

Tadeusz J. CHMIELNIAK  
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych  
Politechniki Śląskiej

## **NOWE TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE STAN AKTUALNY I PRZEWIDYWANE KIERUNKI ROZWOJU**

**Streszczenie.** W artykule omówiono stan rozwoju nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Wyróżniono: bloki kondensacyjne, układy gazowo-parowe opalane gazem ziemnym, układy gazowo-parowe dwupaliwowe, technologie węglowe w układach z turbinami gazowymi, instalacje z ogniwami paliwowymi. Przedstawiono podstawowe dane ekonomiczne i charakterystyki ekologiczne rozpatrywanych technologii.

## **NEW TECHNOLOGIES FOR POWER GENERATION ACTUAL STATE AND PREDICTED DEVELOPMENT TRENDS**

**Summary.** The paper presents a review of the new power generation technologies utilizing the organic fuels. The following types of systems have been distinguished: Pulverized coal power plants, Gas turbine combined cycles utilizing natural gas, Two-fuel combined cycles, Coal technologies for gas turbines, Fuel cells for power generation. The economical and ecological characteristics of technologies under consideration have been presented.

## **NEUE ENERGETISCHE TECHNOLOGIEN STAND DER TECHNIK UND ENTWICKLUNGSKONZEPTE**

**Zusammenfassung.** Im vorliegenden Beitrag wird der Entwicklungszustand der neuen Kraftwerkskonzepte besprochen. Die folgende Technologien wurden unterschieden: Klasische Dampfkraftwerke, Erdgasbefeuerte Kombikraftwerke, Erdgas/Kohlebefeuerte Kraftwerke, Kohletechnologien für Gasturbinen, Kraftwerkskonzepte mit Brennstoffzellen. Ökonomische und ökologische charakteristiken wurden für die betrachteten Technologien gegeben.

## 1. WPROWADZENIE

W ostatnim okresie czasu jesteśmy świadkami intensywnego rozwoju nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Przez pojęcie „rozwój” należy rozumieć zarówno pojawienie się nowych pomysłów, pogłębionych studiów potencjałów wcześniej znanych technologii, jak i badania naukowe, prace projektowo–konstrukcyjne oraz szeroko zakrojone przedsięwzięcia demonstracyjne i inwestycyjne [zob. np. 1 – 6]. Obok klasycznych technologii na paliwa organiczne przedmiotem poważnego zainteresowania są nowe układy, w tym także układy z ogniwami paliwowymi [np. 7, 8]. U podstaw opracowania nowych technologii tkwi dążenie do efektywniejszego wykorzystania energii chemicznej paliw oraz zmniejszenie obciążenia środowiska naturalnego. Charakteryzują się więc one stosunkowo wysokimi sprawnościami termicznymi oraz istotnie zmniejszonymi wielkościami emisji pyłów,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  oraz  $\text{CO}_2$ .

Technologiczną dojrzałość dla energetyki zawodowej uzyskały:

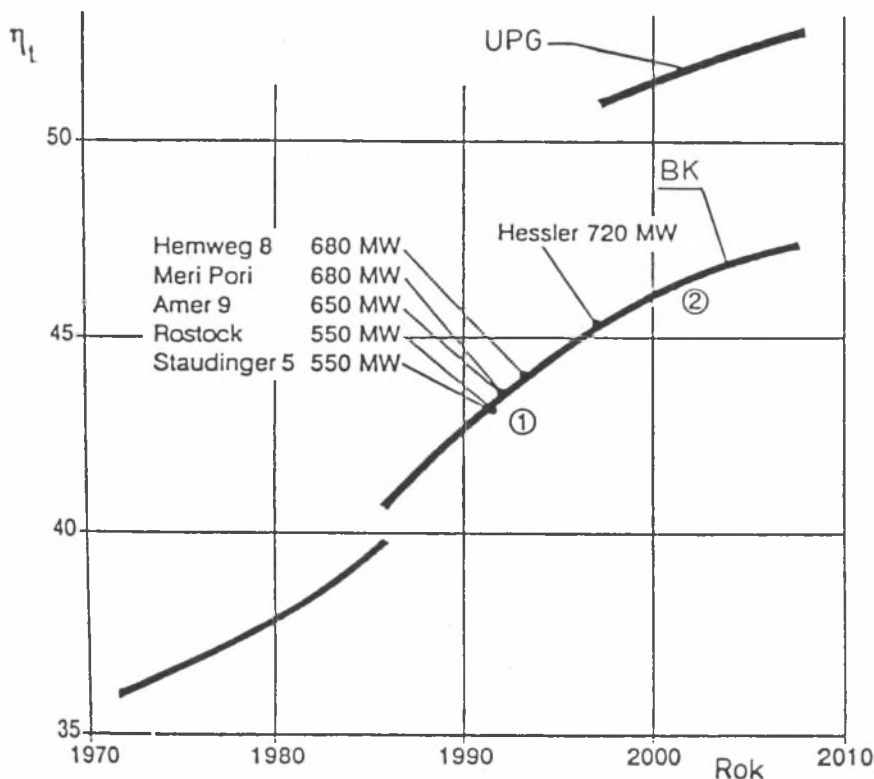
- nadkrytyczne bloki z kotłami pyłowymi i wieloma technologiami oczyszczania spalin,
- bloki z kotłami fluidalnymi (ze złożem stałym i cyrkulacyjnym),
- układy gazowo–parowe o różnej strukturze (jednopaliwowe i dwupaliwowe, zintegrowane ze zgazowaniem węgla).

Duże znaczenie dla najbliższej przyszłości mają układy kombinowane gazowo–parowe (jedno– i dwupaliwowe). Z ekonomicznego i ekologicznego punktu widzenia najefektywniejsze (w grupie paliw organicznych) jest wykorzystanie gazu ziemnego w jednopaliwowych instalacjach gazowo–parowych. Nie zmniejsza to jednak ani zainteresowania, ani wagi technologii utylizujących węgiel kamienny i brunatny w układach kombinowanych.

W artykule omówiono charakterystyczne cechy różnych technologii, w tym także układów, które posiadają duży potencjał sprawnościowy i ekologiczny, ale nie zostały jeszcze dostatecznie sprawdzone technologicznie.

## 2. SIŁOWNIE KONDENSACYJNE. STAN AKTUALNY. PROGRAM ROZWOJU

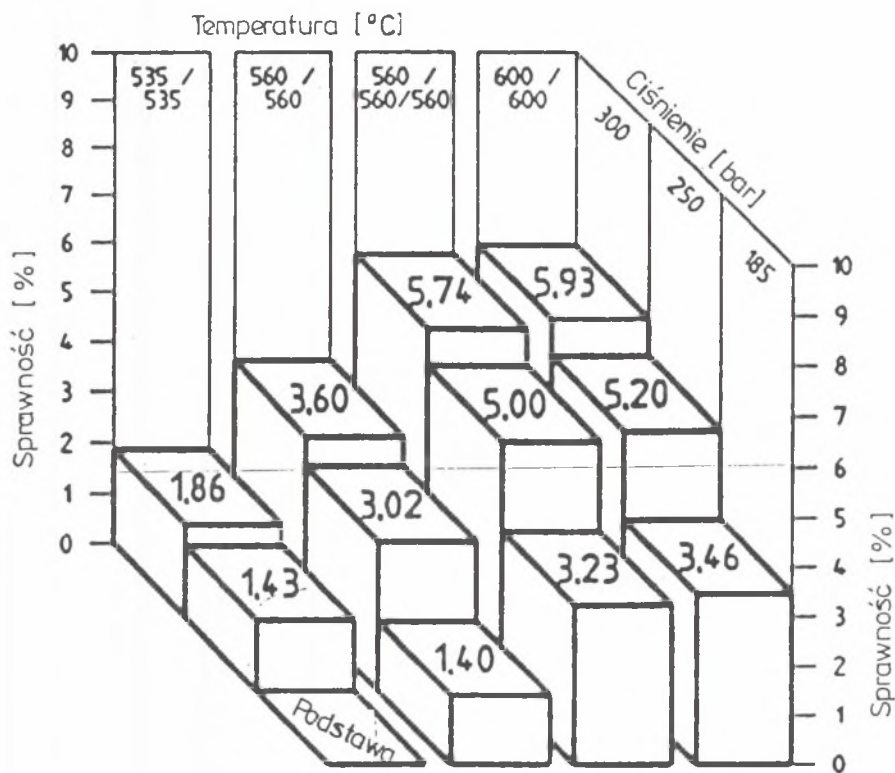
Przejsie do ciśnień nadkrytycznych, wzrost temperatur pary świeżej, zabiegi doskonalące strukturę turbin i kotłów parowych oraz innych urządzeń umożliwiły budowę klasycznych bloków kondensacyjnych o sprawności przekraczającej 40% (netto z uwzględnieniem systemów oczyszczania spalin). Będące w budowie i w zamierzeniach nowe instalacje zakładają dalszy wzrost efektywności wykorzystania energii chemicznej węgla, rys. 1 [9]. Głównymi źródłami dodatkowych efektów są: wzrost parametrów pary świeżej, rys. 2 [10], skuteczniejsza regeneracja, poprawa układu chłodzenia skraplacza oraz



Rys. 1. Prognoza wzrostu sprawności netto (odniesionej do wartości opałowej) bloków kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym; UPG – układy gazowo–parowe opalane gazem ziemnym, BK – bloki kondensacyjne; 1 – aktualnie eksploatowane i zdolne do eksploatacji (parametry pary: 25 MPa/540 C/560 C), 2 – bloki dla parametrów pary: 27 MPa/580 C/600 C)

Fig. 1. Expected growth of the efficiency of condensing units utilizing coal. UPG – Combined power plants utilizing natural gas; BK – Condensing unit; 1 – Being in operation (steam parameters: 25 MPa/540 C/560 C), 2 – Units for steam parameters: 27 MPa/580 C/600 C

zmniejszenie własnych potrzeb energetycznych oczyszczania spalin. Przedstawione dane wskazują, że klasyczny blok kondensacyjny opalany węglem może być nadal rozpatrywany jako poważny potencjał technologiczny. Jego dalszy rozwój wydaje się jednak ograniczony postępowaniem innych technologii węglowych oraz przy dostępności gazu ziemnego (przy obecnych cenach) rozwojem i zastosowaniem w szerszej skali układów gazowo–parowych.



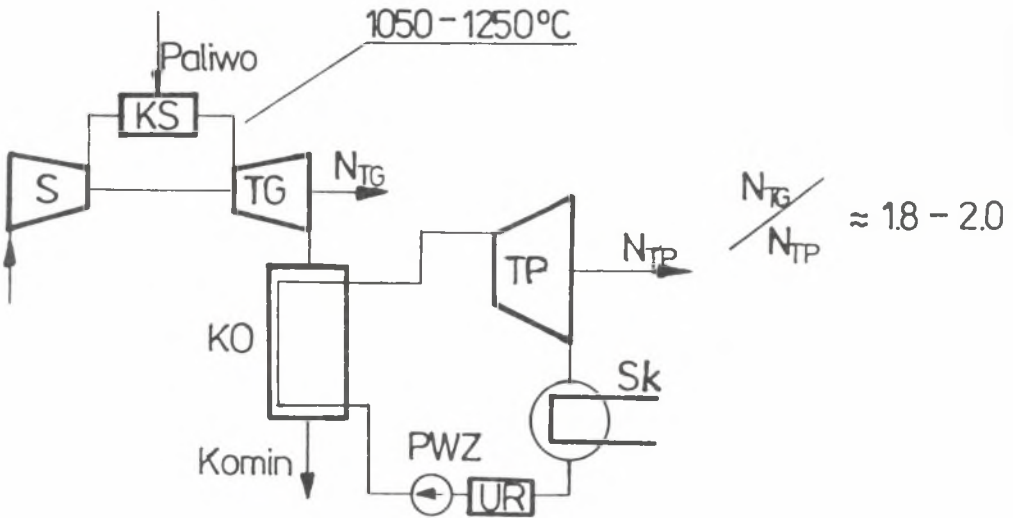
Rys. 2. Wpływ parametrów pary świeżej na sprawność bloków kondensacyjnych

Fig. 2. Influence of the steam parameters on the efficiency of condensing units

### 3. UKŁADY GAZOWO-PAROWE OPALANE GAZEM ZIEMNYM

Układ gazowo-parowy (UPG) będący kombinacją prostej jednowałowej instalacji turbiny gazowej spalającej gaz ziemny (spalanie wewnętrzne), kotła odzyskowego oraz kondensacyjnego układu parowego (rys. 3) jest prostym technologicznie oraz obecnie najefektywniejszym termodynamicznie, ekonomicznie i ekologicznie układem energetycznym. Sprawność netto eksploatowanych siłowni gazowo-parowych wynosi obecnie 52 ÷ 53% (zobacz np. El. Ambarli – Turcja, moc sumaryczna trzech bloków 1350 MW, turbina gazowa V 94.2 – KWU,  $N_{TG}/N_{TP} = 1,8 \div 2,0$ ). Oferowane przez czołowe firmy turbiny gazowe (ABB – turbiny GT24, 26 i GT 13 E2; GE – turbiny typu MS9001 FA; Siemens (KWU) – turbiny serii V.94; Westinghouse – turbiny serii 502 FCC)

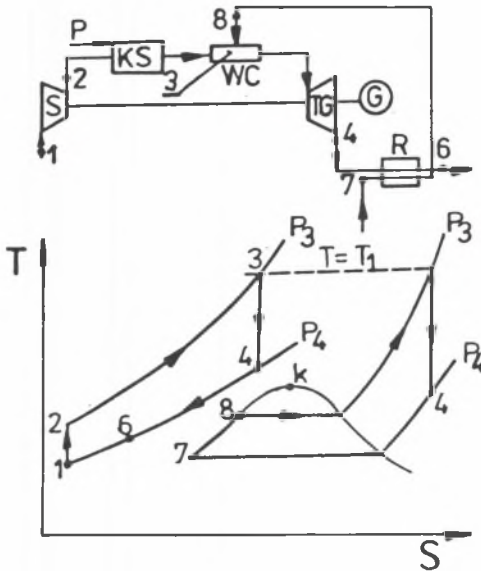
umożliwiają uzyskanie przy zastosowaniu trójprężnych kotłów odzyskowych i zoptymalizowanego układu turbiny parowej sprawności netto  $55 \div 56\%$ . Niektóre amerykańskie programy badawczo-rozwojowe zakładają uzyskanie po 2005 roku sprawności (odniesionej do dolnej wartości opałowej paliwa gazowego)  $60\%$  [11] (proponowany układ zawiera regenerację w części gazowej, chłodzenie międzykadłubowe w procesie sprężania i parowe chłodzenie turbiny gazowej).



Rys. 3. Prosty układ gazowo-parowy: S – sprężarka, KS – komora spalania, TG – turbina gazowa, KO – kocioł odzyskowy, TP – turbina parowa, SK – skraplacz, PWZ – pompa wody zasilającej, UR – układ regeneracji

Fig. 3. Simple combined installation

Obok tych układów (układów kombinowanych sprzężonych przez przepony wymiennik ciepła – kocioł odzyskowy) można rozpatrywać instalacje z wtryskiem pary do komory spalania (układy sprzężone przez mieszkankowy wymiennik ciepła, rys. 4 [np. 12], (obieg Chenga). Możliwe są także układy gazowe z regeneracją, co z jednej strony obniża optymalny stopień sprężu, a z drugiej prowadzi do wysokich sprawności. Synteza zalet obu możliwych rozwiązań jest widoczna w układzie turbiny gazowej z nawilżaniem powietrza przed komorą spalania (układ HAT – Humid Air Turbine), rys. 5 [4]. Sprawność netto takiego układu szacowana jest (przy obecnym stanie techniki) na około  $55\%$ . Podstawową wadą tego układu jest duże zapotrzebowanie wody oraz konieczna wysoka jakość wody kierowanej do nawilżacza. Termodynamiki



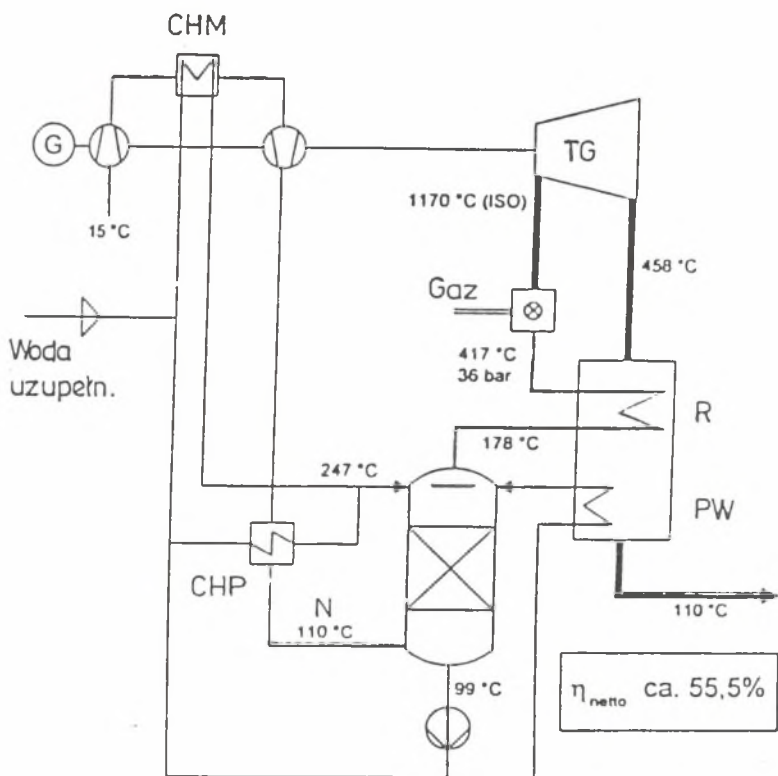
Rys. 4. Układ gazowo-parowy sprzężony przez mieszankowy wymiennik ciepła

Fig. 4. Combined gas-steam plant with mixing heat exchanger

czne i techniczne charakterystyki omawianego układu są między innymi sprawdzane, rozpatrując 250 MW instalację opartą na zastosowaniu silnika turbinowego FT 400 [13]. Jest jednak mało prawdopodobne, aby w najbliższej przyszłości rozwiązanie to było konkurencyjne dla prostszego technologicznie układu gazowo-parowego, zwłaszcza że opanowano sekwencyjne spalanie w jednopałowym układzie turbiny gazowej (turbina GT 24 lub GT 26 [14]).

#### 4. UKŁADY GAZOWO-PAROWE DWUPALIWOWE (GAZ ZIEMNY I WĘGIEL)

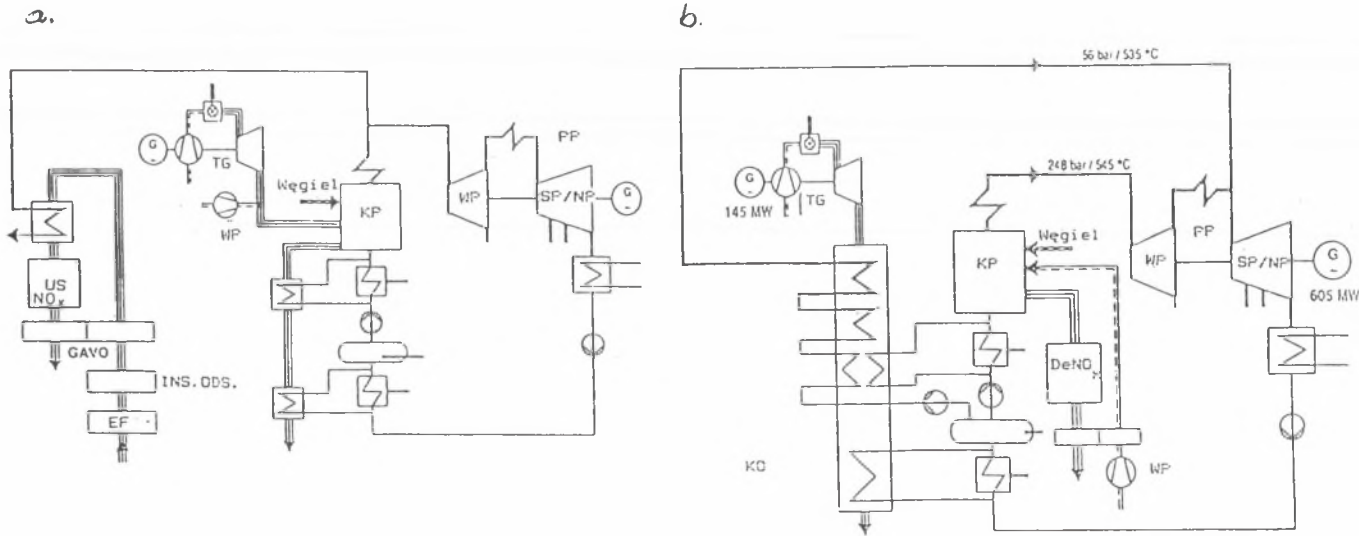
Rys. 6 pokazuje dwa charakterystyczne układy dwupaliwowe. Pierwszy z nich (rys. 6a) jest układem szeregowym czołowej turbiny gazowej i pyłowego kotła węglowego. Spaliny wylotowe z turbiny gazowej (zawierające  $13 + 15\%$  tlenu) są doprowadzone do palników kotła pyłowego. Praktycznym przykładem instalacji tego typu jest blok K w Elektrowni Werne (Gersteinwerk,



Rys. 5. Układ turbiny gazowej (HAT) z procesem nawilżania powietrza: CHM – chłodnica międzystopniowa, R – rekuperator, PW – podgrzewacz wody, CHP – chłodnica powietrza, TG – turbina gazowa, N – nawilżacz

Fig. 5. Humid air turbine system

Niemcy) [15]. Przy spalaniu węgla kamiennego ze średnią zawartością części lotnych układ musi być wyposażony w dodatkowy wentylator powietrza. Fakt ten, zwiększając potrzeby własne, obniża sprawność rozpatrywanej instalacji w porównaniu z UPG. Osiągalna sprawność jest rzędu  $45 \div 47\%$ . Wadą układu jest konieczność stosowania (przy istniejących i przewidywanych normach emisji) instalacji odsiarczania i odazotowania. Za zaletę układu można uważać stosunkowo dużą możliwość połączenia z istniejącymi blokami konwencjonalnymi. Układ jest szczególnie interesujący dla węgla brunatnych. Decyduje



Rys. 6. a. Układ z czołową turbiną gazową; b. Sprzężony układ dwupaliwowy (gaz, węgiel): TG – turbina gazowa, KP – kocioł parowy, WP – wentylator powietrza, WP, SP, NP – wysokopiętna, średniopiętna i niskopiętna część turbiny parowej, PP – przegrzewacz pary, KO – kocioł odzyskowy, INS. ODS – instalacja odsiarczania, GAVO – obrotowy wymiennik ciepła, EF – elektrofiltr

Fig. 6. a. System with primary gas turbine; b. Connected two-fuel system. TG – gas turbine, KP – steam boiler, WP – air fan, WP, SP, NP – steam turbine parts, PP – superheater, KO – heat recovery boiler, INS. ODS – desulphurization, GAVO – regenerative heat exchanger, EF – electrostatic precipitator



o tym duża zawartość części lotnych oraz dostateczna skuteczność stosowania metod czynnych usuwania  $\text{NO}_x$ .

Drugi układ (rys. 6b) jest rozpatrywany jako realny układ energetyczny od niedawna (początek lat 90.) [4]. Jest on sprzężeniem prostego układu gazowo–parowego z klasycznym układem parowym (z kotłem pyłowym). Sprawność rozpatrywanej instalacji jest wyższa niż układu z gazową turbiną czołową. Fakt ten wynika ze zmniejszenia straty wylotowej w rozważanym układzie. Podobnie jak technologia z turbiną czołową może on być brany pod uwagę zarówno przy modernizacji istniejących bloków, odbudowie ich mocy, jak i w budowie nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Jego sprawność jest porównywalna ze sprawnością UPG dla niskich stosunków  $\text{PTG}/\text{P}_{\text{blok}}$  [3, 4].

## 5. TECHNOLOGIE WĘGLOWE W UKŁADACH Z TURBINAMI GAZOWYMI

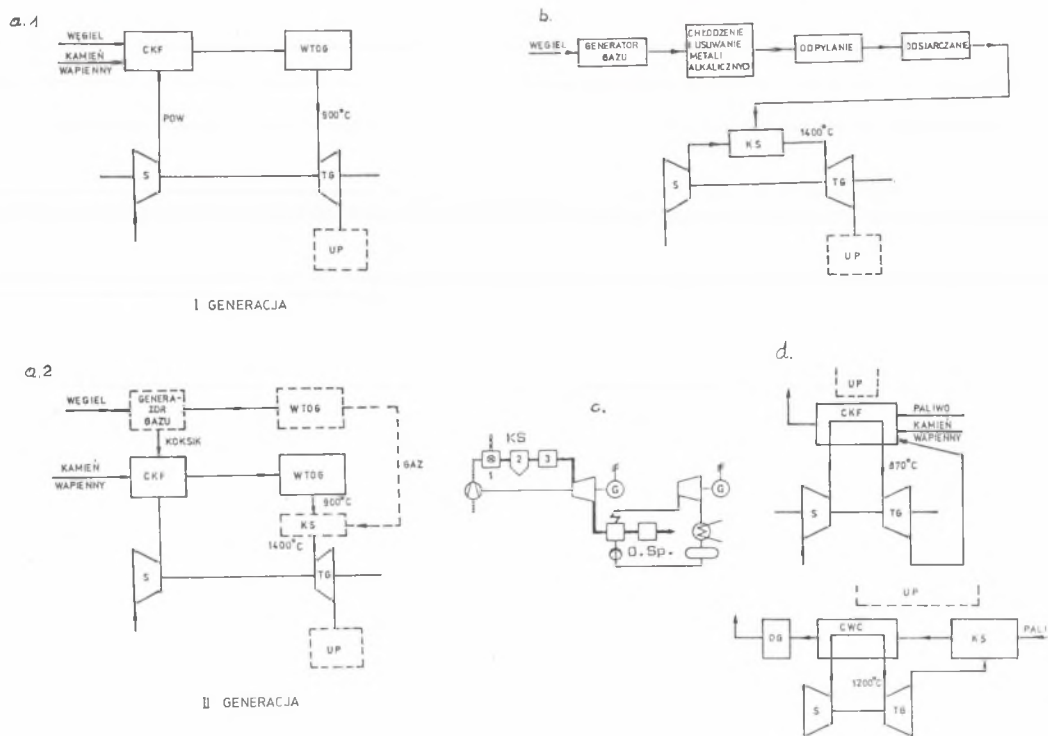
### 5.1. Ogólna klasyfikacja

W tej grupie technologii można wyróżnić (rys. 7):

- układy z ciśnieniowym spalaniem węgla w kotłach fluidalnych,
- układy gazowo–parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla,
- instalacje bezpośredniego spalania węgla w turbinie gazowej,
- zamknięty układ ze spalaniem zewnętrznym.

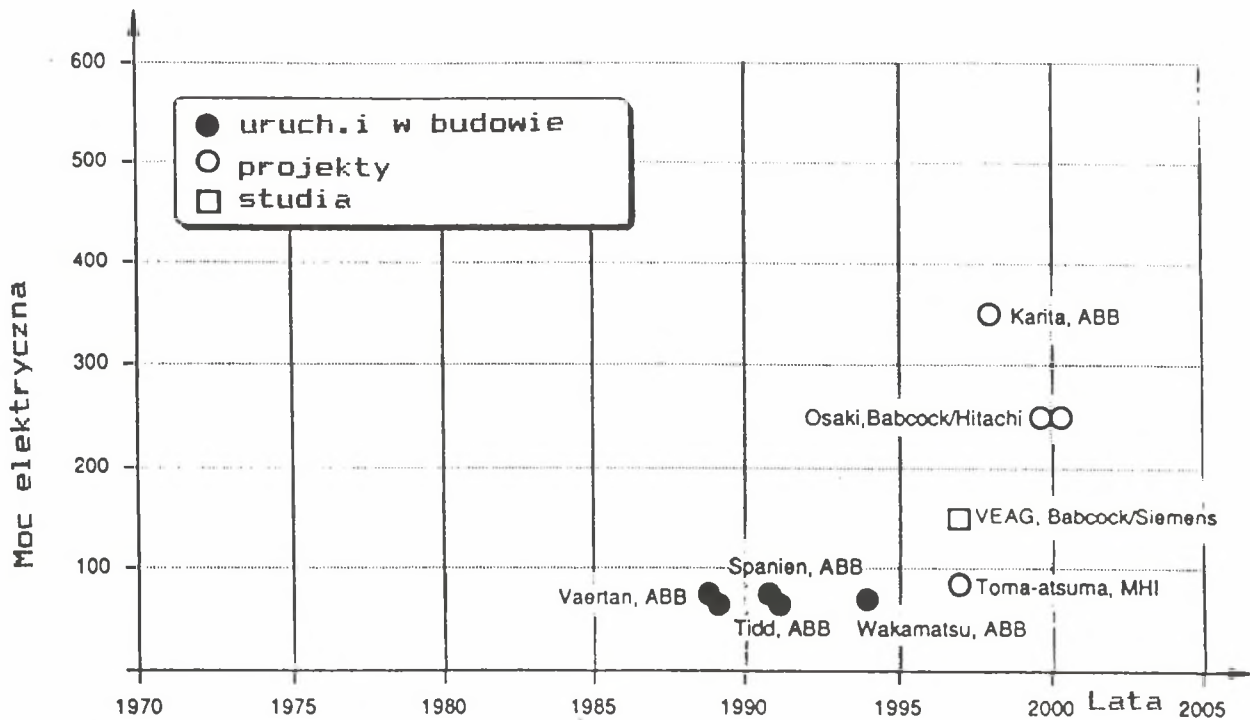
W stadiach budowy lub eksploatacji są głównie instalacje wchodzące w dwie pierwsze z wymienionych grup (rys. 8 i 9 [3, 4]). Porównanie ogólnych charakterystyk obu układów sugeruje przewagę technologiczno–eksploatacyjną technologii gazowo–parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla [2, 3]. Należy jednak pamiętać, że nie dysponujemy dotąd wszystkimi danymi (zwłaszcza ekonomicznymi) dla dokonania pełnej analizy obu układów. Mimo to pewne fakty wydają się bezsporne. I tak: układ z ciśnieniowym kotłem fluidalnym (ze złożem stałym) w swym klasycznym rozwiązaniu (bez nadbudowy gazowej lub połączenia ze zgazowaniem węgla) jest mało konkurencyjny z punktu widzenia sprawności i wartości mocy jednostkowej. Zastosowanie cyrkulacyjnego (większa elastyczność przy zmiennym obciążeniu, większe obciążenie cieplne do  $60 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{m}^2$ ) kotła fluidalnego zwiększa konkurencyjność tego rozwiązania.

Szczególnie interesujące są własności tego układu w przypadku spalania paliwa o dużej zawartości wilgoci (np. węgla brunatnego). Odparowana woda zwiększa bowiem strumień masy czynnika i moc turbiny gazowej (i w konsekwencji stosunek  $\text{P}_{\text{TG}}/\text{P}_{\text{TP}}$ ), co prowadzi do wzrostu sprawności całego układu. Sugerowane sprawności rzędu  $45 + 47\%$  są następstwem rozbudowy układu parowego i wysokich parametrów pary świeżej (bloków nadkrytycznych) [4].



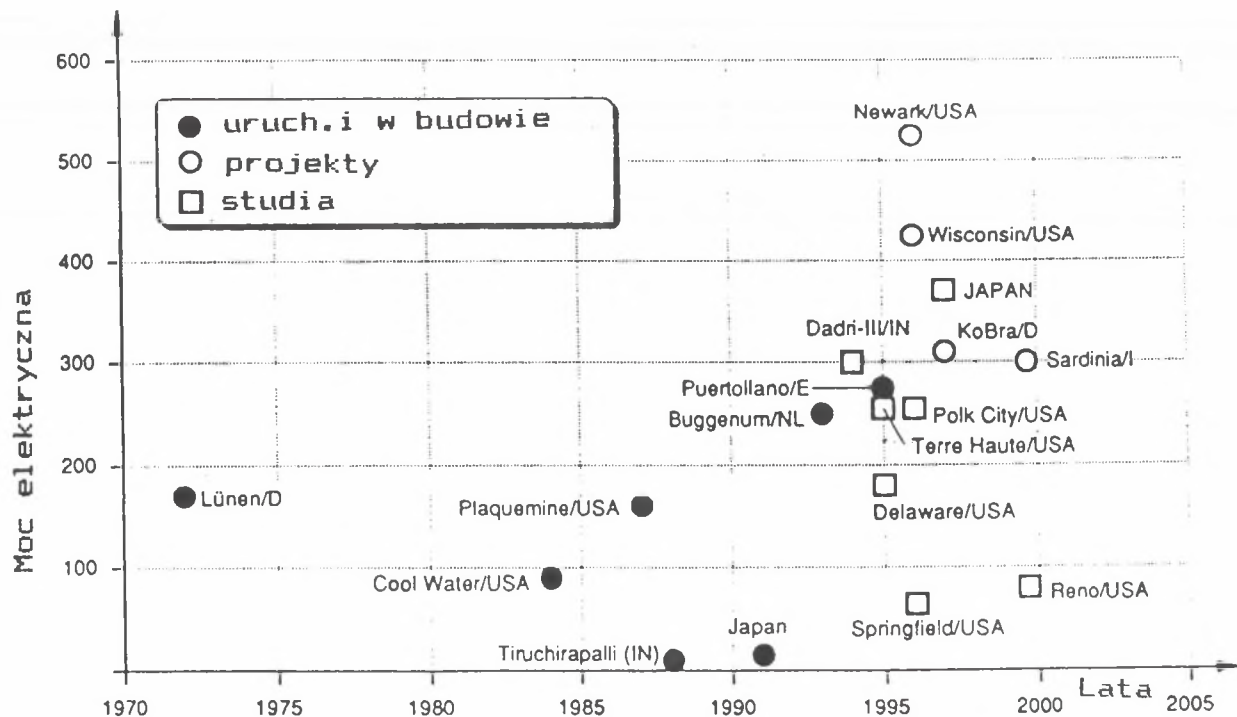
Rys. 7. a. Ciśnieniowe spalanie węgla w kotle fluidalnym, b. Instalacja połączona ze zgazowaniem węgla, c. Bezpośrednie spalanie węgla w turbinie gazowej, d. Zamknięte układy ze spalaniem zewnętrznym. CKF – ciśnieniowy kocioł fluidalny, WTOG – wysokotemperaturowe oczyszczanie gazu, S – sprężarka, TG – turbina gazowa, UP – układ parowy, KS – komora spalania, CWS – ceramiczny wymiennik ciepła, OG – oczyszczanie gazu

Fig. 7. a. PFBC; b. Coal – gasification system; c – Coal combustion in the gas turbine; d. External combustion cycle. CKF – PFBC – boiler, WTOG – high temperature gas cleaning, S – compressor, TG – gas turbine, UP – steam system, KS – combustion chamber, CWS – ceramic heat exchanger, OG – gas cleaning



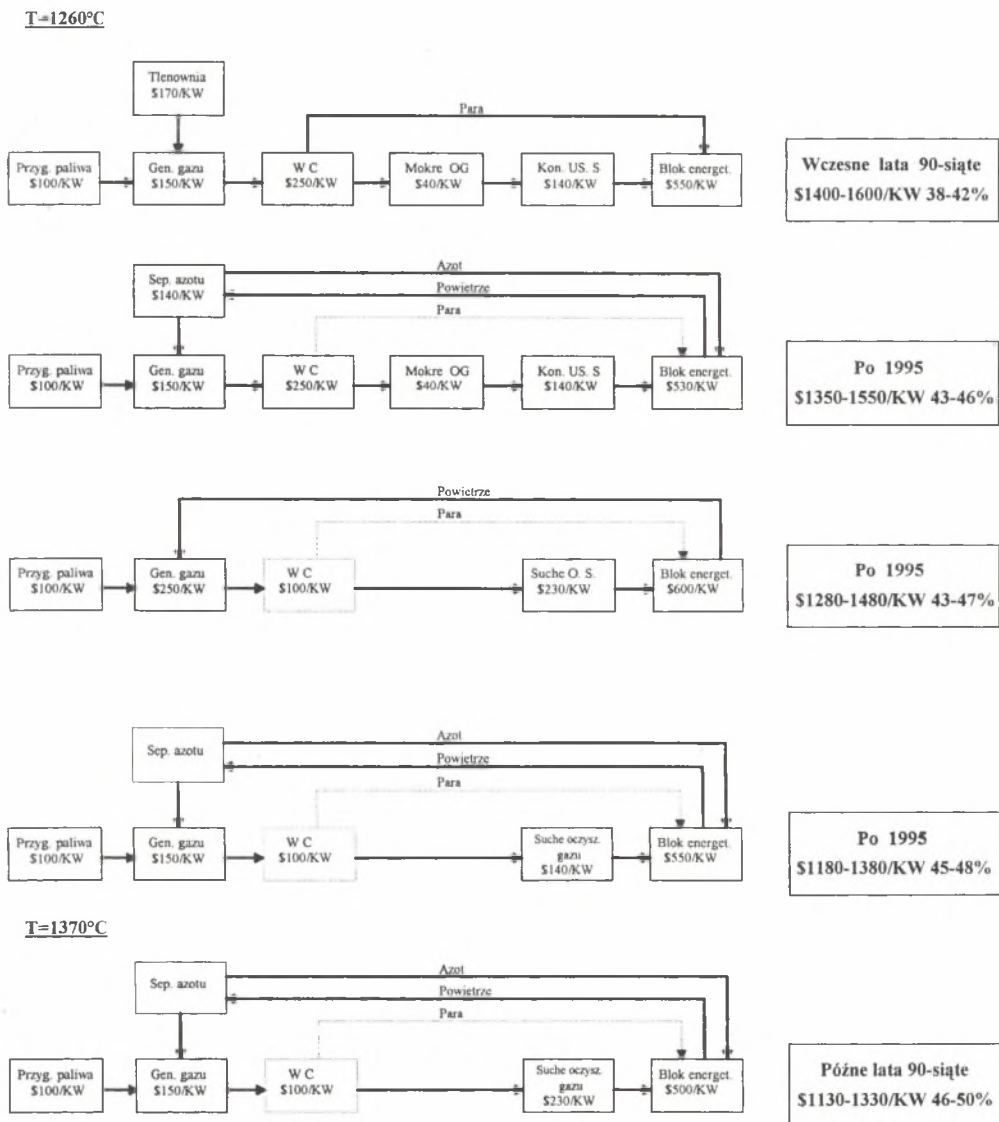
Rys. 8. Instalacja z ciśnieniowymi kotłami fluidalnymi (uruchomione, w budowie, planowane i będące przedmiotem studiów)

Fig. 8. PFBC systems (in operation, in construction, planned and investigated)



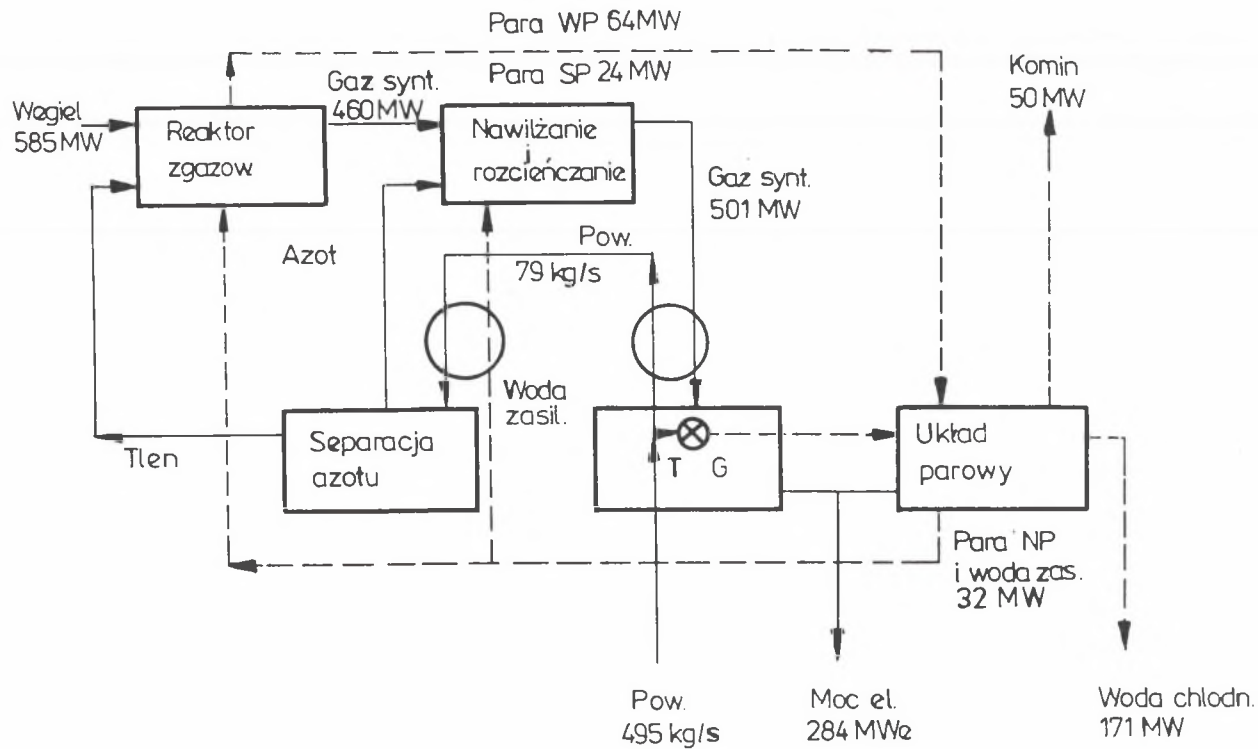
Rys. 9. Instalacje ze zgazowaniem węgla (uruchomione, w budowie, planowane i będące przedmiotem studiów)

Fig. 9. Coal – gasification systems (in operation, in construction, planned and investigated)



Rys. 10. Ogólne schematy układów gazowo-parowych połączonych z instalacją zgazowania węgla

Fig. 10. Coal gasification combined cycle plants



Rys. 11. Uproszczony schemat technologiczno-energetyczny instalacji gazowo-parowej zintegrowanej ze zgazowaniem węgla o mocy 250 MW (Buggenum, Holandia)

Fig. 11. Simplified technological scheme of 250 MW combined cycle integrated with coal gasification in Buggenum

## 5.2. Układy gazowo–parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla

Technologia zgazowania węgla, sposób utylizacji ciepła w generatorze gazu oraz sposób oczyszczania spalin decydują o strukturach obecnie budowanych i planowanych instalacji ze zgazowaniem węgla. Ogólne schematy tych układów z oceną kosztów poszczególnych węzłów przedstawia rys. 10. Informuje on także o przewidywanych okresach technologicznej dojrzałości poszczególnych rozwiązań. Główny wysiłek badawczy i konstrukcyjny koncentrowany jest wokół problemów oczyszczania gazu oraz optymalizacji struktury układu cieplnego. Obok technologii zgazowania całkowitego opracowano także procesy i instalacje odgazowania częściowego, które stanowią podstawę między innymi tzw. hybrydowych układów energetycznych [np. 16]. Rys. 11 przedstawia uproszczony schemat technologiczno–energetyczny uruchomionej na początku 1994 roku instalacji o mocy 250 MW z Buggenum (Demkolec, KV–STEG, [17], Holandia).

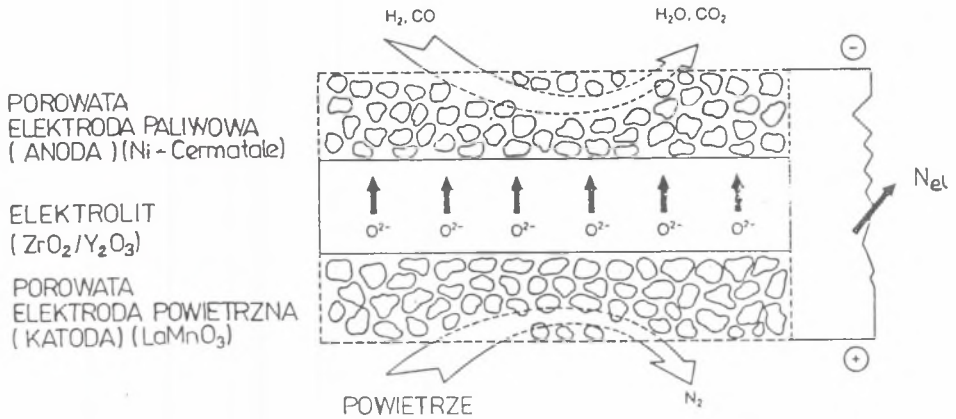
Szerszą dyskusję możliwych układów ze zgazowaniem węgla zawierają opracowania [1, 2, 5, 6].

## 6. OGNIWA PALIWOWE – NOWY POTENCJAŁ TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH

Powodem dużej uwagi poświęcanej różnym rodzajom ogniw paliwowych jest przekonanie o możliwości budowy instalacji energetycznych o zróżnicowanym zakresie mocy i sprawności przekraczającej 60%. Aktualnie, duże znaczenie mają przedsięwzięcia badawcze i technologiczne służące praktycznemu wprowadzeniu instalacji energetycznych opartych na ogniwach typu MCFC (Molten carbonate fuel cell, ogniwa z elektrolitem w postaci kąpieli węglanowej) oraz SOFC (Solid oxide fuel cell, gdzie elektrolit stanowi odpowiednia kompozycja cermetaliczna) [18 – 20]. Oba rodzaje ogniw należą do grupy ogniw wysokotemperaturowych (MCFC –  $650 \div 750^{\circ}\text{C}$ , SOFC –  $850 \div 1000^{\circ}\text{C}$ ); co umożliwi ich sprzężenie z klasycznymi układami parowymi lub gazowo–parowymi. Istotną cechą ich rozwoju jest możliwość zastosowania gazu generowanego w procesie odgazowania węgla. Schemat funkcjonowania ogniwa typu SOFC przedstawia rys. 12 [7]. Potencjał energetyczny ogniwa tego rodzaju dobrze oddają dane przedstawione na rys. 13 [8].

## 7. CHARAKTERYSTYKI EKONOMICZNE I EKOLOGICZNE NOWYCH TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH

Jak już stwierdzono, jedną z motywacji rozwoju nowych technologii energetycznych jest ograniczenie ich wpływu na środowisko naturalne.



Rys. 12. Ogólny schemat działania ogniwa paliwowego ze stałym elektrolitem (SOFC)

Fig. 12. Scheme of SOFC fuel cell

Dane pokazane na rys. 14 umożliwiają względne porównanie emisji SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, płynów i odpadów stałych dla podstawowych technologii dyskutowanych w tym artykule. Związane z tym koszty obciążenia środowiska dla bloku 500 MW można prześledzić na podstawie rys. 15 [2].

Porównanie emisji CO<sub>2</sub> pokazano na rys. 16 [4]. Porównanie kosztów inwestycyjnych określonych według aktualnych analiz (1993) zestawiono na rys. 17 [4]. Wskazują one na wyraźną przewagę UPG z gazem ziemnym oraz porównywalne koszty inwestycyjne dla pozostałych technologii.

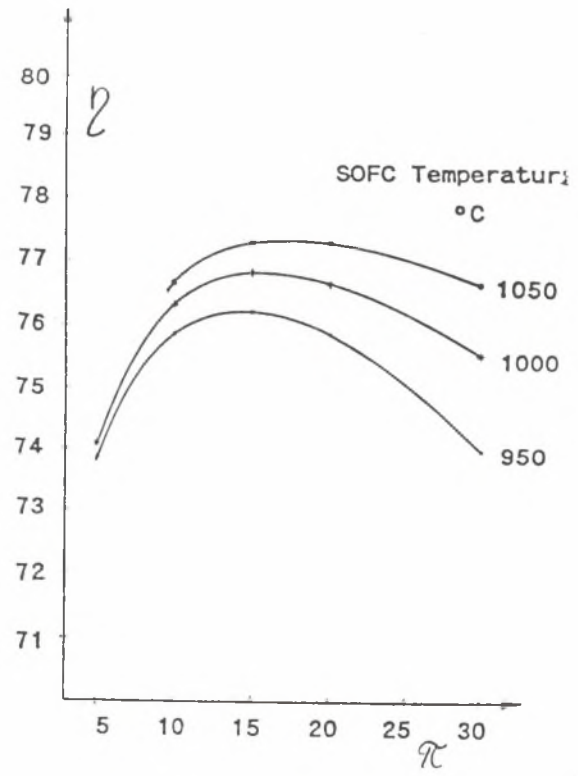
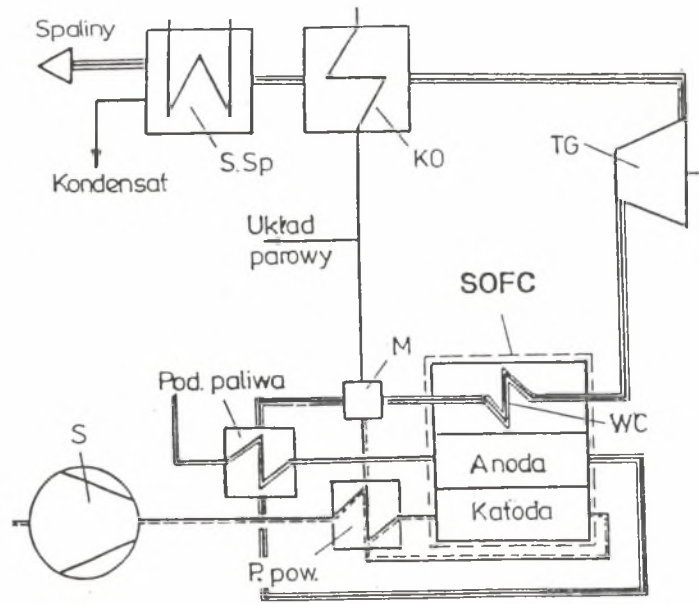
Odrębnym problemem jest prognozowanie konkurencyjności rozpatrywanych technologii w przyszłości.

Rys. 18 zaczerpnięty z [21] przedstawia pewną opcję konkurencyjności opracowaną dla trzech wariantów cen paliwa gazowego (warunki USA).

## 8. UWAGI KOŃCOWE

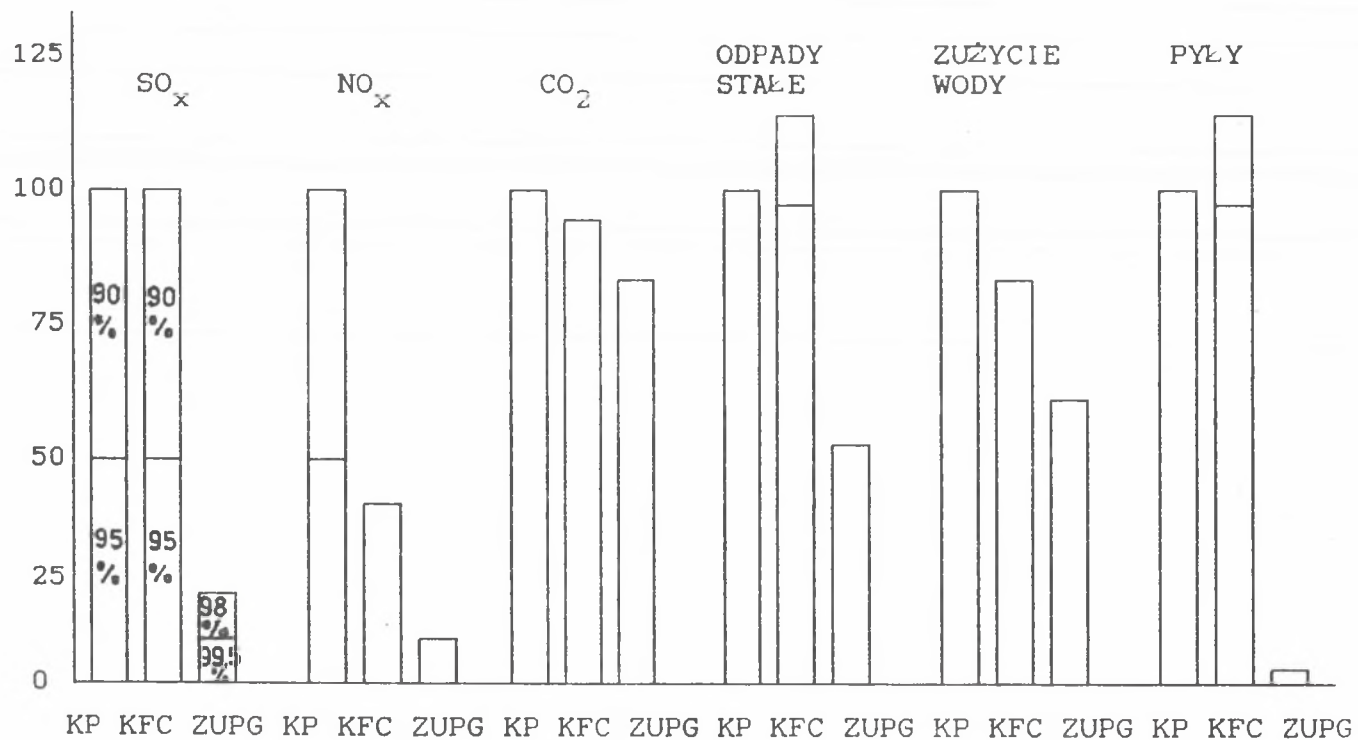
- Dla obecnych warunków spalanie gazu ziemnego w układach gazowo–parowych jest najefektywniejsze ekonomicznie i ekologicznie.
- Następuje dalszy rozwój technologiczny bloków kondensacyjnych.
- W krajach o wysokim rozwoju gospodarczym opracowano wiele propozycji technologicznych umożliwiających racjonalniejsze (z ekonomicznego i ekologicznego punktu widzenia) energetyczne wykorzystanie węgla.





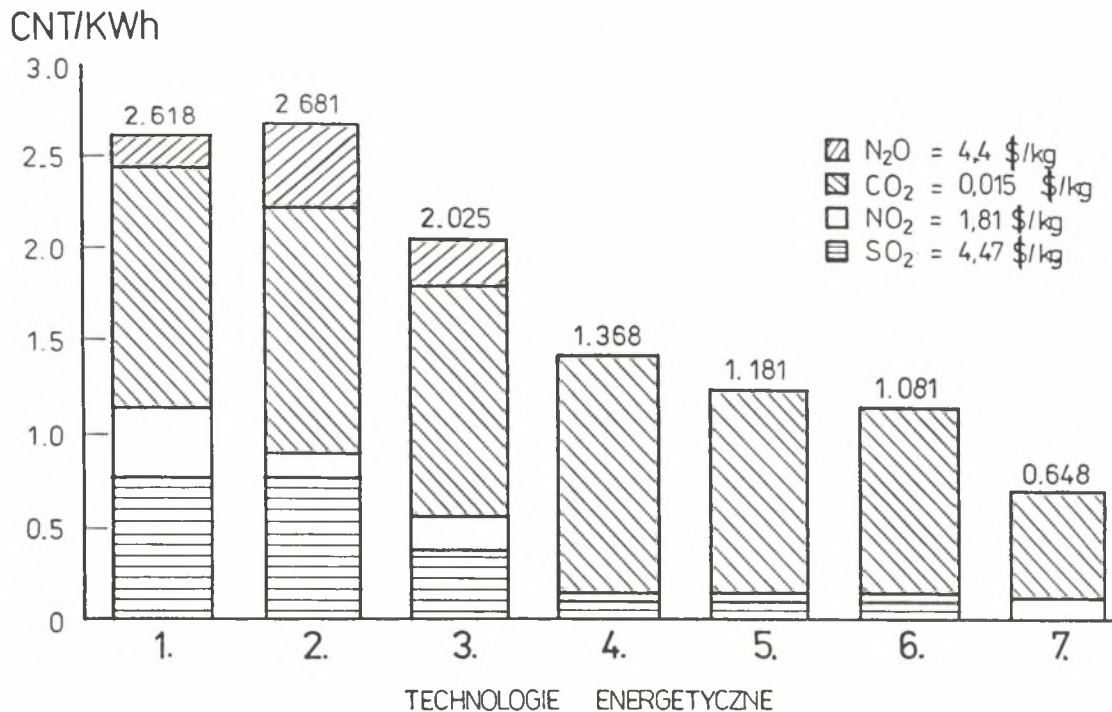
Rys. 13. Ogólny schemat instalacji ogniwa paliwowego sprzężonej z układem gazowo-parowym oraz prognozowana sprawność układu

Fig. 13. Process flow diagram of SOFC combined plant and your efficiency



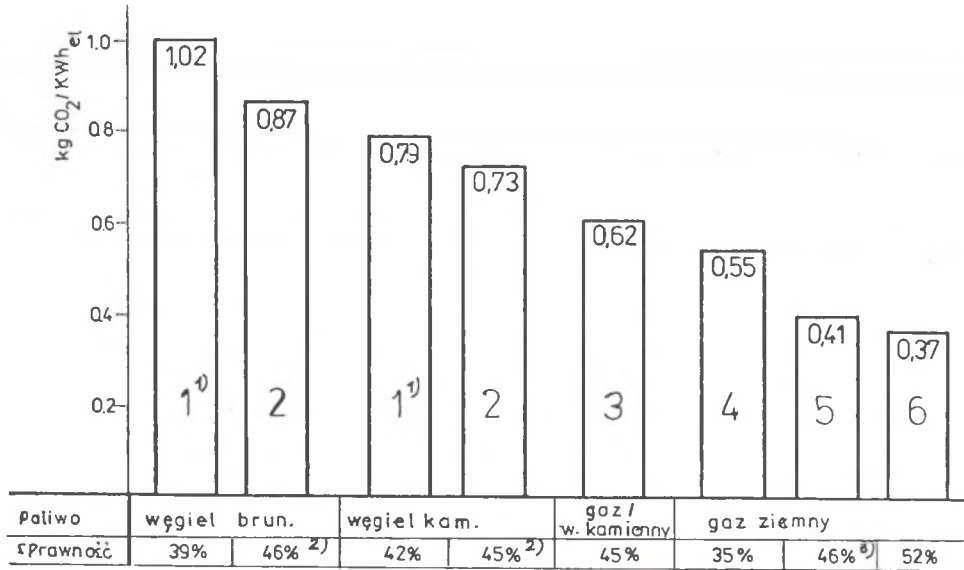
Rys. 14. Emisja zanieczyszczeń. KP – blok kondensacyjny, KFC – kocioł fluidalny ciśnieniowy, ZUPG – instalacja gazowo–parowa ze zgazowaniem węgla

Fig. 14. Emission the pollutants: KP – conventional condensation umt, KFC – PFBC, ZUP – combined cycle coal gasification plant



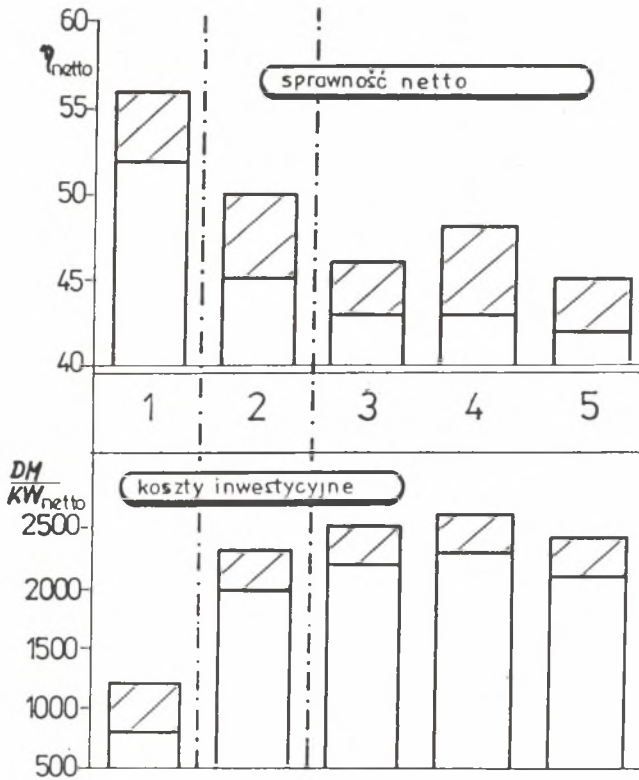
Rys. 15. Porównanie kosztów obciążenia środowiska: 1. Instalacja z kotłem pyłowym i oczyszczaniem spalin, 2. Instalacja z atmosferycznym kotłem fluidalnym, 3. Instalacja z ciśnieniowym kotłem fluidalnym, 4–6. Różne generacje układów zintegrowanych ze zgazowaniem węgla, 7. Układ gazowo-parowy opalany gazem ziemnym

Fig. 15. Environmental costs: 1. Pulverized fuel fired boiler and flue gas cleaning, 2. Atmospheric fluidized bed boiler, 3. PFBC, 4–6. Various combined cycle coal gasification plants, 7. natural gas fired combined cycle plant



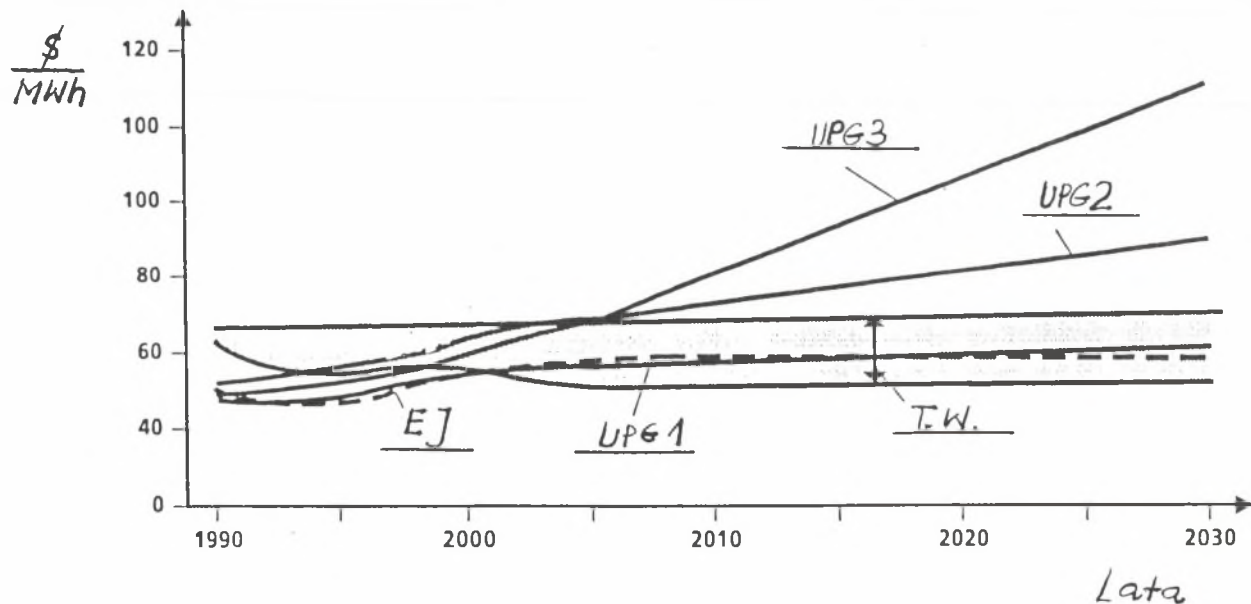
Rys. 16. Porównanie emisji CO<sub>2</sub> dla różnych paliw i technologii energetycznych: 1. Blok kondensacyjny, 2. Układ gazowo-parowy ze zgazowaniem węgla, 3. Sprzężony układ dwupaliwowy, 4. Turbina gazowa, 5. Sprzężony układ jednopaliwowy, 6. Układ gazowo-parowy, 1) – z instalacją oczyszczania spalin, 2) – sprawność termiczna, 3) –  $P_{TG}/P_{TP} = 4/1$

Fig. 16. CO<sub>2</sub> emissions for various fuels and technologies: 1. Condensing unit, 2. Combined cycle coal gasification plant, 3. Two-fuel connected system, 4. Gas turbine, 5. Single fuel connected system, 6. Combined cycle. 1) with flue gas cleaning, 2) thermal efficiency, 3)  $P_{TG}/P_{TP} = 4$



Rys. 17. Koszty inwestycyjne i sprawność różnych technologii energetycznych. 1 – Układ gazowo–parowy opalany gazem ziemnym, 2 – Sprzężony układ dwupaliwowy (gaz/węgiel kamienny), 3 – Blok kondensacyjny, 4 – Układ gazowo–parowy ze zgazowaniem węgla, 5 – Układ z ciśnieniowym kotłem fluidalnym

Fig. 17. Capital investment and the efficiency of various power generation technologies: 1. natural gas fired combined cycle plant, 2. two–fuel connected system (gas, hard coal), 3. condensing unit, 4. combined cycle coal gasification plant, 5. PFBC



Rys. 18. Konkurencyjność różnych technologii energetycznych w zależności od ceny gazu. UPG1 – bardzo powolny wzrost cen gazu ziemnego, UPG2 – normalny wzrost cen gazu ziemnego, UPG3 – wysoki wzrost cen gazu ziemnego, EJ – energetyka jądrowa, TW – technologie węglowe (w obszarze pasma mieszczą się różne technologie)

Fig. 18. Competition of the various technologies versus of the natural gas price. UPG1 – low rise of gas natural price, UPG2 – normal rise of price, UPG3 – high rise of price, EJ – nuclear power plants, TW – coal technologies

- Wiele z nich stanowi sprawdzoną podstawę dla modernizacji istniejących elektrowni, odbudowy mocy i budowy nowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Mogą one także stanowić interesujące propozycje dla polskiej energetyki.
- W Polsce, z powodu braku konsekwentnej strategii rozwoju nowych (własnych) technologii energetycznych, proces modernizacji energetyki jest opóźniony.
- Należy oczekiwać dużego współzawodnictwa między poszczególnymi firmami na rynku nowych technologii. Ostateczna selekcja zależeć będzie od poziomu rozwiązań technicznych, skuteczności eliminacji zagrożeń ekologicznych i zasobów kapitałowych umożliwiających budowę instalacji demonstracyjnych oraz cen paliwa, głównie gazu ziemnego.
- W rozwiązaniu polskich zadań energetycznych ważną rolę powinny spełniać środowiska naukowo-techniczne wskazujące na kierunki rozwoju i wdrożenia nowych technologii.

## LITERATURA

- [1] Clean Coal Technology. Demonstration Program US Department.
- [2] Todd D.M.: Clean Coal Technologies for Gas Turbines. GE Power Generation, GER-36508, 1992.
- [3] Chmielniak T., Thamm J.: Nowe technologie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla modernizacji, rekonstrukcji i budowy nowych źródeł. ZN Politechniki Śląskiej, s. Energetyka, z. 120, Gliwice 1994.
- [4] Rukes R.: Kraftwerkskonzepte für fossile Brennstoffe. VDI Bericht 1029. VDI Verlag, 1993.
- [5] Miller A., Lewandowski J.: Układu gazowo-parowe na paliwo stałe. WNT Warszawa, 1993.
- [6] Kraftwerkstechnik 2000. Vorträge VGB – Konferenz 21/22 Februar 1990 (VGB-TB 120).
- [7] Erdle E.: Hochtemperatur – Brennstoffzelle SOFC – Stand der Forschung für eine neue Technik zur Stromerzeugung. VDI – Berichte 1029, 1993, 249–259.
- [8] Winkler W.: Systemuntersuchungen von Kraftwerkskonzepten mit Brennstoffzellen. VDI – Berichte 1029, 1993.
- [9] Schemenau W., van den Berg C.: Fortschrittliche Kohlekraftwerke. VDI Berichte 1029, 1993, 61–77.
- [10] Leitner R.: Überkritische Dampferzeuger: Auslegungskriterien und Betriebserfahrungen. BWK, Bd 36, 3, 1984, 71–82.
- [11] Baunister R. L. i inni: Development requirements for an advanced gas turbine system. ASME Paper 94-GT-388.

- [12] Chmielniak T.: Obiegi termodynamiczne turbin ciepłych. Ossolineum, 1988.
- [13] Day W.H., Rao A.D.: FT 4000 HAT: A 250 MW Class Aeroderivative Gas Turbine. Presented at the Tenth Annual EPRI Conf. on Gasification Power Plants, October, 1991.
- [14] Neuhoff H., Thoren K.: GT 24 i GT 26 gas turbines – sequential combustion the key to high efficiencies. ABB Review, 2/94, 4–7.
- [15] Gästenkors Th., Köster K.: Erfahrungen und Ergebnisse einer vierjährigen Betriebes des 765 – MW – Kombi – Blockes mit Steinkohlefeuerung im Kraftwerk Werne. VGB Kraftwerkstechnik 69, H. 5, 1965, 483–490.
- [16] Weinzierl K.: Weiterentwicklung des kombinierten Gas Dampfturbinen–Kraftwerkes (GDK) mit integrierter Kohlenvergasung. VGB Kraftwerkstechnik 69, H. 7, 1989, 635–640.
- [17] Zon G.D.: Coal gasification for electricity generation. DEMKOLEC, ref. wygł. na Międzynarodowym Kongresie Turbin Gazowych w Hadze (1994).
- [18] Wendt H., Plzak V.: Brennstoffzellen, Daten, Entwicklungslinien. (Herg. H. Wendt, V. Plzak). Brennstoffzellen, VDI Verlag, Düsseldorf, 1990, s. 1–25.
- [19] Wendt H., Rohland R.: Electricity Generation by Fuel Cells. Kerntechnik, 56, 1991, 161–166.
- [20] Wendt H., Böhme O., Leidich F.U.: Prozesstechnik von Brennstoffzellenkraftwerken der Karbonat – Schmelzentechnik. VDI Berichte 1029, 1993, 231–249.
- [21] Braun M., Kleinschmidt D.: Kohlentechnologien im Wettbewerb. Beitrag zum Deutsch – Polnischen Expertentreffen. Ustroń – Zawodzie 9/10 Mai 1991.

Recenzent: Dr hab. inż. Marek PRONOBIS

Wpłynęło do Redakcji: 10. 03. 1995 r.

## Abstract

The paper presents a review of power generation techniques using organic fuels. Economical and ecological characteristics have been analyzed emphasizing the coal–gasification combined cycles. The analysis results in following conclusions:



- 
- continuous development of conventional condensation units is observed,
  - a significant number of advanced technologies for better utilization of coal is demonstrated. Many of those technologies can be used for modernization, repowering as well as for new power plants,
  - Poland having not a consequent strategy of own technological development, is regressed in the modernization,
  - strong competition between the companies on new technology market is expected. Final selection will depend on commercial maturity and capital capacity, which make possible to construct demo–installations.