki, Siemek 2000

Generalnie sprawność elektryczna układów gazowych jest wysoka, przy czym najwyższą sprawnością elektryczną charakteryzują się układy kombinowane gazowo-parowe (tab. 18). Ze względów ekonomicznych budowane są bloki z turbinami o dużych mocach (Dobrowolski 2000).

Możliwe jest także, poprzez zastosowanie nowoczesnych układów kogeneracyjnych zintegrowanych z urządzeniem ziębniczym, jednoczesne wytwarzanie w jednym układzie ciepła, zimna oraz energii elektrycznej (układ trójgeneracyjny). Warunkiem niezbędnym do zastosowania takiego układu jest występowanie po stronie odbiorców zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii. Rozwiązanie wykorzystujące ciepło do produkcji zimna może okazać się korzystne w porze letniej, kiedy w dużym stopniu zanika zapotrzebowanie na ciepło. Przy skojarzonym wytwarzaniu ciepła, zimna i energii elektrycznej w układzie złożonym z turbiny gazowej, kotła odzysknicowego i amoniakalnej ziębiarki absorpcyjnej może zostać wygenerowana oszczędność energii chemicznej paliw (Kalina 2002).

9.3. Uwarunkowania ekonomiczne gazowych układów kogeneracyjnych

Poziom opłacalności układów skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła zależy przede wszystkim od następujących wielkości i relacji kilku czynników (Matkowski, Budziński 2001a):

- ◆ parametrów technicznych układu i trybu pracy,
- ◆ ceny sprzedaży energii elektrycznej i ciepła,
- ◆ ceny zakupu gazu,
- ◆ stopnia wykorzystania układu,
- ◆ kosztów remontów i kosztów operacyjnych,
- ◆ zakresu subsydiowania.

Do analizy opłacalności stosowania gazu w skojarzonych układach produkcji ciepła i energii elektrycznej wykorzystuje się najczęściej metody kalkulacji wartości zaktualizowanej netto (*NPV*) i wewnętrznej stopy zwrotu (*IRR*). Często analizę efektywności ekonomicznej rozszerza się o badanie wrażliwości projektu na zmiany sprzedaży energii elektrycznej, ceny zakupu gazu, zmiany wielkości nakładów, koszty użytkowania środowiska. Analiza wrażliwości pozwala zbadać czułość wyniku analizy *NPV*, *IRR* na zmiany wybranych czynników. Na tej podstawie można ocenić stopień ryzyka inwestycji. W obliczeniach optymalizacyjnych przyjmuje się jako funkcję celu maksymalizację wskaźnika *NPV*. Zapis matematyczny tej funkcji ma postać (Kalina, Skorek 2001):

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} \rightarrow \max$$

- gdzie: t — bieżący rok eksploatacji,
 N — całkowity czas eksploatacji inwestycji,
 CF_t — przepływy pieniężne dla analiz dyskontowych w roku t ,
 r — stopa dyskonta.

Podstawę obliczeń dla funkcji celu stanowią przepływy pieniężne *CF*, które można ogólnie wyrazić za pomocą zależności (Kalina, Skorek 2001):

$$CF = -J_0 + J_k + S_n - K - P_d + A - R + L$$

gdzie: J_0	— całkowity nakład inwestycyjny,
J_k	— część nakładów własnych sfinansowana z kredytów,
S_n	— wartość całkowitej sprzedanej produkcji netto,
K	— koszty wytworzenia produkcji,
P_d	— podatek dochodowy,
A	— amortyzacja środków trwałych,
R	— rata spłaty zaciągniętego kredytu,
L	— wartość likwidacyjna przedmiotu inwestycji.

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń dotyczących efektu ekonomicznego pracy elektrociepłowni na paliwo gazowe otrzymano wnioski (Kalina, Skorek 2001):

- ◆ na efektywność ekonomiczną inwestycji wpływają znacząco wielkość zapotrzebowania na energię oraz poziom wymaganej mocy (im mniejsze jest zapotrzebowanie na ciepło, tym mniej korzystne są wskaźniki efektywności ekonomicznej),
- ◆ wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu na małą skalę jest z punktu widzenia ekonomicznego atrakcyjne w przypadku odpowiedniej struktury cen energii elektrycznej, ciepła i paliwa,
- ◆ efekt ekonomiczny jest najbardziej wrażliwy na cenę sprzedaży energii elektrycznej.

Podsumowanie

Analizując obecność gazu ziemnego w krajowym i europejskim sektorze elektroenergetycznym implikują się następujące uwagi:

- ◆ Gaz ziemny dla elektroenergetyki jest cennym paliwem — posiadającym wiele zalet (między innymi: bardzo wysoka sprawność energetyczna, większa elastyczność pracy w porównaniu z paliwami stałymi, walory ekologiczne; o połowę niższa emisja CO₂, praktycznie zerowa emisja SO₂, brak odpadów stałych). Jedną z najważniejszych barier uniemożliwiających szersze zastosowanie paliwa gazowego w sektorze elektroenergetycznym jest stosunkowo wysoka cena w stosunku do paliw stałych (szczególnie w Polsce).
- ◆ Krajowy sektor energetyczny oparty jest obecnie na węglu kamiennym i brunatnym między innymi ze względu na dominującą pozycję paliw stałych w strukturze zasobów energetycznych kraju. W przyszłości można się spodziewać stopniowego substytuowania węgla gazem ziemnym (w szczególności będzie to miało miejsce w obiektach znacznie wyeksploatowanych, w których koszt dostosowania ich do zaostrzających się — związanych z integracją z UE — norm ochrony środowiska będzie bardzo wysoki). Wzrost wykorzystania gazu ziemnego w kraju przyczyni się do wywiązania z umów międzynarodowych w dziedzinie ochrony środowiska.
- ◆ Prognozy światowe przewidują dalszy wzrost wykorzystania gazu ziemnego w energetyce.
- ◆ W ostatnich latach daje się zauważyć rozwój energetyki rozproszonej — gaz ziemny jest znakomitym paliwem dla tej gałęzi energetyki.

- ◆ Wydaje się, że postępujący proces liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce powinien sprzyjać większemu wykorzystaniu paliwa gazowego w sektorze energetycznym (niższe ceny, zasada TPA).
- ◆ Można przypuszczać, że w polskich warunkach zwiększy się wykorzystanie gazu ziemnego w sektorze energetycznym, a zwłaszcza: w kogeneracji z odnawialnymi źródłami energii, na obszarach gdzie w sposób szczególnie należy chronić środowisko przyrodnicze (np. uzdrowiska, parki), w energetyce rozproszonej.
- ◆ Oprócz gazu ziemnego (wysokometanowego) możliwe jest także zwiększenie wykorzystania w kraju na potrzeby energetyczne takich paliw gazowych, jak: gaz ziemny zaazotowany, biogaz z wysypisk odpadów komunalnych, biogaz pochodzenia rolniczego. Wykorzystanie tych paliw gazowych (pomimo niższej kaloryczności od gazu ziemnego) może charakteryzować się wyższą rentownością w porównaniu z gazem ziemnym.

Praca wykonana w ramach działalności statutowej Wydziału Paliw i Energii AGH nr 11.11.210.64

Literatura

- Agencja COGEN Europe, 2001 — EDUCOGEN — The European Educational Tool on Cogeneration. Second Edition. Bruksela, grudzień 2001 r.
- ALEKSANDROW S., DOŁOWY J., RADOWIĆ U., 2000 — Efekty środowiskowe związane z wprowadzaniem małych elektrociepłowni gazowych. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 8, s. 299—304.
- BERGER A., 2001 — Enron może szybko sprzedać Elektrociepłownię Nowa Sarzyna. *Puls Biznesu*, 10.12.2001 r.
- BIELECKI J., 2003 — Pełna liberalizacja ze 4 lata. *Rzeczpospolita*, 26.05.2003 r.
- Bilans Gospodarki Surowcami Mineralnymi Polski i Świat 2002 r. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków.
- BP Statistical Review of World Energy — 2003.
- CZEKAJ J., 2001 — Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce. Biblioteka Regulatora Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa.
- DOBROWOLSKI P., 2000 — Turbiny gazowe Alstom Power. Dodatek reklamowy do *Rzeczpospolitej*, 13.06.2000 r.
- GAJDA A., JAWORSKI W., BARC W., 2002 — Prognoza wytwarzania ubocznych produktów spalania w energetyce zawodowej do 2015 roku. *Biuletyn Miesięczny PSE S.A.* nr 11.
- GILECKI R., 2002 — Liberalizacja rynku gazu w krajach Unii Europejskiej. *Gospodarka Paliwami i Energią*, nr 7, s. 2—5.
- Główny Urząd Statystyczny 2002 — *Rocznik statystyczny przemysłu*. Warszawa.
- GÓRECKI W., 2003 — Perspektywy górnictwa naftowego w Polsce. Wystawa w Senacie RP „Historia, dzień dzisiejszy i perspektywy górnictwa naftowego w Polsce”, Warszawa.
- International Energy Outlook 2003; maj 2003 r.
- JANAS P., 2003 — PGNiG odkrywa karty strategii. *Puls Biznesu*, 08.05.2003 r.
- KALINA J., 2002 — Oszczędność energii chemicznej paliw wynikająca ze stosowania gazowych układów kogeneracyjnych i trójgeneracyjnych. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 10, s. 12—18.
- KALINA J., SKOREK J., 1999a — Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w urządzeniach małej mocy. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 4, s. 12—15.
- KALINA J., SKOREK J., 1999b — Turbiny gazowe oraz zasilane gazem silniki spalinowe w małych układach do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 6, s. 2—8.

- KALINA J., SKOREK J., 2001 — Optymalizacja doboru małych elektrociepłowni na paliwo gazowe. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 3, s. 80—86.
- KARNKOWSKI P., 1993 — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 2: Karpaty i Zapadlisko Przedkarpacie. *Towarzystwo Geosynoptyków „Geos” AGH, Kraków.*
- KOZŁÓW P., BADUR J., 2002 — Wykorzystanie turbin gazowych w energetyce polskiej. Stan obecny oraz zamierzenia inwestycyjne. *Energetyka* nr 5, s. 275—279.
- KUBSKI P., 2003 — Skojarzone układy rozproszone zasilane paliwem gazowym. *Materiały IV Konferencja Techniczna: Gaz ziemny w energetyce*, Sopot 30—31 stycznia, 2003 r., s. 1—8.
- LORENZ U., GRUDZIŃSKI Z., 2001 — Czynniki wpływające na ceny surowców energetycznych. *Polityka Energetyczna* t. 4, z. 2, s. 63—76.
- MARKOWSKI E., 2001 — Energetyczne i ekologiczne aspekty eksploatacji EC Lublin-Wrocław po rozbudowie o blok gazowo-parowy. *Mat. XV Konf. z cyklu „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej”*, Zakopane, 14—17 października 2002. Wyd. Instytut GSMiE PAN, Kraków. *Sympozja i Konferencje* nr 52, s. 343—352.
- MATKOWSKI A., BUDZIŃSKI Z., 2001a — Możliwości i zasady dostarczania paliwa gazowego stosowanego w skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 9, s. 305—310.
- MATKOWSKI A., BUDZIŃSKI Z., 2001b — Problem konkurencyjności gazu w zastosowaniu do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 11, s. 383—386.
- MATKOWSKI A., BUDZIŃSKI Z., 2003 — Regulacje obowiązujące w sektorze gazowym. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 2, s. 43—47.
- Ministerstwo Gospodarki: Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku. Warszawa 02.04.2002 r.
- Ministerstwo Środowiska: Bilans Zasobów Kopalin i Wód Podziemnych. Polski Instytut Geologiczny, Warszawa, 2002.
- NEY R., 1999 — Gaz ziemny w polskiej energetyce (perspektywy i warunki). *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 12, s. 440—448.
- NEY R., 2001 — Dylematy polskiej polityki energetycznej na początku XXI wieku. Konferencja Naukowa „Paliwa i Energia dziś i jutro — 2001”. Wydział Paliw i Energii AGH, Kraków 12—13 czerwca 2001.
- NEY R., RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2002 — Aktualny stan wystarczalności zasobów oraz perspektywy poszukiwań złóż węglowodorów w Polsce. Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2002, Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, Kraków 2002.
- NEY R., 2002 — Ocena zasobów surowców energetycznych Polski. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 3, s. 3—6.
- NEY R. i in., 2001 — Górnictwo złóż płynnych — ropa naftowa, gaz ziemny, wody geotermalne; stan aktualny i perspektywy. *Przegląd Górniczy* nr 12, s. 9—17.
- NORWISZ J., KOLENDA Z., 2001 — Produkcja skojarzona ciepła i energii elektrycznej w Polsce. Możliwości i uwarunkowania. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 11, s. 2—9.
- NOWAKOWSKI J. i in., 2002 — Charakterystyka tendencji zmian cen i podatków na paliwa i energię w Polsce na tle sytuacji w krajach Unii Europejskiej. *Polityka Energetyczna* t. 5, z. 2, s. 5—46.
- PANEK A., WISZNIEWSKI A., 2001 — Energetyka skojarzona małej skali na lokalnych rynkach energii. *Gospodarka Paliwami i Energią* nr 3, s. 15—19.
- PIWOWARSKI A.J., 1999 — Europejska Dyrektywa Gazowa i działania dostosowawcze do wymogów Unii Europejskiej w sektorze gazowniczym. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 9, s. 308—314.
- PODZIEMSKI T., BAŁUT H., 2003 — W XXI wieku gaz ziemny źródłem prądu ciepła i chłodu. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 2, s. 57—63.
- Puls Biznesu, 2003: KGHM kończy rozmowy z PGNiG. 10.04.2003 r.
- Puls Biznesu, 2003: HGHM kupi gaz dla elektrowni. 29.05.2003 r.

- PUPKA J., 2001 — Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w Polsce. *Energetyka* nr 8, s. 435—441.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. Nr 17, poz. 158)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 21.12.1999 r. w sprawie opłat za emisję zanieczyszczeń do atmosfery (Dz.U. Nr 110 poz. 1261 z dnia 30.12.1999 r.).
- RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2000 — Analiza konkurencyjności gazu względem innych paliw i nośników energii. Dodatek reklamowy do *Rzeczpospolitej*, 11.04.2000 r.
- RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2002 — Możliwości współistnienia gazu ziemnego i węgla kamiennego na polskim rynku energetycznym. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* nr 2, s. 3—6.
- SKOREK J., 2002a — Małe źródła produkujące energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu jako podstawa technologiczna gminnej gospodarki energetycznej. *Gospodarka energetyczna w gminach*, wrzesień 2002 r.
- SKOREK J., 2002b — Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. Monografia nr 35, Wydawnictwo Politechniki Gliwickiej, Gliwice.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. Nr 54, poz. 348).
- ZIĘBA G., 2003 — MPEC: turbina za 16,8 mln zł. *Puls Biznesu*, 23.05.2003 r.

Inne źródła

www.ecg.com.pl ; Elektrociepłownia Gorzów SA
 www.ec.rzeszow.pl; Elektrociepłownia Rzeszów S.A.
 www.ec.zgora.pl; Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.
 www.energobaltic.com.pl; Energobaltic Sp. z o.o
 www.pgnig.pl; PGNiG S.A.
 www.geotermia.pl; Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Geotermia Podhalańska
 www.mpec.tarnow.pl; Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Tarnowie
 www.eurogas.org; EUROGAS
 www.eia.doe.gov; Energy Information Administration, Stany Zjednoczone
 www.bp.com; BRITISH PETROLEUM, Wielka Brytania
 www.zzgnig.com.pl, ZZGNiG S.A.
 www.ec.lublin.pl; Elektrociepłownia Lublin–Wrotków Sp. z o.o.
 www.ure.gov.pl; Urząd Regulacji Energetyki

Streszczenie

W artykule przedstawiono znaczenie gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w kraju na tle Unii Europejskiej i wybranych państw świata. W Polsce stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 138,654 mld m³ (2001 r.), natomiast zasobów złóż zagospodarowanych — 118,432 mld m³, a zasobów przemysłowych — 72,112 mld m³. Zasoby prognostyczne są szacowane na 400 do 600 mld m³. W 2001 r. wydobyte gazu ziemnego w kraju wyniosło 4,78 mld m³. Gaz ziemny jest zużywany w kraju w mniejszej skali w porównaniu z państwami Unii Europejskiej i dlatego jego udział w strukturze energii pierwotnej jest na stosunkowo niskim poziomie — 12%, a w dziewięciu krajach europejskiej piątnastki udział ten wynosi 20%. W 2001 r. zużycie gazu ziemnego w kraju wyniosło 11,3 mld m³. Około 30% zużywanego gazu

ziemnego pochodzi z rodzimych złóż, większość natomiast jest importowana — głównie z Rosji. Głównym odbiorcą gazu jest przemysł — 5,998 mld m³ (53%), następnie: gospodarstwa domowe — 3,71 mld m³ (33%) oraz handel i usługi — 1,579 mld m³ (14%). Struktura zużycia gazu ziemnego jest zróżnicowana w poszczególnych państwach Unii i zależy od wielu uwarunkowań. Obecnie ponad 15% światowej produkcji energii elektrycznej opiera się na wykorzystaniu gazu ziemnego. Skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej w oparciu o gaz ziemny może być realizowana w różnych układach technologicznych. W ostatnich latach daje się zauważyć w Polsce zwiększone zainteresowanie gazowymi układami skojarzonymi małej i średniej mocy. Trzeba stwierdzić, że małe gazowe układy kogeneracyjne charakteryzują się niskimi wskaźnikami emisji zanieczyszczeń.

Eugeniusz MOKRZYCKI, Adam SZURLEJ

Role of natural gas in electricity production in Poland in comparison with European Union and selected countries of the world

KEY WORDS: natural gas — resources, exploitation, consumption, cogeneration, liberalisation, electricity production

Abstract

The paper presents the role of natural gas in electricity production, compared to the situation in European Union and some other countries. Measured resources of natural gas in Poland were 138.654 mld m³ (in 2001), while probable mineral reserves — 118.432 mld m³ and proved mineral reserves — 72.112 mld m³. Reconnaissance resources are evaluated to be about 400 to 600 mld m³. In 2001 exploitation of natural gas amounted to 4.78 mld m³. Comparing to European Union, in Poland gas is used in lower scale and therefore its share in primary energy structure is relatively low, it equals to 12%, while in nine of fifteen EU countries it is equal to 20%. In 2001 consumption of natural gas in Poland was 11.3 mld m³. About 30% of total consumption are produced in Poland, but the majority of gas consumed comes from import — mainly from Russia. The main user of natural gas is industry — 5.998 mld m³ (53%), than households — 3.71 mld m³ (33%) and trade and services — 1.579 mld m³ (14%). The structure of natural gas consumption is diversified in particular countries of EU and depends on many factors. Currently over 15% of the world electricity production are based on natural gas use. Cogeneration of electricity and heat based on natural gas may be accomplished in different technological systems. In Poland increased concern about gas based cogeneration systems of low and middle power can be noticed in the last few years. It is worth noticing that small gas based cogeneration systems are characterised by low rates of pollutants emissions.