

Stanisław RYCHLICKI\* i Jakub SIEMEK\*

## **Analiza trendów energetycznych w świecie i w Europie z uwzględnieniem rynków węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego**

SŁOWA KLUCZOWE: energia, gospodarka energetyczna, gaz ziemny, węgiel, ropa naftowa, polityka gospodarcza, prognozy energetyczne

### **Wprowadzenie**

Rozwój cywilizacyjny świata zależy od ciągłego, niezakłóconego i niezagrażonego dopływu energii, realizowanego poprzez wykorzystanie różnych nośników energii. Obecnie można już twierdzić, że pozyskanie energii i jej dystrybucja to globalny problem ludzkości. Energia w jej stosowanym aspekcie ma dwa oblicza. Jej brak lub niedostatek staje się przyczyną dysharmonii i perturbacji w rozwoju państw i regionów świata, napięć politycznych, czasem wojen o źródła energii. Jej nadmiar natomiast stanowi zagrożenie ekologiczne. A zatem pożądanym jest zrównoważony popyt na energię, jej oszczędne wykorzystywanie, stosowanie technologii o niskiej energochłonności, wreszcie korzystanie z nośników energii o ograniczonym oddziaływaniu na środowisko naturalne. Bezpieczeństwo energetyczne to określenie, które nie powinno się odnosić wyłącznie do pojedynczych krajów, ale do całych regionów, a nawet świata. Ma ono również sens globalny. Rynki energetyczne poszczególnych nośników energii są budowane przez coraz bardziej związane ze sobą systemy energetyczne. Podnosi się w ten sposób stopień bezpieczeństwa energetycznego państw współpracujących.

---

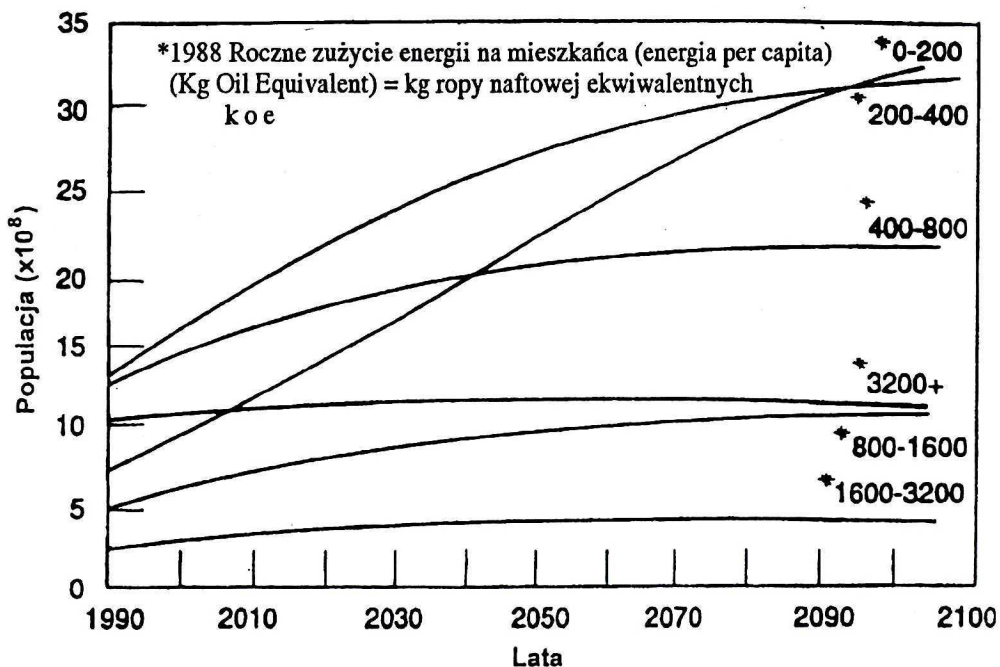
\* Prof. dr hab. inż. — Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, Kraków.

Recenzował doc. dr hab. inż. Wiesław BLASCHKE

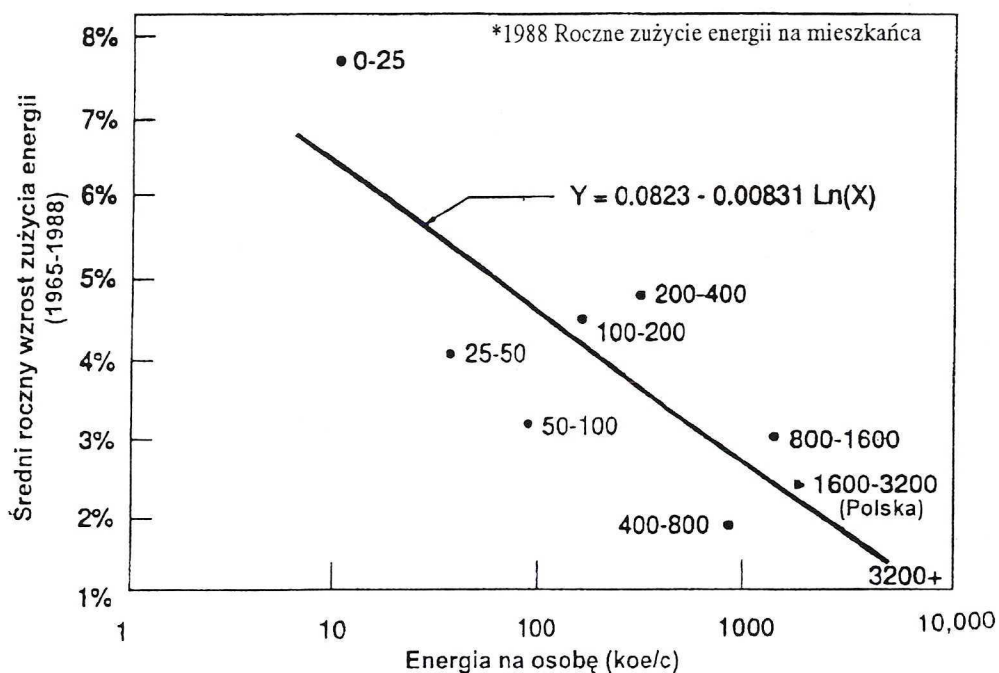
# 1. Nośniki energii i gospodarka energetyczna w świecie i w Europie – przegląd ogólny

Energia dla świata o rosnącej ciągle liczbie ludności to niewątpliwie jedna z podstawowych, jeśli nie kluczowych kwestii bytu ludzkości. Prognozy demograficzne wskazują na prawie 2,15-krotny wzrost liczby ludności w 2100 r. w stosunku do roku 1990. W liczbach bezwzględnych oznacza to, że w 2100 r. populacja ludzka będzie liczyła około 11,3 mld, przy około 5,29 mld w roku 1990. Z tej populacji, w 1990 r., aż 77% ludności przypadało na kraje opóźnione w rozwoju, a w roku 2100 ludność zamieszkująca kraje słabe gospodarczo i cywilizacyjnie bądź rozwijające się, gdzie zużycie energii będzie wyższe, stanowić będzie około 88% populacji (Badakhshan 1997). Sytuację różnych grup ludności pod względem zużycia energii obrazują rysunki 1 i 2 oraz tabela 1 (Badakhshan 1997). Z wykresów widać wyraźnie, że:

- ♦ w nadchodzącym stuleciu, najbardziej intensywny przyrost ludności nastąpi w grupach o jednostkowym zużyciu energii 0—200 koe/c oraz 200—400 koe/c. Zużycie energii przez te grupy ludności będzie wzrastało średnio o 4—5%/c w skali rocznej. Tak więc największy przyrost w konsumpcji energii będzie występował właśnie w tych grupach społecznych. W krajach rozwiniętych bądź zbliżających się do wysokiego, ustabilizowanego poziomu ekonomicznego i technologicznego przyrost konsumpcji energii będzie niewielki i w skali rocznej nie powinien być wyższy niż 1,5—2%/c;
- ♦ w Polsce, przy jednostkowym zużyciu energii pierwotnej równym około 2300 koe/c, roczny przyrost konsumpcji energii będzie rzędu 2—2,5%/c.



Rys. 1. Prognoza wzrostu ludności świata w grupach o określonym jednostkowym zużyciu energii



Rys. 2. Średni wzrost zużycia energii w funkcji jednostkowego zużycia energii [koe/capita]

TABELA 1. Aktualne zużycie energii w świecie oraz prognozy do roku 2100

| Jednostkowe zużycie energii [koe/c]<br>Grupy ludności | Zużycie energii w 2100 r. |        | Zużycie energii w 1990 r. |        | Wzrost zużycia energii w grupach ludności w 2100 r w stosunku do 1990 r. | Wzrost populacji w grupach ludności w 2100 r. w stosunku do 1990 r. | Wzrost zużycia energii na mieszkańca |
|---|---------------------------|--------|---------------------------|--------|--|---|--------------------------------------|
|   | EJ                        | %      | EJ                        | %      |  |   |                                      |
| 0—200   | 151,27                    | 13,44  | 2,60                      | 0,77   | 58,22  | 4,56  | 12,77                                |
| 200—400   | 226,12                    | 20,09  | 13,63                     | 4,06   | 16,59  | 2,38  | 6,96                                 |
| 400—800   | 224,72                    | 19,96  | 34,05                     | 10,15  | 6,60   | 1,66  | 3,98                                 |
| 800—1600  | 148,15                    | 13,16  | 23,86                     | 7,11   | 6,21   | 2,22  | 2,80                                 |
| 1600—3200   | 81,15                     | 7,21   | 26,10                     | 7,78   | 3,11   | 1,78  | 1,75                                 |
| 3200+   | 294,17                    | 26,13  | 235,30                    | 70,13  | 1,25   | 1,12  | 1,11                                 |
| Razem   | 1 125,59                  | 100,00 | 335,53                    | 100,00 |  |   |                                      |

Tabela 1 dotyczy umiarkowanego wariantu wzrostu zapotrzebowania na energię. W roku 2100 całkowite zużycie energii w świecie przy tym scenariuszu wyniosłoby około 1100 EJ, przy niższych natomiast, jeszcze bardziej ostrożnych ocenach — około 910 EJ.

Przyrost naturalny ludności świata jest jednym z głównych czynników globalnego wzrostu zużycia energii w świecie, ale istnieje również czynnik ograniczający wzrost zużycia energii. Jest nim konieczność ochrony środowiska naturalnego człowieka przed emisją produktów

spalania paliw, tzn. popiołów, dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>), dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>), tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) oraz innych. Biorąc pod uwagę obydwie te czynniki, cztery wiodące w budowaniu prognoz energetycznych organizacje, tzn. IAEA, IIASA, OPEC oraz UNIDO, opracowały scenariusze zużycia energii oraz jej nośników do lat: 2010 i 2050. U podstaw scenariuszy legły następujące założenia:

- ◆ kontrolowana emisja CO<sub>2</sub> oraz alternatywnie wzrost zużycia energii bez poważniejszych ograniczeń ze względu na ochronę środowiska,
- ◆ kontrolowana emisja CO<sub>2</sub> może być możliwa tylko w krajach OECD około 2010 r.,
- ◆ po roku 2050 nie nastąpi dalszy wzrost koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze,
- ◆ obydwie warianty średniookresowej prognozy zużycia energii, tzn. do 2010 r., uwzględniają zmiany cen ropy naftowej, wzrost produktu krajowego brutto oraz zmniejszenie energochłonności gospodarki. Przyjęto, że podstawowa cena ropy naftowej wynosząca 137 USD/toe (1991 r.)\*, będzie modyfikowana jedynie stopniem inflacji, średni roczny wzrost produktu krajowego brutto w świecie w latach 1990—2000 wyniesie 2,8%, przy średnim rocznym wzroście zużycia energii około 1,8% oraz 1,6% w latach 2000—2010. Energochłonność gospodarki oszacowano liczbami: w krajach OECD: 1990 r. — 2,99 boe/1000 USD produktu krajowego brutto, 2010 r. — 2,22 boe/1000 USD; średnia światowa, bez krajów o poprzednio centralnie planowanej gospodarce: 3,22 boe/1000 USD w 1990 r. i odpowiednio 2,55 boe/1000 USD w 2010 r.

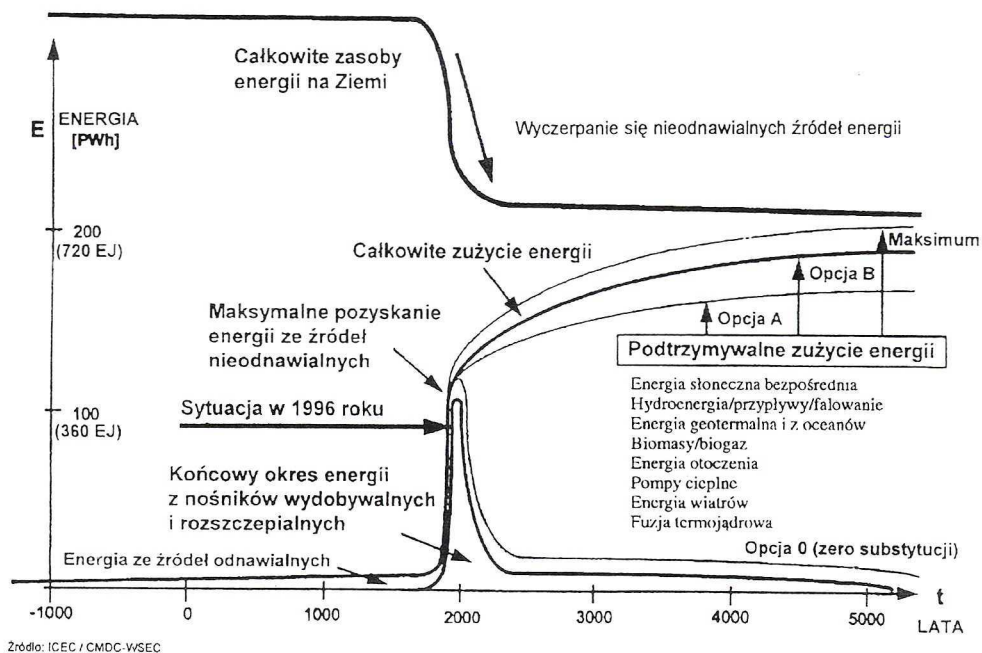
Scenariusze prezentuje tabela 2 (Badakhshan 1997). Intensywność emisji CO<sub>2</sub> występującej wskutek spalania poszczególnych nośników energii jest następująca: drewno — 110g CO<sub>2</sub>/MJ, węgiel — 95g CO<sub>2</sub>/MJ, ropa naftowa — 73g CO<sub>2</sub>/MJ, gaz ziemny — 56g CO<sub>2</sub>/MJ.

TABELA 2. Prognoza zapotrzebowania i dostaw energii w świecie [10<sup>6</sup> toe] oraz emisji CO<sub>2</sub> [10<sup>9</sup> ton węgla]

|                                      | Lata                        |             |              |               |
|--------------------------------------|-----------------------------|-------------|--------------|---------------|
|                                      | 1990                        | 2000        | 2010         | 2050          |
| Zapotrzebowanie na energię           | 8 045                       | 8 570—9 300 | 9 800—11 160 | 18 100—21 000 |
| Dostawy energii:                     |                             |             |              |               |
| ropa naftowa                         | 3 185                       | 3 400—3 500 | 3 800—3 900  | 5 400—5 800   |
| węgiel                               | 2 258                       | 2 200—2 600 | 2 700—3 200  | 4 000—5 000   |
| gaz ziemny                           | 1 596                       | 1 870—2 000 | 2 000—2 500  | 5 000—6 100   |
| hydroenergia, energia jądrowa i inne | 1 006                       | 1 100—1 200 | 1 300—1 560  | 3 700—4 100   |
| Udział paliw:                        | [%]                         |             |              |               |
| ropa naftowa                         | 40                          | 40—38       | 39—35        | 30—28         |
| węgiel                               | 28                          | 25—28       | 28—29        | 22—24         |
| gaz ziemny                           | 20                          | 22—21       | 21—22        | 28—29         |
| hydroenergia, energia jądrowa i inne | 12                          | 13          | 13—14        | 20            |
|                                      | [10 <sup>9</sup> ton węgla] |             |              |               |
| Emisja CO <sub>2</sub>               | 6,5                         | 7,1—7,7     | 8,0—11,0     | 13,0—15,0     |

\* Aktualna cena ropy naftowej wynosi ok. 75 USD/toe (1998).

Z tabeli 2 wynika, że w roku 2010 zużycie gazu ziemnego będzie wynosiło około 21—22% sumy nośników energii. Plasuje to gaz ziemny na trzecim miejscu po ropie naftowej i węglu. Nieco inaczej będzie wyglądała sytuacja w 2050 r. Nadal będzie dominowała ropa naftowa, jednak udział gazu ziemnego w globalnym zużyciu energii będzie wynosił 28—29%, a węgla 22—24%. Można sądzić, że około roku 2030 udziały węgla i gazu ziemnego w bilansie energetycznym świata zrównają się i będą wynosiły około 24—25%. Rzecz jasna, są to średnie udziały paliw w skali świata, w odniesieniu natomiast do Europy, a w szczególności do Polski proporcje te będą się kształtowały inaczej. Duże zasoby węgla pozostają jeszcze na obszarze Polski i trudno nie przewidywać jego dalszej dominacji. Energia jest siłą napędową rozwoju ekonomicznego oraz technicznego, ogólnie rozwoju cywilizacyjnego ludzkości, ale korzystanie z zasobów energetycznych ziemi musi być koherentne z wymogami ochrony środowiska naturalnego, klimatu ziemi oraz zdrowia człowieka. Prognozy energetyczne wybiegające w bardzo odległą przyszłość — bo aż do 3000 r. — pokazano, za ISO Bulletin (1997), na rysunku 3. Prognoza została sporządzona przez komitety organizacji International Standart Organization (ISO) oraz International



Rys. 3. Historia energii i prognozy

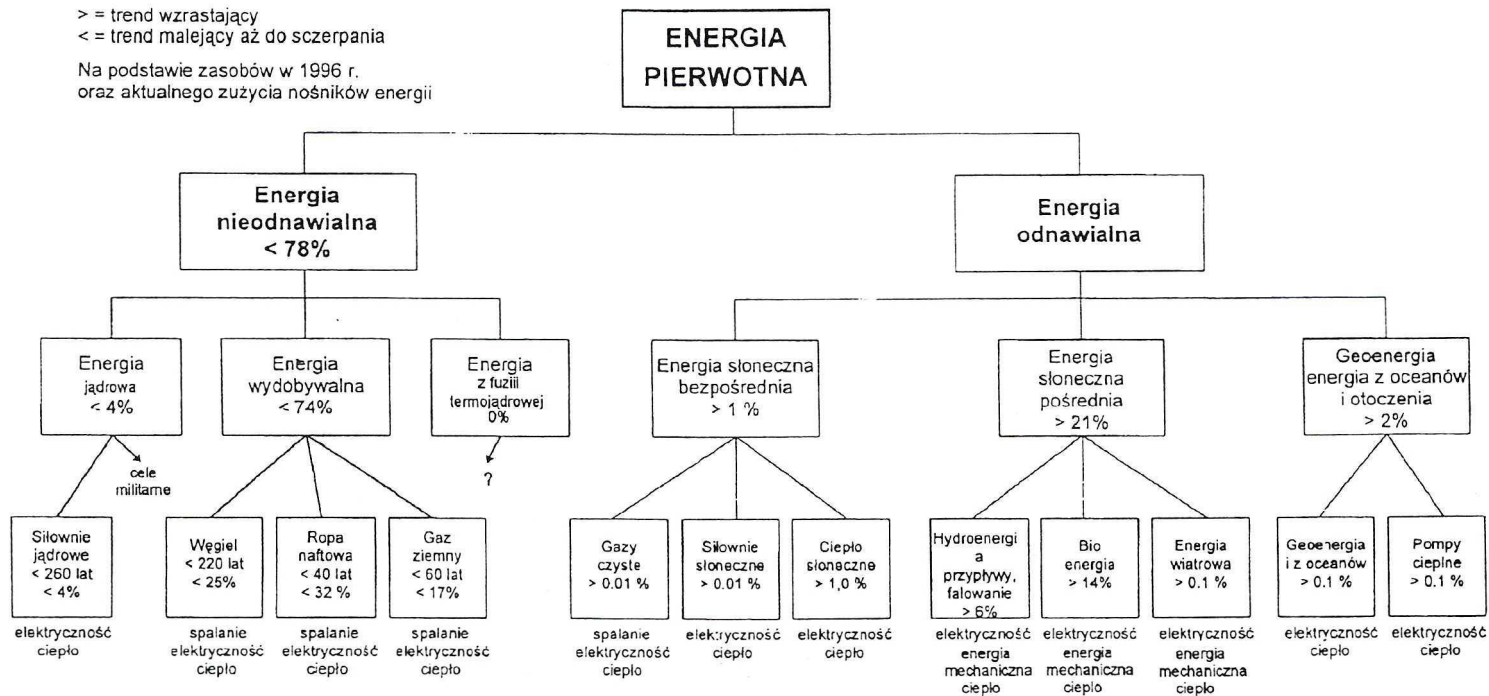
Electrotechnic Commission (IEC), i różni się znacznie od wielkości przytoczonych w tabeli 1. I tak w roku 2100, według danych z tabeli 1 całkowite zużycie energii w świecie wynosić będzie około 1100 EJ, natomiast na podstawie rysunku 3 zużycie to można oszacować na poziomie około 480 EJ. Przyjęto zatem niewielki wzrost zapotrzebowania na energię. Taką politykę można by nazwać zachowawczą, oszczędzającą źródła energii nieodnawialnej, nosząca charakter proekologiczny. Rodzaje przewidywanych nośników bądź źródeł energii oraz ich klasyfikację przedstawiono na rysunku 4. Poza wskazaniem na inne niż klasyczne

## Rodzaje energii (nośników energii) i ich klasyfikacja

> = trend wzrastający

< = trend malejący aż do wyczerpania

Na podstawie zasobów w 1996 r.  
oraz aktualnego zużycia nośników energii



Źródło; ICEC/ CMDC-WSEC

Rys. 4. ISO i IEC o łańcuchu energii

nośniki energii, w tym na bioenergię oraz hydroenergię z uwzględnieniem przyptywów i falowania oceanów, oszacowano obecny udział różnych źródeł energii w ogólnym zużyciu energii w świecie. Ponadto, zakładając wielkość zasobów tradycyjnych nośników energii stwierdzonych do 1996 r. oraz ich roczne zużycie w tymże roku podano czas ich całkowitego wyeksploatowania. I tu na uwagę zasługują liczby szacujące możliwe czasy użytkowania złóż węgla — 220 lat, oraz rud materiałów rozszczepialnych, głównie uranu — 260 lat. Są one znacznie dłuższe niż analogiczne okresy dla ropy naftowej — 40 lat, oraz gazu ziemnego — 60 lat. Oznaczałoby to, że węgiel jako surowiec energetyczny nadal będzie odgrywał istotną rolę w energetyce światowej. Szacowania ISO i IEC są bardzo ostrożne, w stosunku do wielkości zasobów kopalnych nośników energii. Przyjęto też, że ich wydobycie pozostanie na poziomie niewiele wyższym niż w 1996 r. Zbieżne na ogół oceny co do okresu wyczerpania się zasobów surowców energetycznych, podano w pracy Badakhshana (1997) oraz w tabeli 3. Zbliżone oceny wielkości zasobów energetycznych podano w tabeli 4

TABELA 3. Zasoby nieodnawialnych konwencjonalnych nośników energii (styczeń 1990 r.)  
[10<sup>9</sup> toe]

|  | Ropa naftowa | Gaz ziemny | Węgiel | Uran |
|--|--------------|------------|--------|------|
| Wydobycie surowców od początku eksploatacji złóż | 86           | 41         | 84     | 17   |
| Wydobycie/rok (P)                                | 2,94         | 2,02       | 2,18   | 0,5  |
| Zasoby udokumentowane (R <sub>1</sub> )          | 144          | 115        | 572    | 30   |
| Zasoby nieudostępniione                          | 67           | 113        | 772    | 84   |
| Zasoby całkowite (R <sub>2</sub> )               | 211          | 228        | 1 344  | 115  |
| Zasoby perspektywiczne                           | 297          | 268        | 2 000  | 133  |
| Stosunek R <sub>1</sub> /P [lata]                | 49           | 57         | 262    | 60   |
| Stosunek R <sub>2</sub> /P [lata]                | 72           | 113        | 617    | 230  |

(20<sup>th</sup> World..., 1997), która uwzględnia już odkrycia złóż po 1990 r. Jednak różnica jest niewielka, rzędu kilku procent. Obserwując zresztą prognozy zasobowe wykonywane w okresach na ogół 3-letnich można zaobserwować zmiany zasobów rzędu 2—3% w stosunku do prognozy poprzedzającej. Zarówno w tabeli 3, jak i 4 zauważyć można, że na Ziemi znajdują się jeszcze znaczne zasoby węgla, przewyższające ponad dwukrotnie pod względem energetycznym udokumentowane zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego. W pracy Hataniana (1998) przytoczono informacje o stanie gospodarki surowcami energetycznymi w 1995 r. w świecie, a więc chyba najbardziej aktualne. I tak udziały źródeł energii lub nośników energii w całkowitym zużyciu energii w świecie wynoszą: ropa naftowa — 37%, węgiel — 26%, gaz ziemny — 22%, energia jądrowa — 7%, co stanowi zauważalny udział i wzrost, hydroenergia — 3%, inne rodzaje energii pochodzącej z źródeł niekonwencjonalnych — 5%, i to też jest godne zauważenia. W tabeli 5 przedstawiono partycypację energii w różnych obszarach jej wykorzystania. Surowce energetyczne podzielono na spalane oraz przetwarzane. Surowce spalane używane są do wytwarzania ciepła oraz transformowane w inne wtórne

TABELA 4. Zasoby, wydobycie i produkcja energii pierwotnej

| Region                      | Ropa naftowa          |      |           |      |      | Gaz ziemny            |      |           |      |      | Węgiel   |      |           |      |      | Energia jądrowa |      | Hydroenergia |      |
|-----------------------------|-----------------------|------|-----------|------|------|-----------------------|------|-----------|------|------|----------|------|-----------|------|------|-----------------|------|--------------|------|
|                             | zasoby udokumentowane |      | wydobycie |      | Z/W  | zasoby udokumentowane |      | wydobycie |      | Z/W  | zasoby   |      | wydobycie |      | Z/W  | konsumpcja      |      | produkcja    |      |
|                             | EJ                    | %    | EJ        | %    | lata | EJ                    | %    | EJ        | %    | lata | EJ       | %    | EJ        | %    | lata | EJ              | %    | EJ           | %    |
| Afryka                      | 350,3                 | 6,2  | 13,9      | 10,3 | 25,2 | 346,6                 | 6,8  | 2,8       | 3,5  | 130  | 1 716,9  | 5,9  | 5,7       | 4,6  | 301  | 0,1             | 0,5  | 0,3          | 3,4  |
| Europa Środkowa i Wschodnia | 341,8                 | 5,9  | 15,8      | 11,7 | 21,6 | 2 153,7               | 40,2 | 26,5      | 33,5 | 81   | 8 870,4  | 30,2 | 25,2      | 20,1 | 352  | 2,6             | 10,5 | 1,1          | 12,4 |
| Bliski Wschód               | 3 772,7               | 65,4 | 40,4      | 29,8 | 93,4 | 1 716,9               | 32   | 4,8       | 6,1  | 355  | 5,6      | 0    | 0,0       | 0    | 133  | 0,0             | 0,0  | 0,1          | 0,6  |
| Ameryka Północna            | 506,4                 | 8,7  | 27,5      | 20,3 | 19,2 | 334,3                 | 6,3  | 26,7      | 33,7 | 13   | 7 044,6  | 24   | 28,5      | 22,8 | 247  | 8,5             | 35,4 | 2,1          | 25,2 |
| Ameryka Południowa          | 472,6                 | 7,8  | 11,3      | 8,3  | 41,9 | 205,1                 | 3,8  | 2,7       | 3,4  | 77   | 287,0    | 0,9  | 1,0       | 0,8  | 298  | 0,1             | 0,4  | 1,5          | 17,8 |
| Europa Zachodnia            | 92,8                  | 1,6  | 12,1      | 9    | 7,6  | 205,1                 | 3,8  | 8,0       | 10,1 | 26   | 2 675,5  | 9,1  | 12,8      | 10,2 | 209  | 8,8             | 36,5 | 1,8          | 20,9 |
| Zachodni Pacyfik i Azja     | 257,4                 | 4,4  | 14,4      | 10,6 | 17,9 | 376,0                 | 7,1  | 7,6       | 9,7  | 50   | 8 763,5  | 29,9 | 52,0      | 41,5 | 169  | 4,1             | 16,7 | 1,7          | 19,7 |
| Cały Świat                  | 5 794,1               | 100  | 135,4     | 100  | 42,8 | 5 355,7               | 100  | 79,1      | 100  | 68   | 29 365,6 | 100  | 125,2     | 100  | 235  | 24,2            | 100  | 8,5          | 100  |



TABELA 5. Zużycie energii w sektorach w skali świata, 1995 r.

|                         | 1990                     |     | 2010                     |     |
|-------------------------|--------------------------|-----|--------------------------|-----|
|                         | toe/d (10 <sup>6</sup> ) | %   | toe/d (10 <sup>6</sup> ) | %   |
| Surowce spalane         |                          |     |                          |     |
| elektryczność/ciepło    | 7,68                     | 33  | 11,78                    | 36  |
| przemysł                | 6,02                     | 26  | 8,22                     | 25  |
| sektor komunalno-bytowy | 3,83                     | 16  | 4,93                     | 15  |
| Surowce przetwarzane    |                          |     |                          |     |
| transport               | 4,38                     | 18  | 5,75                     | 17  |
| przemysł chemiczny      | 1,64                     | 7   | 2,19                     | 7   |
| Razem                   | 23,55                    | 100 | 32,87                    | 100 |

rodzaje energii, jak elektryczność. Surowce energetyczne przetwarzane stanowią substraty dla przemysłu chemicznego, używane są do wytwarzania paliw dla transportu kołowego, szynowego i żeglugi, oraz środków smarowniczych. W tabeli 6 natomiast zilustrowano, jak wysokie w skali świata w 1995 r. było zużycie poszczególnych nośników energii bądź energii pochodzącej z różnych źródeł. Tabela 5 wymaga dodatkowego komentarza. W latach 1970—1990 tempo wzrostu zużycia surowców energetycznych spalanych oraz przetwarzanych było stałe. Po 1990 r. w wyniku postępu technicznego zapotrzebowanie sektora transportowego na paliwo zmalało. Prognozuje się obecnie wzrost zużycia paliw na poziomie około 1%/rok, natomiast rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną spowoduje wzrost zużycia surowców energetycznych spalanych do 1,8%/rok. W efekcie w 2010 r. zużycie surowców w tej kategorii w stosunku do roku 1990 wzrośnie o 80%, z tego 60% na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Jest to również jeden z argumentów na rzecz zwiększenia wydobycia gazu ziemnego.

TABELA 6. Zużycie różnych rodzajów energii pierwotnej w świecie w 1995 r.

|                            | toe (10 <sup>6</sup> ) | boe/d (10 <sup>3</sup> ) | % w stosunku do zużycia energii w świecie | % w stosunku do zużycia surowców energetycznych kopalnych |
|----------------------------|------------------------|--------------------------|---|---|
| Ropa naftowa               | 3 226,9                | 67 930                   | 37,74                                     | 44,07   |
| Gaz ziemny                 | 1 883,6                | 39 650                   | 22,03                                     | 25,73   |
| Węgiel                     | 2 210,7                | 46 540                   | 25,86                                     | 30,2  |
| Suma surowców kopalnych    | 7 321,2                | 154 120                  | 85,63                                     | 100,00  |
| Energia jądrowa            | 596,4                  | 12 560                   | 6,98                                      |   |
| Hydroenergia               | 218,5                  | 4 600                    | 2,56                                      |   |
| Inne niekopalniane surowce | 414                    | 8 700                    | 4,83                                      |   |
| Cały świat                 | 8 550,1                | 179 980                  | 100,00                                    |   |

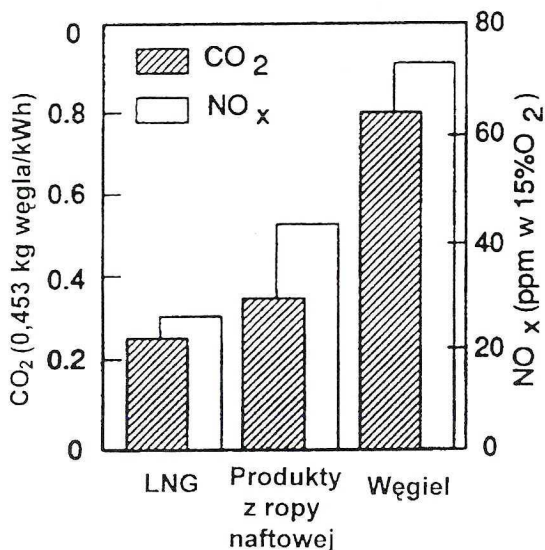
## 2. Efekt cieplarniany oraz perspektywy węgla jako surowca energetycznego

Effekt cieplarniany związany jest z oddziaływaniem tzw. gazów cieplarnianych na bilans energetyczny Ziemi oraz z niszczeniem warstwy ozonu. Objawia się to wzrostem temperatury w dolnej części atmosfery ziemskiej. Gazy cieplarniane pochłaniają długofalowe promieniowanie podczerwone emitowane przez powierzchnię planety i jednocześnie emitują ciepło w kierunku jej powierzchni. Do gazów cieplarnianych zaliczają się: dwutlenek węgla (49% udziału w globalnym efekcie cieplarnianym), metan (19%), podtlenek azotu (5%), związki chloru i bromu (14%), parę wodną, ozon i inne (13%). Działanie gazów cieplarnianych osłabiają, w pewnym stopniu, obecne w atmosferze aerozole odbijające promieniowanie słoneczne. Gazy cieplarniane powstają w wielu obszarach działalności człowieka: podczas spalania paliw kopalnych, głównie węgla i ropy naftowej, w procesach przemysłowych, w transporcie, w leśnictwie — pożary lasów, wylesianie terenów, zmiany w użytkowaniu ziemi, w rolnictwie — produkcja metanu z biomasy, uprawy ryżu i hodowla bydła, w gospodarce odpadami. Głównymi producentami gazów cieplarnianych są oczywiście kraje rozwinięte, o dużym zużyciu energii. I tak, procentowy udział państw w emisji gazów cieplarnianych jest następujący: USA — 19,1%, Chiny — 9,9%, Japonia — 5,1%, Brazylia — 4,3%, Niemcy — 3,7%, Wlk. Brytania — 2,4%, Indonezja — 1,9%, Włochy — 1,7% i dla porównania Polska — 1,5%. Program ONZ dotyczący ochrony środowiska naturalnego (UNEP) wymaga podjęcia radykalnych działań w kierunku zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Prognozy przewidują ocieplanie się klimatu Ziemi o 1 do 3,5°C do 2100 r. Spowodowałoby to poważne perturbacje klimatyczne, a poziom mórz i oceanów podniósłby się o 15 do 95 cm. Ponieważ najbardziej intensywnie oddziałuje na środowisko dwutlenek węgla, dążność do ograniczenia spalania węgla jest zrozumiała. W sytuacji Polski udział CO<sub>2</sub> w całkowitej emisji gazów cieplarnianych wynosi aż 98,3% (stan z 1992 r.). Nic dziwnego, gdyż energetyka Polska oparta jest w całości na eksploatacji zasobów węgla kamiennego i węgla brunatnego. Warto porównać charakterystyki dotyczące węgla z charakterystykami innych nośników energii, zarówno w aspekcie ekologicznym, technologicznym, jak i kosztowym. A więc przede wszystkim trzeba zwrócić uwagę na wyraźny postęp technologiczny w procesach spalania węgla. Sprawność energetyczna instalacji spalania węgla jest coraz wyższa. O ile sprawność energetyczna spalania miału węglowego czy też rozdrobnionego węgla pozostawała na poziomie około 20—21%, sprawność cyklu Rankina wynosi około 40% (nowoczesne kotły z przegrzaną parą wodną osiągają sprawność również rzędu 40%), to współczesne technologie osiągają sprawności wyższe, do 60%. Są to następujące technologie (Bardakhsan 1997):

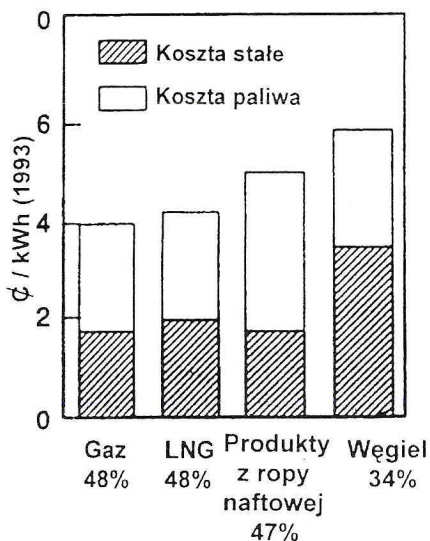
- ◆ PFBC (Pressurized Fluidized Bed Combustion) — spalanie ciśnieniowe w złożu fluidalnym, sprawność około 40%,
- ◆ IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) — zintegrowany ze zgazowaniem kombinowany cykl, sprawność około 42%,
- ◆ IGHAT (Integrated Gasification Humid Air Turbine) — zintegrowane zgazowanie paliwa i wykorzystanie turbiny powietrznej, sprawność około 45%,

- ◆ IGMCFE (Integrated Gasification Molten Carbonate Fuel Cell) — zgazowanie połączone z kwasowęglowymi ogniwami paliwowymi, sprawność około 48%,
- ◆ AGMCFE (Advance Gasification Molten Carbonate Fuel Cell) — następna generacja technologii zgazowania z kwasowęglowymi ogniwami paliwowymi, sprawność około 60%.

Dwie ostatnie z podanych technologii to dopiero przyszłość, jednak oznacza to, że węgiel jako nośnik energii nadal może odgrywać wcale nie peryferyjną rolę. Na rysunku 5 przedstawiono aspekt ekologiczny w procesach spalania różnych nośników energii, a na rysunku 6 porównanie

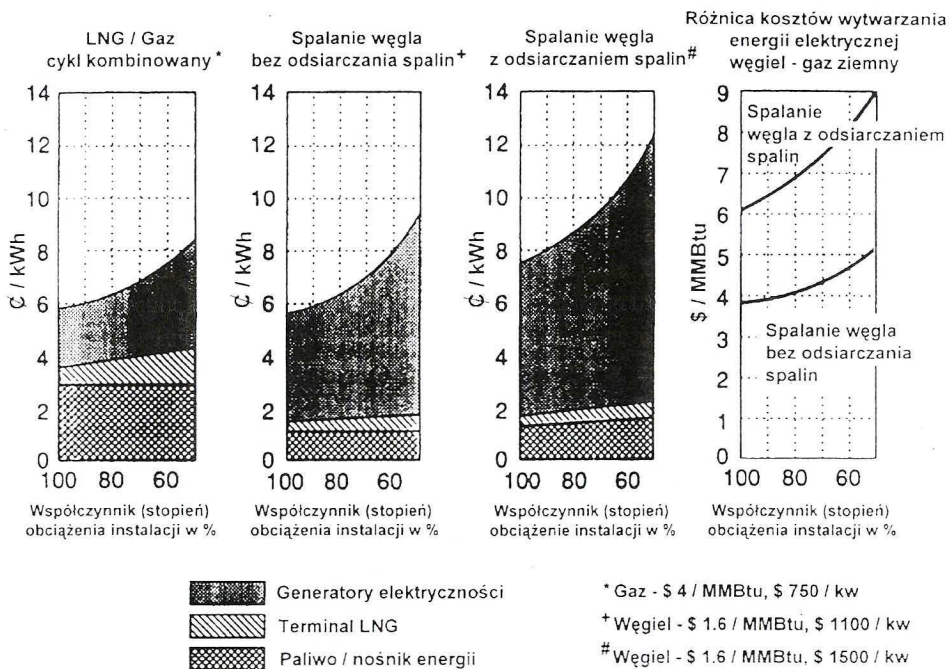


Rys. 5. Emisja CO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w procesach spalania nośników energii



Rys. 6. Sprawność energetyczna instalacji a koszty wytworzenia 1 kW·h pracy (¢ — dolar kanadyjski)

kosztowe użytkowania węgla przy średnich sprawnościach instalacji energetycznych. Obydwa wykresy wskazują na przewagę użytkowania innych nośników energii, głównie gazu ziemnego oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG) nad węglem, zwłaszcza w sferze ekologii i ochrony środowiska. Na rysunku 7 przedstawiono relacje kosztowe wytwarzania energii elektrycznej przy zastosowaniu różnych rozwiązań i technologii generacyjnych, zwłaszcza technologii cykli kombinowanych w przypadku elektrowni gazowych, o których będzie mowa w dalszej części opracowania. Może najbardziej istotnym wnioskiem jest to, że należy dobrze planować wielkość elektrowni, gdyż koszty w granicach do 30% zależą od stopnia obciążenia, oraz że zastosowanie cyklu kombinowanego w elektrowni gazowej daje zysk w wysokości 4,0—9,0 USD/MMBtu w stosunku do elektrowni węglowej o takiej samej zainstalowanej mocy. Trzeba zastrzec, że ta ostatnia relacja obowiązuje przy obecnych cenach węgla i względnie niskich cenach gazu. Kraje rozwijające się zużywają około 28% węgla w stosunku do zużycia globalnego tego nośnika energii oraz 21% ropy naftowej w skali świata. Ze względu na wysokie koszty transportu gazu i własne zasoby węgla, gaz ziemny nie będzie tam stanowił konkurencji dla węgla i ropy naftowej.



Rys. 7. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w funkcji współczynnika wykorzystania lub obciążenia instalacji (¢ — dolar kanadyjski)

### 3. Gaz ziemny w świecie — zasoby, trendy w użytkowaniu

W okresie ostatnich 15 lat zużycie energii w świecie wzrosło o około 15%, przy czym zapotrzebowanie na gaz zwiększyło się o około 46% (Appert 1997). Do 2010 r. należy spodziewać się wzrostu zużycia energii o około 30—40%, przy utrzymywaniu się konsumpcji kopalnych surowców energetycznych w granicach około 90% globalnego zużycia energii. Udział energii z gazu ziemnego w 2010 r. nie przekroczy około 25% całkowitego zużycia energii w porównaniu do około 23% w 1995 r. Roczny wzrost dostaw gazu ziemnego będzie się utrzymywał na poziomie około 2,0—2,7% (Appert 1997; 20<sup>th</sup> World..., 1997), przy prognozach ilościowych (Appert 1997):

- 2200 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> w 1995 r. — (23%)
- 2500 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> w 2000 r. — (23—24%)
- 3100 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> w 2010 r. — (24—25%)

Prognozy te różnią się nieco od przytoczonych w tabeli 2, co wskazuje na konieczność ostrożnego wartościowania prognoz. Wzrost zużycia gazu związany jest głównie z wykorzystaniem gazu w elektrociepłowniach i elektrowniach gazowych, przy zastosowaniu zaawansowanych kombinowanych lub kogeneracyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Technologie te, o wysokiej sprawności przetwarzania energii, stanowią podstawowy czynnik motywacyjny na rzecz wprowadzenia gazu ziemnego do energetyki. Gaz

ziemny będzie nadal wykorzystywany w tradycyjnych sektorach przy wzroście zużycia w nowych technologiach. Cena gazu to podstawowy element w jego konkurencji z innymi nośnikami energii, jak ropa naftowa lub oleje opałowe oraz energia elektryczna dla celów grzewczych w sektorze handlowo-bytowym lub też ropa naftowa oraz węgiel w przemyśle energetycznym. Główne sektory wykorzystywania gazu ziemnego stanowią (Appert 1997):

- ◆ **Przemysł.** Należy spodziewać się zwiększenia udziału gazu ziemnego w przemyśle jako skutku wprowadzenia, działających na korzyść gazu, restrykcyjnych przepisów o ochronie środowiska. Dotyczy to zwłaszcza małych i średnich zakładów wytwórczych. Drugim ważnym czynnikiem wpływającym na zużycie gazu są ceny ropy naftowej i jej produktów w odniesieniu do jednostki energii chemicznej. Ogólnie, gaz ziemny konkuruje (i konkurencja będzie coraz silniejsza) z energią elektryczną i ciężkimi olejami pochodzącymi z przeróbki ropy naftowej. Większość przemysłowych odbiorców energii jest wyposażona w systemy dwupaliwowe, stwarzające możliwość dostosowania się do koniunktury cenowej nośników energii. Generalnie jednak, wskutek zwiększającej się sprawności energetycznej urządzeń technologicznych oraz przewidywanego umiarkowanego wzrostu ekonomicznego, zwiększanie zużycia gazu w przemyśle nie będzie zbyt duże.
- ◆ **Sektor handlowo-bytowy.** W tym sektorze gaz ziemny tradycyjnie używany jest do celów grzewczych a jego zużycie zależy przede wszystkim od intensywności gazyfikacji nowych terenów. Prognozy wskazują na wyższe tempo wzrostu użytkowania gazu w tym sektorze w porównaniu do innych branż. W nieco innym stanie znajduje się rynek gazowniczy w Europie Zachodniej i Ameryce Północnej, gdzie kształtują się tendencje w kierunku stabilizacji zużycia gazu.
- ◆ **Przemysł petrochemiczny.** Gaz ziemny, a właściwie metan, jest używany jako podstawowy surowiec do produkcji amoniaku i metanolu. Zużycie gazu stanowi tu około 5% w stosunku do globalnego zużycia tego nośnika energii w świecie. Produkcja amoniaku będzie wzrastała bardzo wolno, szybciej będzie się rozwijał przemysł wytwarzający metanol. Metanol jest składnikiem wielu produktów chemicznych i paliw dla transportu. Stąd nieco większe zużycie gazu ziemnego w produkcji metanolu i pochodnych. Ponadto cięższe frakcje gazu ziemnego (etan, LPG, kondensaty) uzyskiwane w kopalniach gazu ziemnego mogą być wykorzystywane w wytwarzaniu związków olefinowych i aromatycznych. Gaz ziemny jest podstawą produkcji surowców sztucznych, środków owadobójczych, syntetycznych gum, materiałów plastikowych i innych.
- ◆ **Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.** Ten obszar zużycia gazu ziemnego charakteryzuje się najbardziej intensywnym tempem wzrostu. Prawie 50% przewidywanego zwiększenia zużycia gazu ziemnego w świecie stanowią dostawy do elektrowni i elektrociepłowni gazowych. Rozwój współczesnych technologii cykli kombinowanych i kogeneracyjnych oraz wprowadzenie zezwoleń na użytkowanie gazu jako paliwa w energetyce (USA i niektóre kraje Europy Zachodniej) spowodowały istotny wzrost zużycia gazu ziemnego w tym sektorze, głównie w krajach OECD, w tym również w Polsce. Wiele projektów energetyki gazowej jest realizowanych na Dalekim Wschodzie.
- ◆ **Sektor transportowy.** Zastosowaniu sprężonego gazu ziemnego do napędu środków transportowych sprzyjają i postęp technologiczny i ekologiczne regulacje prawne. Niemniej dotychczas tylko 40 krajów wprowadza sprężony gaz ziemny do transportu, wymaga to bowiem znacznych nakładów na infrastrukturę rozprowadzania tego środka pędnego.

Dlatego też przedsięwzięcia dotyczą przede wszystkim komunikacji miejskiej, dokładniej sieci autobusowych.

Jak już zauważono, technologia cykli kombinowanych CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) stwarza dla gazu ziemnego pole wielkiej ekspansji w przemyśle energetycznym. Walory tej technologii to (Rushby 1997):

- ◆ koszt zainstalowanej mocy w elektrowniach gazowych wynosi 400—500 USD/kW, tj. stanowi około  $\frac{1}{2}$  kosztów inwestycyjnych konwencjonalnej węglowej elektrowni wyposażonej w instalacje i filtry odsiarczania spalin,
- ◆ elektrownia gazowa może być oddana do eksploatacji w czasie 30—40 miesięcy, co stanowi około 70% czasu budowy klasycznej elektrowni węglowej,
- ◆ elektrownia gazowa zużywa 40% wody chłodzącej w stosunku do elektrowni węglowej oraz zajmuje 15% powierzchni terenu w porównaniu z powierzchnią zajmowaną przez elektrownię węglową,
- ◆ technologia CCGT osiąga sprawność rzędu 55%, w porównaniu z 38% sprawności typowej elektrowni węglowej. Do tego dochodzą zyski w postaci redukcji emisji dwutlenku węgla CO<sub>2</sub> do atmosfery;
- ◆ jednostki CCGT mogą być budowane jako moduły. W ten sposób łatwo można zwiększyć moc elektrowni, przy mniejszych jednostkowych nakładach kapitałowych;
- ◆ elektrownie gazowe wyposażone w CCGT są bardzo elastyczne w sensie sterowania, i ich moc może być łatwo dostosowywana do szybko zmieniających się obciążeń zewnętrznych.

W systemach CCGT turbina gazowa osiąga sprawność rzędu 40% w odniesieniu do mocy efektywnej [5]. Pozostała energia opuszcza turbinę w formie gorących gazów i spalin, o temperaturze dochodzącej do 600°C, a całkowita sprawność systemu zależy od tej temperatury. Instalowane są już turbiny o temperaturze gazów dolotowych rzędu 1500°C. Dalszy postęp w konstrukcji systemów kombinowanych stanowić będą jednostki modułarne z turbiną gazową, turbiną parową oraz alternatorem prądowym na wspólnym wale. Takie układy generacyjne są również możliwe przy wykorzystaniu ropy naftowej jako paliwa, ale są znacznie droższe przy niższych wartościach sprawności.

Jeszcze bardziej efektywne pod względem energetycznym są technologie kogeneracyjne, składające się z obiegu z turbiną gazową oraz turbiną parową. Obiegi te charakteryzują się dużą elastycznością w regulacji mocy oraz zmiennością wyjściowej mocy elektrycznej do mocy cieplnej (ok. 3 : 1). Stosowane są w elektrociepłowniach. Całkowita sprawność chwilowa jest rzędu około 90%.

Problemem gazownictwa ziemnego są również wielkości zasobów gazu, ich lokalizacja, możliwości wydobycia, magazynowania oraz transportu do miejsca użytkowania. Dane przytaczane w różnych źródłach literaturowych różnią się zwykle o kilka procent, co przy tego rodzaju oszacowaniach można uważać za dopuszczalny margines błędu. Światowe zasoby energetycznych surowców kopalnych, w tym gazu ziemnego, podano w tabeli 3. Dokładniejsze dane zamieszczono w tabelach 7, 8 i 9 (Badakhshan 1997). Największe zasoby gazu znajdują się w Rosji oraz w krajach powstałych po rozpadzie b. ZSRR, ale ocenia się, ze względu na duże wydobycie, że zasoby te wystarczą na około 80 lat (tab. 9). Jednocześnie zasoby gazu rozmieszczone na Bliskim Wschodzie roją nadzieje na znacznie dłuższy czas wydobycia. Zarówno złoża Rosji i krajów b. ZSRR, jak

TABELA 7. Zasoby gazu ziemnego w świecie

| Kraj                  | Zasoby udokumentowane<br>[Tcf] | Udział<br>[%] |
|-----------------------|--------------------------------|---------------|
| Rosja i kraje b. ZSRR | 1 977,0                        | 39,70         |
| Iran                  | 741,6                          | 14,89         |
| Katar                 | 250,0                          | 5,02          |
| Abu Dhabi             | 188,4                          | 3,78          |
| Arabia Saudyjska      | 185,4                          | 3,72          |
| USA                   | 162,4                          | 3,26          |
| Wenezuela             | 130,4                          | 2,62          |
| Algieria              | 128,0                          | 2,57          |
| Nigeria               | 120,0                          | 2,41          |
| Irak                  | 109,5                          | 2,20          |
| Kanada                | 79,2                           | 1,59          |
| Norwegia              | 70,9                           | 1,42          |
| Meksyk                | 69,7                           | 1,40          |
| Malezja               | 68,0                           | 1,37          |
| Holandia              | 66,2                           | 1,33          |
| Indonezja             | 64,4                           | 1,29          |
| Chiny                 | 59,0                           | 1,18          |
| Kuwejt                | 52,4                           | 1,05          |
| Libia                 | 45,8                           |               |
| Pakistan              | 27,5                           |               |
| Bangladesz            | 25,2                           |               |
| Indie                 | 25,0                           |               |
| Oman                  | 22,2                           | 9,20          |
| Wielka Brytania       | 22,2                           |               |
| Australia             | 19,6                           |               |
| Egipt                 | 19,3                           |               |
| Argentyna             | 18,2                           |               |
| Razem                 | 4 747,7                        | 95,33         |
| Inne                  | 232,6                          | 4,67          |
| Ogółem Świat          | 4 980,3                        | 100,00        |

i Bliskiego Wschodu leżą w porównywalnych odległościach od Europy. Również złoża w norweskim sektorze Morza Północnego, chociaż są znacznie mniejsze wydają się mieć czas żywotności porównywalny z złożami rosyjskimi. Nie ulega jednak wątpliwości że zarówno Rosja, jak i kraje Bliskiego Wschodu ze względu na wielkość zasobów, posiadają duże możliwości eksportowe i będą je chciały zrealizować. Przytoczmy jeszcze inne dane pochodzące z pracy Apparta (1997). Dane te odnoszą się do roku 1996, a więc są prawie aktualne. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w świecie są szacowane na około  $150\ 000 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ . Przewyższają one zasoby ropy naftowej i wystarczą na około 62 lata w stosunku do około 40 lat dla ropy naftowej. Zasoby prognostyczne gazu ziemnego są estymowane liczbą  $400\ 000\text{—}500\ 000 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ . Pełne informacje omawiające prognozy wzrostu zużycia energii w poszczególnych regionach świata, wielkość zasobów, ich klasyfikację oraz rozmieszczenie przedstawiono w IGU Raport (Sub-committees..., 1997).

TABELA 8. Kraje o największym wydobyciu gazu ziemnego w 1994 r.

| Kraj                         | Wydobycie<br>[bcf] | Udział<br>[%] |
|------------------------------|--------------------|---------------|
| Rosja i kraje b. ZSRR        | 25 673,8           | 33,3          |
| USA                          | 29 822,0           | 25,7          |
| Kanada                       | 5 855,1            | 7,6           |
| Holandia                     | 2 771,8            | 3,6           |
| Wielka Brytania              | 2 539,8            | 3,3           |
| Indonezja                    | 1 852,6            | 2,4           |
| Algieria                     | 1 779,0            | 2,3           |
| Meksyk                       | 1 323,0            | 1,7           |
| Arabia Saudyjska             | 1 119,7            | 1,5           |
| Iran                         | 994,6              | 1,3           |
| Australia                    | 997,0              | 1,3           |
| Norwegia                     | 947,1              | 1,2           |
| Wenezuela                    | 834,0              | 1,1           |
| Zjednoczone Emiraty Arabskie | 845,7              | 1,1           |
| Rumunia                      | 687,2              |               |
| Malezja                      | 729,4              |               |
| Włochy                       | 718,2              | 5,2           |
| Niemcy                       | 654,4              |               |
| Argentyna                    | 615,7              |               |
| Indie                        | 600,7              |               |
| Razem                        | 71 360,8           | 92,6          |
| Inne                         | 5 671,3            | 7,4           |
| Ogółem Świat                 | 77 032,1           | 100,0         |

TABELA 9. Czas wydobycia do szczerpania dotychczasowych zasobów

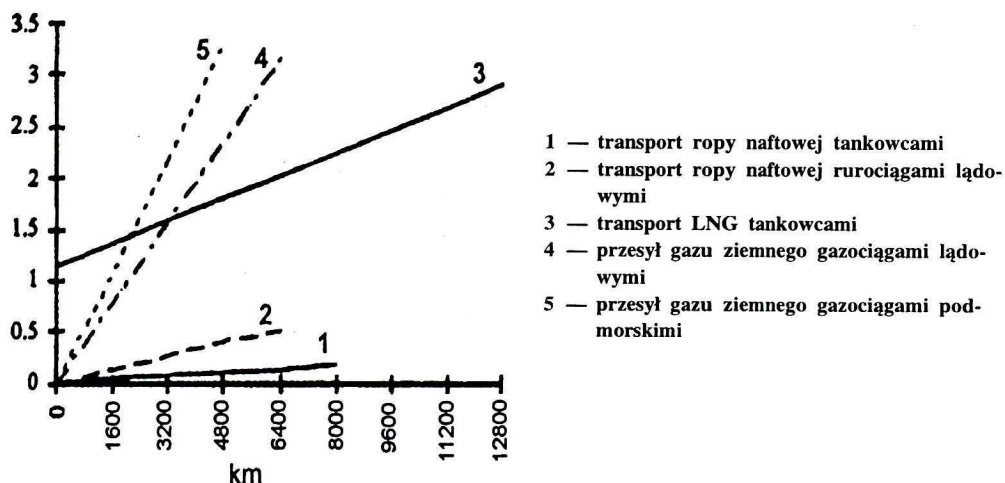
| Kraj                  | Lata                      |
|-----------------------|---------------------------|
| Rosja i kraje b. ZSRR | 77                        |
| Iran                  | 746                       |
| Katar                 | brak znaczącego wydobycia |
| Abu Dhabi             | 222,8                     |
| Arabia Saudyjska      | 165                       |
| USA                   | 8,2                       |
| Wenezuela             | 156,5                     |
| Algierai              | 72                        |
| Nigeria               | brak znaczącego wydobycia |
| Irak                  | brak znaczącego wydobycia |
| Kanada                | 13,5                      |
| Norwegia              | 73,6                      |
| Meksyk                | 51,4                      |
| Malezja               | 93,2                      |
| Holandia              | 23,9                      |
| Australia             | 19,7                      |
| Reszta świata         | 40,5                      |



Złóża gazu ziemnego są usytuowane w różny sposób, jednak zwykle tak, że gaz musi być transportowany na znaczne odległości. Pojawia się zatem problem kosztów transportu i magazynowania. Koszt przesyłu gazu ziemnego był i jest wyższy, w stosunku do jednostki energii zawartej w gazie, niż transport ropy naftowej i węgla. Nakłady finansowe na transport i dystrybucję gazu stanowią około 60—70% lub więcej kosztów ponoszonych przy dostawach gazu do odbiorcy. Nakłady na transport zależą od stopnia rozwoju rynku gazowego, w większości sytuacji modelują jego strukturę. Powodem wysokich kosztów transportu gazu, w sposób zasadniczy wpływających na jego cenę, jest to, że celem uzyskania tej samej ilości energii należy przesłać 900 razy większą objętość płynu (gazu) niż w przypadku ropy naftowej. Tak więc podstawowymi różnicami w ekonomice przemysłu gazowniczego i przemysłu naftowego (Hataniań 1998) są:

- ◆ wysokie koszty inwestycji w przemyśle gazowniczym, zwłaszcza budowy gazociągów magistralnych,
- ◆ względnie mała elastyczność systemu przesyłowego; obniżenie stopnia wykorzystania zdolności przesyłowych systemu powoduje znaczne straty finansowe,
- ◆ skala finansowa, ekonomiczna i techniczna przedsięwzięć, wyższe dla gazu.

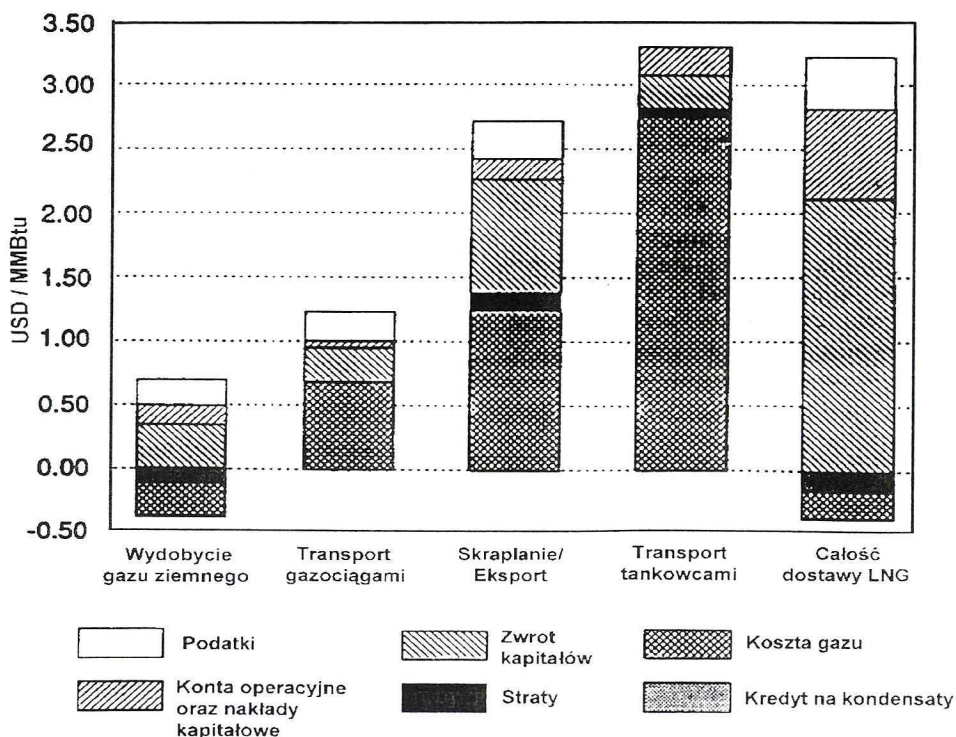
Na rysunku 8 (Hataniań 1998) zilustrowano koszty transportu ropy naftowej i gazu ziemnego odniesione do jednostki energii w funkcji długości rurociągu przesyłowego. Z wykresu wynika, że koszt przesyłu gazu wielkośrednicowymi gazociągami przewyższa 6-krotnie koszty transportu porównywalnej pod względem energetycznym ilości ropy naftowej. Nakłady na transport gazu w jego skroplonej postaci (LNG), wraz z kosztami jego skraplania, mogą przewyższać nawet 20-krotnie koszt transportu ropy naftowej tankowcami. Problemy związane z transportem gazu są przyczyną tego, że 84% ilości wydobywanego gazu ziemnego jest zużywane na obszarach lub krajach posiadających złoża tego surowca. W 1995 r. tylko 16—18% wydobywanej ilości gazu ziemnego znajdowało się w obrocie handlowym. Stanowiło to około  $396 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{rok}$  (Appert 1997). Z tej ilości 23% było transportowane jako skroplony gaz ziemny (LNG).



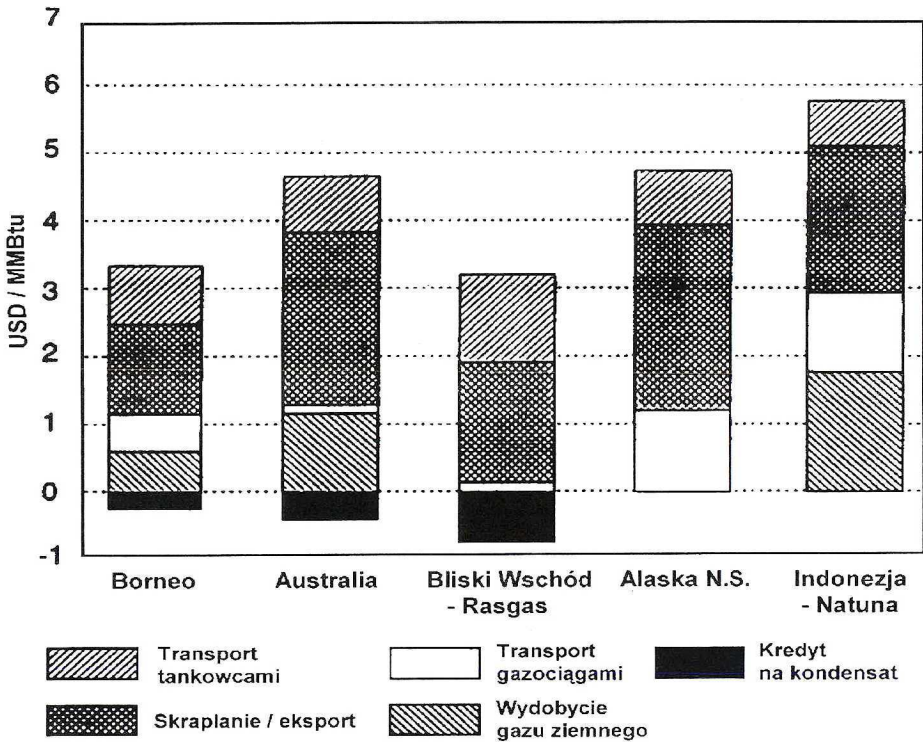
Rys. 8. Koszty transportu ropy naftowej i gazu ziemnego w USD/10<sup>6</sup> Btu według Hataniańa (1998)

Jednym z największych eksporterów gazu ziemnego jest Rosja. Wielkość eksportu gazu rosyjskiego ze złóż Syberii Zachodniej w 1995 r. ilustrują rysunki 12 i 13 (Vyakhirew 1997). Dane na rysunkach wskazują na prawie 48-procentowy udział Rosji w światowym handlu gazem, a zatem na stosunkowo duże wpływy tego kraju na gospodarke w świecie. Dotyczy to również Polski, importującej gaz wyłącznie z Rosji. Trendy prognostyczne (Appert 1997; Hatanian 1998) wskazują na wzrost handlu gazem ziemnym, szczególnie w Europie oraz na dalekim Wschodzie. W roku 2000 ilość gazu ziemnego stanowiącego przedmiot eksportu będzie wynosić około  $500\text{--}510 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{rok}$ , a w roku 2010 może wzrosnąć do  $710\text{--}730 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{rok}$ . Przesył gazu ziemnego gazociągami w handlu zagranicznym w 2000 r. osiągnie  $350\text{--}380 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{rok}$ , a w 2010 wzrośnie do  $460\text{--}520 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{rok}$ , głównie w Europie. Obecnie różne firmy i państwa rozważają ponad 85 projektów budowy gazociągów o łącznej długości 142 600 km. Realistycznie można ocenić, że do 2010 roku wybudowane zostanie około 68 000 km gazociągów, w tym około 12 000 km jako gazociągi podmorskie. Bieżąca działalność przedsiębiorstw i firm gazowniczych w zakresie konstrukcji gazociągów pokazano w tabeli 10. Były to konstrukcje planowane do rozpoczęcia w 1996 oraz do zakończenia w 1997 r. i później (Badakhshan 1997). Koszt budowy średniodystansowego gazociągu o wydajności około  $30 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{rok}$  wynosi około 10 mld USD.

Głównymi ogniwami technologii skroplonego gazu ziemnego (LNG), są: skraplanie gazu, transport tankowcami oraz regazyfikacja. Jest to tzw. łańcuch LNG (chain of service LNG). Strukturę kosztów dostawy LNG przedstawiono na rysunku 9 według Badakhshana (1997)



Rys. 9. Struktura kosztów „łańcucha” dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) w 1995 r.



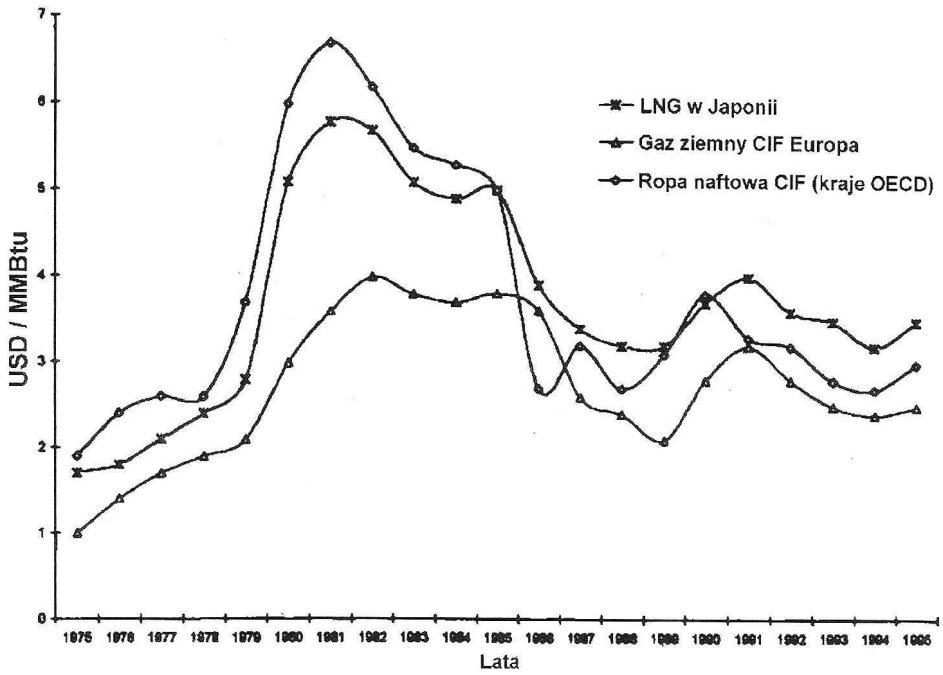
Rys. 10. Koszty dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) w 1995 r. — wybrane projekty

TABELA 10. Gazociągi budowane od 1996 r. [km]

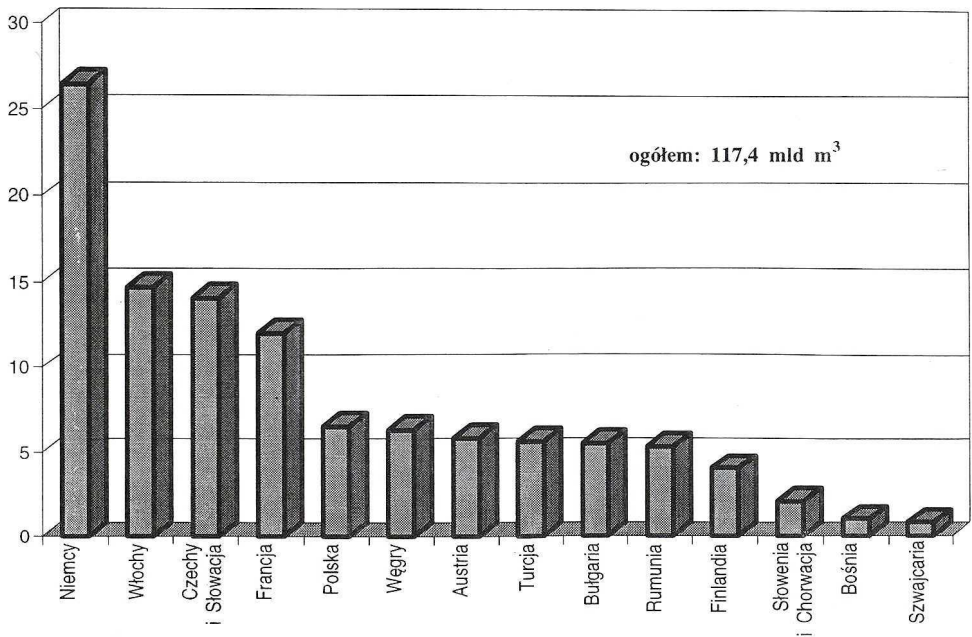
| Kraj               | 4—10''* | 12—20'' | 22—30'' | 32''+  | Razem    |
|--------------------|---------|---------|---------|--------|----------|
| USA                | 1 040   | 1 146,0 | 2 253   | 1 670  | 6 109    |
| Kanada             | —       | 26      | 1 008   | 352    | 1 386    |
| Ameryka Południowa | 504     | 2 504   | 6 107   | 2 808  | 11 923   |
| Azja-Pacyfik       | 4,8     | 5 165   | 298     | 5 149  | 10 616,8 |
| Europa             | 460,8   | 1 076   | 678     | 4 133  | 6 347,8  |
| Bliski Wschód      | 67,2    | 47      | 387     | 1 440  | 1 941,2  |
| Afryka             | —       | 247     | 102     | 1 470  | 1 819    |
| Ogółem             | 2 076,8 | 10 211  | 10 833  | 17 022 | 40 142,9 |

\* Średnice gazociągów w calach.

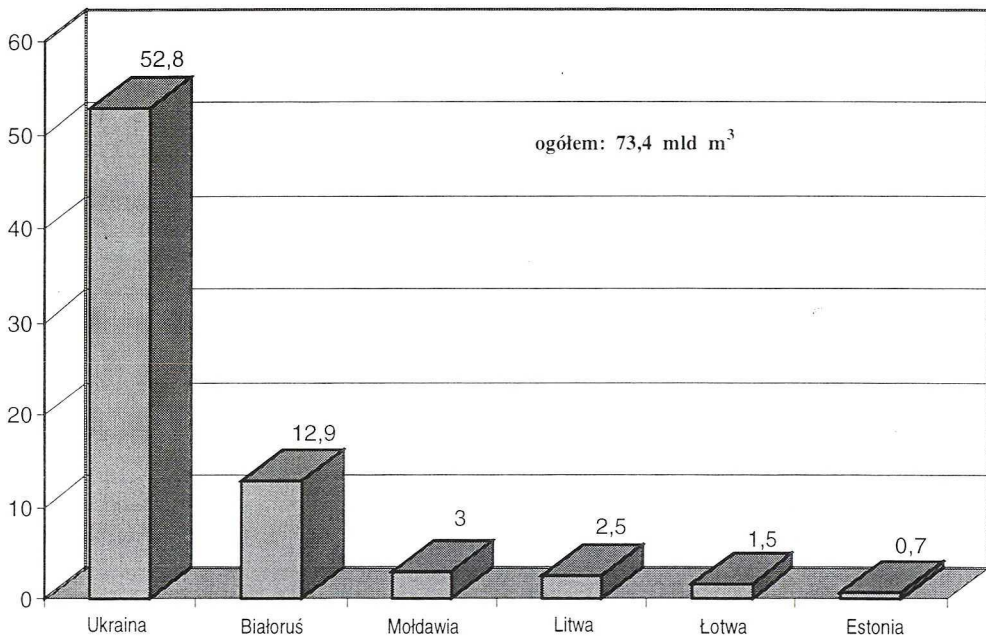
oraz na rysunku 10. Wynika z nich, że najwyższy jest koszt skraplania gazu i że eksporterzy zyskują największy zwrot kapitałów właśnie w tej operacji technologicznej. Pomimo wysokich kosztów technologii LNG, rokowania na rozwój handlu skroplonym gazem ziemnym są raczej pomyślne. I tak w roku 2000 w postaci płynnej przewożonych będzie około  $120\text{--}130 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  gazu, a w 2010 r.  $160\text{--}210 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ , w porównaniu z  $92 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  w roku 1995 (Appert 1997). Obecnie podjęto około 20 nowych projektów, których realizacja znajduje się w różnym stopniu zaawansowania.



Rys. 11. Przebieg zmian cen ropy naftowej, gazu ziemnego i skroplonego gazu ziemnego (LNG) w latach 1975—1995



Rys. 12. Eksport gazu z Rosji do Europy, 1995 r.



Rys. 13. Eksport gazu z Rosji do krajów b. ZSRR oraz krajów bałtyckich w 1995

Wydaje się, że dla orientacji o kapitałowych kosztach wykonania projektu LNG, warto przytoczyć przykład (Badakhshan 1997).

Kontrakt:  $5 \cdot 10^6$  ton/rok przez okres 25 lat.

Eksporter LNG:

- ◆ zagospodarowanie złoża gazu ziemnego 1—2 mld USD
- ◆ instalacje skraplania gazu oraz terminal załadunkowy 2—3 mld USD

Importer LNG:

- ◆ tankowce LNG 2—3 mld USD
- ◆ terminal rozładunkowy, regazyfikacja, elektrownie gazowe 5—7 mld USD
- Koszt całkowity 10—15 mld USD
- Rezerwa LNG 7,5 Tcf.

Projekt LNG w Katarze, dwuterminalowy, będzie kosztował 3,5 mld USD dla  $4 \cdot 10^6$  ton LNG/rok oraz 4,5 mld USD przy eksporcie  $6 \cdot 10^6$  ton LNG/rok.

W okresie najbliższych 20 lat inwestycje przemysłu gazowniczego w świecie mają kosztować około 1000 mld USD. Za tę olbrzymią kwotę planuje się budowę około 50 000—700 000 km linii przesyłu gazu oraz ponad 2 000 000 km sieci dystrybucyjnych (Appert 1997). Są to jednak tylko zamierzenia, a główne argumenty podważające ich realność to:

- ◆ ograniczona dostępność do źródeł kapitałowych, jak też brak tak wielkich kapitałów w firmach kredytujących realizację projektów,
- ◆ długi czas finalizacji projektów przemysłu gazowniczego oraz narastające ryzyko finansowe. Tylko projekty o względnie krótkim czasie realizacji i ograniczonym ryzyku mają szansę na sfinansowanie;

♦ zarówno finansowy, jak i technologiczny rozmiar projektów wymusza konieczność partycypacji w ich realizacji instytucji międzynarodowych, np. Banku Światowego (World Bank), Międzynarodowej Korporacji Finansowej (International Finance Corporation), Europejskiego Banku Rozwoju (European Investment Bank) oraz innych banków kredytowych i lokalnych funduszy.

Ceny gazu były i nadal będą — przynajmniej przez kilkanaście najbliższych lat — dość ściśle powiązane z cenami ropy naftowej. W Europie ceny kształtują się na poziomie 80—90% cen ropy naftowej w odniesieniu do jednostki energetycznej surowca. Na rysunku 11 przedstawiono zmiany cen gazu ziemnego, ropy naftowej oraz skroplonego gazu ziemnego w latach 1975—1995 (Mehrvarz 1997).

Wydobycie ropy naftowej już obecnie koncentruje się w niewielu krajach i tendencja ta będzie się nadal utrzymywać. Nowe odkrycia złóż ropy naftowej to złoża o małych zasobach, położone na odległych i trudno dostępnych obszarach, a więc trudne do zagospodarowania. Ceny ropy naftowej i gazu będą wzrastać, choć z wahaniami i w różnym tempie. To samo można powiedzieć o trendach cenowych gazu ziemnego. Odkrywane złoża są małe lub wręcz marginalne, głęboko zalegające, o trudnych warunkach eksploatacyjnych, np. złoża podmorskie. Wiele złóż jest odkrywanych na obszarach odległych od potencjalnych rynków gazu. Są to fizyczne przyczyny stymulujące wzrost cen gazu ziemnego. Dodatkowym bodźcem wzrostu cen są surowe rygory w zakresie ekologii oraz kontroli operacji technologicznych. Nowe projekty dostaw gazu podają już wyższe ceny. Ceny CIF gazu na trzech głównych rynkach zbytu są następujące: 3,5 USD/MMBtu w Japonii, 2,5 USD/MMBtu w Europie oraz mniej niż 2 USD/MMBtu w Stanach Zjednoczonych AP. Obserwuje się jednak motywacje na rzecz stabilizacji cen gazu przez:

- ♦ łatwość dostosowania technologii gazu ziemnego do rygorów narzucanych przez warunki ochrony środowiska,
- ♦ wprowadzanie nowych rozwiązań technologicznych w każdym stadium procesowym,
- ♦ współpracę firm i organizacji przemysłu gazowniczego zwłaszcza w zakresie transportu, magazynowania i dostaw gazu ziemnego,
- ♦ konkurencję gazu z innymi nośnikami energii oraz pomiędzy różnymi dostawcami gazu w ramach rynku gazowniczego.

Aby gaz ziemny był surowcem konkurencyjnym jego ceny winny stosować się — lub lepiej — podążać za cenami tzw. scenariusza umiarkowanego wzrostu cen ropy naftowej (Appert 1997). Dotychczas w negocjacjach kontraktów bazowe ceny gazu ziemnego są indeksowane w stosunku do paliw alternatywnych na rynkach energetycznych, zwykle w stosunku do ciężkich olejów pędnych lub olejów opałowych. Ekspansja gazu na rynki europejskie spowodowała pojawienie się precedensowej indeksacji cen w oparciu o stabilne ceny węgla, i to jest również argument na rzecz przemysłu węglowego. W ten sposób włoska firma ENEL zaakceptowała wyższe ceny skroplonego gazu ziemnego 165 USD/tLNG w kontrakcie z Nigerią, indeksowane w stosunku do cen węgla — gwarantuje to lepszą stabilność cen. Inny kontrakt, pomiędzy Norwegią a holenderską firmą SEP wytwarzającą elektryczność, również zawiera formułę o indeksacji cen w oparciu o ceny węgla (Badakhshan 1997). Przykładów takich jest więcej. Są to dowody na to, że procesy segmentacji rynku energetycznego oraz dążność do stabilizacji cen zaczynają

odgrywać coraz bardziej znaczącą rolę. Nowe formuły kontraktów, włączające zmiany cen w sposób odpowiadający wykresom graficznym literze S lub opierające się na formułach cen bazowych, stanowią ochronę przed niskimi lub wysokimi cenami ropy naftowej.

Analizując wszystkie rodzaje nośników energii należy spodziewać się, że ich ceny będą wzrastać, co wymusi dalsze doskonalenie technologii procesów przetwarzania energii w aspekcie zwiększenia ich sprawności. Przewiduje się, że w przyszłości, wzrost zużycia energii w świecie nie będzie wyższy od 1,3%/rok. Przy średnim rocznym wzroście zużycia energii równym 1,7—1,8%, w 2015 r. wzrost zużycia energii w stosunku do roku 1995 osiągnąby wartość 40%. W tym samym okresie roczny wzrost zużycia gazu będzie wynosił około 2,3 %/rok, co da 57-procentowy (117 Tcf/rok lub  $62 \cdot 10^9$  boe/d) wzrost zużycia gazu w 2015 r. w stosunku do roku 1995 (Hatani 1998). Podobne prognozy przytaczane były już wcześniej. Ta jest kompatybilna z podanymi poprzednio, ale bierze już pod uwagę okres nie tylko do 2010 r., lecz do roku 2015.

Przegląd aktualnego statusu energetycznego świata, trendów i rozwijających się tendencji w użytkowaniu różnych nośników energii, również warunków ekonomicznych ich wykorzystania, pomoże w umiejscowieniu pozycji Polski. Także umożliwi zbudowanie modelu energetycznego Polski na tle rozwoju Europy, przybliży polskie kierunki w energetyce i w wykorzystaniu różnych paliw do rozwiązań optymalnych dla państwa.

### Wykaz skrótów i jednostek

IAEA — (International Atomic Energy Agency) — Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej.

IIASA — (International Institute for Applied System Analyses) — Międzynarodowy Instytut Stosowanej Systemowej Analizy.

OPEC — (Organisation of Petroleum Exporting Countries) — Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową.

UNIDO — (United Nations Industrial Development Organisation) — ONZ Organizacja Przemysłowego Rozwoju.

LNG (Liquified Natural Gas) — skroplony gaz ziemny

1 MJ =  $10^6$  J

1 GJ =  $10^9$  J

1 EJ =  $10^{18}$  J

1 PW·h =  $10^{15}$  W·h

1 kW·h =  $10^3$  W·h = 3,6 MJ

1 boe = 6,12 GJ (barrel oil equivalent)

1 koe = 41,868 MJ (kg oil equivalent)

1 toe = 41,868 GJ (ton oil equivalent) — 1 tona ropy ekwiwalentnej

1 MMBtu =  $10^6$  Btu = 1055 MJ (British Thermal Unit)

1 Btu = 1,055 kJ

1 bbl = 158,98 dcm<sup>3</sup>

1 Tcf =  $10^{12}$  cf (cubic foot)

1 bcf =  $10^9$  cf

1 cf = 28,32 dcm<sup>3</sup>

boe/d — barrel oil equivalent/day (baryłek ropy naftowej/dobę)

1 EJ = 22,410<sup>6</sup> toe

koe/c — kg ropy ekwiwalentnej/mieszkańca

1 tce lub tpu (tona paliwa umownego — ton coal equivalent) = 0,7 toe

1 tona LNG  $\approx$  1,3 toe.

## Literatura

- APPERT O., 1997 — Gas Market: Forecast and Challenge. 15 World Petroleum Congress, Beijing (China), Topic 10.
- BADAKHSHAN A., 1997 — Natural Gas and Its Share of Present and Future Energy Supply and Demand. 15 World Petroleum Congress, Beijing (China), Topic 10.
- HATANIAN H., 1998 — Natural Gas, Supply and demand Problems. SPE Journal of Petroleum Technology.
- IGU Raport: Sub-committees B1/B2. 20<sup>th</sup> World Gas Conference. Copenhagen 1997.
- ISO Bulletin, April 1997.
- MEHRVARZ M., 1997 — Future Option for the Use of Middle East Natural Gas Reserves. 15 World Petroleum Congress, Beijing (China), Topic 10.
- RUSHBY I., 1997 — Natural Gas: Challenges for the Next Decade. 15 World Petroleum Congress, Beijing (China), Topic 4.
- VYAKHIREW REM T., 1997 — Natural Gas in Russia Potential and Prospect for the 21<sup>st</sup> Century. 15 World Petroleum Congress, Beijing (China), Topic 10.
- 20<sup>th</sup> World Gas Conference. Copenhagen 1997.

## Streszczenie

W artykule scharakteryzowano tendencje w zakresie zużycia energii w świecie, w Europie i na tym tle również w Polsce. Podkreślono, że problemy energetyczne stały się globalne tak w sensie źródeł energii i rynków energetycznych, jak i w aspekcie ekologicznym. Wzrost zapotrzebowania na energię jest warunkowany przez dwa czynniki: zmiany demograficzne oraz rygory ochrony środowiska naturalnego. W nadchodzącym stuleciu nadal istotną rolę będą odgrywały węglowodorowe nośniki energetyczne, ze wskazaniem na rosnącą rolę i znaczenie gazu ziemnego, do 28—29% udziału w bilansie energetycznym świata w 2050 r. Nie można pominąć dalszego, znacznego wykorzystania węgla brunatnego i kamiennego, których to zasoby przewyższają rezerwy nośników węglowodorowych. Również doskonalone są różnorodne wysokosprawnościowe technologie użytkowania węgla. Jednak gaz ziemny, jako paliwo czyste ekologicznie, łatwe w transporcie i rozprowadzaniu, choć drogie w poszukiwaniach i wydobyciu, skutecznie konkuruje i może zdobyć przewagę nad innymi rodzajami źródeł energii. Elementem z kolei ograniczającym dostępność gazu są: położenie złóż gazu ziemnego oraz wysokie koszty transportu gazu, inwestycji przemysłu gazowniczego w ogóle. Na tym tle zarysowuje się model węglowo-gazowy jako najbardziej racjonalny dla Polski, ale trzeba go rzeczywiście stworzyć.