



**POLSKA AKADEMIA NAUK**  
**Instytut Badań Systemowych**

# **ENERGIA, ŚRODOWISKO | EKONOMIA**

**Wiesław Ciechanowicz**

Warszawa 1995



**ENERGIA, ŚRODOWISKO**  
**I**  
**EKONOMIA**

**Wiesław Ciechanowicz**

Warszawa 1995

Opiniodawcy: Prof. dr hab. inż. Jan Łach  
Prof. dr hab. inż. Jan Madejski  
Członek rzeczywisty PAN

Wydano z wykorzystaniem dotacji  
KOMITETU BADAŃ NAUKOWYCH



~~Bibl. polska~~ 43297

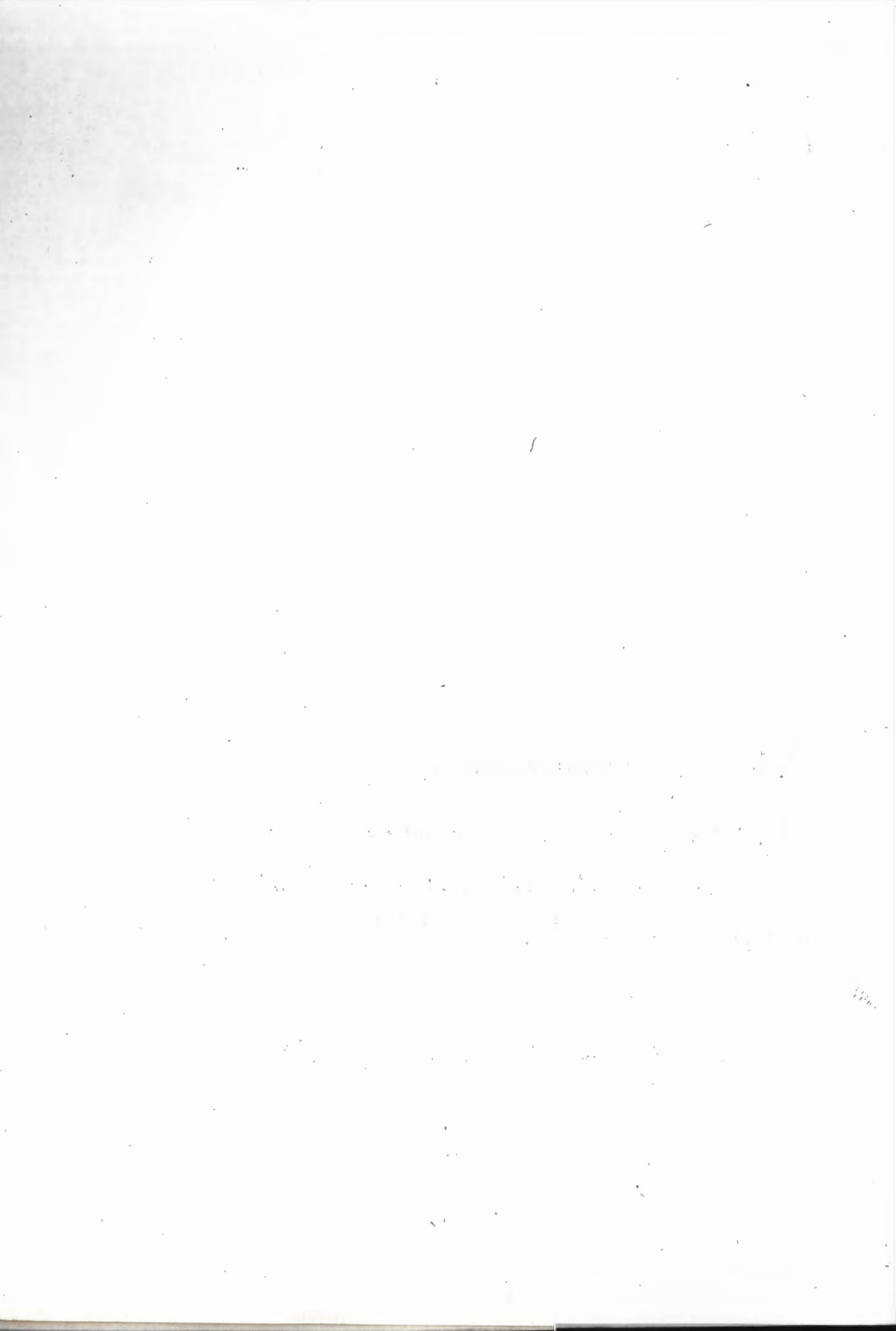
Wykonano z oryginałów tekstowych dostarczonych przez autora

© Instytut Badań Systemowych PAN, Warszawa 1995

ISBN 83-85847-06-5

Mojemu wychowawcy

Janowi Semce – bojującemu o polskość Ziemi  
Sztumskiej w czasie plebiscytu, Żołnierzowi Armii Krajowej,  
a następnie więźnowi politycznemu PRL.



# Wstęp

Celem niniejszej monografii jest omówienie zbioru źródeł energii i zbioru technologii jej użytkowania z punktu widzenia możliwości rozwoju sektorów konsumentów i producentów energii. Kładzie się przy tym nacisk na problematykę ochrony środowiska, a także warunki ekonomiczne wprowadzenia tych technologii i źródeł energii do gospodarki narodowej.

Energia jest podstawą rozwoju społeczeństwa. Poziom jej konsumpcji w dużym stopniu świadczy o postępie w rozwoju sił wytwórczych społeczeństwa, a także o postępie technologicznym. Okres lat 1950-70 charakteryzował się szybkim wzrostem konsumpcji energii. Jeżeli podczas całego okresu rozwoju cywilizacji, ludzkość zużytkowała energię w ilości równoważnej ponad 250 mld ton węgla, to 2/3 tej ilości przypada na lata po drugiej wojnie światowej. W 1985 roku łączne zużycie paliw kopalnych, a więc: węgla, ropy i gazu, stanowiło - w przeliczeniu na węgiel - około 11 miliardów ton. Przewiduje się, że zapotrzebowanie na energię może osiągnąć w przeliczeniu na węgiel: 13-15 mld ton w 2000 roku i 40-80 mld ton rocznie przy końcu XXI wieku. W sprostaniu przewidywanemu wzrostowi zapotrzebowania na energię w okresie następnych 30-50 lat znaczny udział będą zapewne miały paliwa kopalne. Znaczący udział może mieć także energia jądrowa, ale pod warunkiem, że będzie akceptowana przez społeczeństwo. Można oczekiwać, że będzie również wzrastał udział takich źródeł odnawialnych, jak energia: słoneczna, biomasy i wiatru.

Obok problemu energii powstaje i narasta problem środowiska naturalnego. W szerokim sensie jest on rozumiany jako związane z użytkowaniem energii, bezpośrednio lokalne oddziaływanie na zdrowie ludzkie, a to poprzez wpływ kwaśnych deszczów, oraz wpływ na biosferę i zmianę klimatu planety w wyniku narastania efektu cieplarnianego, powodowanego emisją dwutlenku węgla do atmosfery.

Z każdym rokiem stają się coraz bardziej zauważalne zagrożenia destrukcji bilansów ekologicznych tak w sensie globalnym jak i lokalnym. Przyczyna takiej sytuacji tkwi we wzrastającym zużyciu energii i strukturze zużycia jej nośników. Powstaje więc pytanie: **Co należy zrobić dziś, ażeby zachować naturę w przyszłości?** Rozwiązania problemu należy poszukiwać między innymi poprzez opracowywanie odpowiednich technologii użytkowania energii i wykorzystywania jej odnawialnych źródeł. Wymagać to jednak będzie niemałych nakładów finansowych. Powstaje więc obok problemu energii i środowiska problem ekonomii. Te trzy wzajemnie powiązane problemy mogą być rozwiązywane z punktu widzenia rozwoju gospodarki narodowej za pomocą badań systemowych, na podstawie których będzie możliwe:

1. *oszacowanie konsekwencji rozwoju sektorów konsumentów i producentów energii dla określonych scenariuszy rozwoju tych sektorów,*
2. *zweryfikowanie czy gospodarka narodowa będzie w stanie ponieść wyżej wymienione konsekwencje przy założonym scenariuszu rozwoju gospodarki,*  
a następnie
3. *w wyniku oceny regionalnego rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń powietrza atmosferycznego zasugerowanie regionalnej lokalizacji technologii redukcji zanieczyszczeń.*

Wśród szeregu decydentów i pewnej części społeczeństwa panuje konserwatywne przekonanie, iż w warunkach krajowych najkorzystniejsze są dotychczasowe technologie wykorzystywania paliw kopalnych, które są ponadto łatwo akceptowalne. Natomiast kwestia

wykorzystywania energii słonecznej, wiatru czy biomasy jest wciąż traktowana marginesowo, co po części wynika z braku odpowiednich informacji. Jednym z celów niniejszej monografii jest próba przynajmniej częściowego naświetlenia tej tak ważnej problematyki. Rozważane są bowiem zagadnienia: energii, środowiska i ekonomii, które coraz większego znaczenia nabierają w znajdywaniu odpowiedzi na następujące pytanie:

**Jakiego rodzaju decyzje winny być podjęte dziś, ażeby zapewnić w przyszłości odpowiednie warunki rozwoju gospodarki narodowej?**

Chciałbym wyrazić wdzięczność Panom: Profesorowi Janowi Madejskiemu i Profesorowi Janowi Łachowi – recenzentom niniejszej monografii – za szczegółowe i wnikliwe uwagi.

Dziękuję również moim kolegom z Instytutu Badań Systemowych PAN: dr. Piotrowi Holnickiemu, dr. Leonowi Stomińskiemu i mgr. Zygmuntowi Uhrynowskiemu oraz Panu mgr. Wiktorowi Lisowiczowi za pomoc w redagowaniu pracy.

Wiesław Ciechanowicz



## Rozdział 6

### Technologie paliw kopalnych

*W rozdziale omawia się technologie wykorzystywania paliw kopalnych, w tym technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła, technologie ogniw paliwowych, technologie produkcji syntetycznych paliw gazowych i ciekłych.*

#### 6.1 Uwagi wstępne

W rozważaniach objętych rozdziałem 2-gim i 3-cim podano między innymi, że jedna z możliwości zmniejszenia emisji zanieczyszczeń powietrza, a także strat ciepła na rzecz otoczenia, kryje się w stosowaniu odpowiednich niekonwencjonalnych technologii źródeł energii odnawialnych i nieodnawialnych. W rozdziale 4-tym omówiono technologie wykorzystywania energii jądrowej rozszczepienia i syntezy, a następnie rozdział 5-ty poświęcono technologiom źródeł energii odnawialnych. Tematem niniejszego rozdziału są technologie paliw kopalnych jako technologie źródeł energii nieodnawialnych. Rozważa się technologie konwencjonalne i niekonwencjonalne produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także syntetycznych paliw gazowych i paliw ciekłych. Omawiając poszczególne technologie wyjaśnia się, w miarę posiadanych informacji zasadę: stan rozwoju, efekty ekonomiczne i wpływ na środowisko.

#### 6.2 Technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła

Zgodnie z informacjami podanymi w rozdziale 3-cim mechanizmami poszanowania energii w elektrowniach węglowych mogą być:

1. obniżenie temperatury spalania w wyniku stosowania technologii:
  - spalania fluidalnego,
  - zgazowywania węgla,
2. wprowadzania do podstawowego obiegu parowego Rankine'a:
  - tak zwanego obiegu podwyższającego - urządzenia pozwalającego wykorzystywać część entalpii gazów spalinowych, wytwarzając energię elektryczną, zanim gazy te zostaną przekazane do kotła parowego stowarzyszonego z turbiną parową, poprzez stosowanie dodatkowo:
    - turbiny, w której czynnikiem pracującym jest potas,
    - turbiny gazowej,
    - generatora magnetohydrodynamicznego MHD,
    - tak zwanego obiegu obniżającego - urządzenia pozwalającego bardziej efektywnie wykorzystywać entalpię w zakresie niskich temperatur, aniżeli można tego dokonać stosując turbinę parową, poprzez stosowanie turbin organicznych.

Mając powyższe na uwadze, omawiany zbiór technologii produkcji energii elektrycznej i ciepła będzie obejmować:

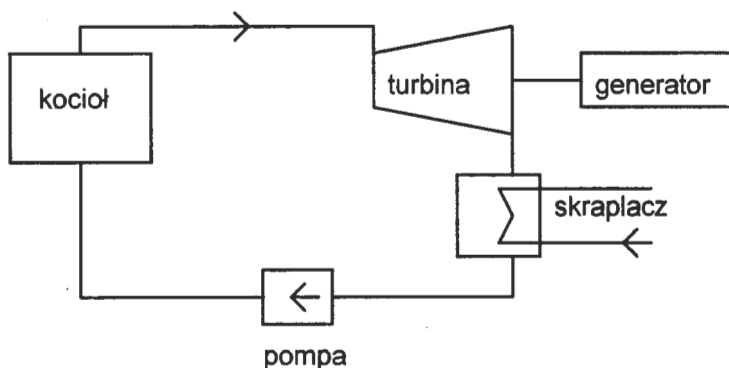
1. elektrownie konwencjonalne,
2. elektrownie ze spalaniem fluidalnym,

3. układ spalania bezpośredniego węgla, generatora MHD i turbiny parowej,
4. niskokaloryczne zgazowywanie węgla w połączeniu z układem turbiny gazowej i parowej,
5. elektrociepłownię,
6. ogniwa paliwowe.

### 6.3 Elektrownie konwencjonalne

Proces wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach parowych, opalanych węglem, olejem lub gazem, obejmuje trzy etapy:

1. wytwarzanie ciepła w wyniku spalania paliw kopalnych w kotle parowym, które jest wykorzystywane w produkcji wysokotemperaturowej pary przy wysokim ciśnieniu,
2. przemiana entalpii pary w energię kinetyczną rotora turbiny,
3. przemiana energii kinetycznej rotora w energię elektryczną.



Rys. 6.1 Schemat elektrowni kondensacyjnej

Rys. 6.1 pokazuje schemat obiegu parowego, którego głównymi elementami jest kocioł, turbina i kondensator. Ciepło odbierane schładzanej wodzie w kondensatorze jest usuwane do środowiska. Może to następować w wyniku bezpośredniego schładzania wodą z rzeki lub jeziora, względnie przez pośrednie schładzanie w chłodniach kominowych. Proces z bezpośrednim schładzaniem bieżącą wodą charakteryzuje się mniejszymi stratami, a tym samym wyższą sprawnością, w porównaniu do procesu, w którym stosuje się pośrednie schładzanie. W rzeczywistości obieg parowy zawiera wiele elementów nie pokazanych na rys. 6.1. Do nich należą między innymi:

- przegrzewacz pary, w którym para nasycona jest przegrzewana w kotle,
- przegrzewacz międzystopniowy, który jest umieszczony za turbiną wysokoprężną (turbina zazwyczaj składa się z trzech części; wysokoprężnej, średnioprężnej i niskoprężnej, a każda z części ma kilka do kilkunastu stopni),
- podgrzewacza wody zasilającej kocioł, który wykorzystuje ciepło gazów wylotowych,
- podgrzewacze regeneracyjne wody zasilającej, realizowane przez pobieranie pewnej ilości pary z turbiny podczas przemiany rozprężania, co modyfikuje obieg Rankine'a, pozwalając na pewne zbliżenie do sprawności obiegu Carnota,
- podgrzewacz powietrza doprowadzanego do paleniska, wykorzystujący ciepło gazów wylotowych.

Olej opałowy lub gaz są wdmuchiwane z powietrzem do komory spalania poprzez dysze. Węgiel przed spalaniem jest przeważnie mielony na bardzo drobne ziarna. W wyniku

spalania węgla powstaje popiół i żużel. Znacznym usprawnieniem w elektrowniach opalanych węglem stanowi palenisko posiadające właściwości cyklonu. Skruszony węgiel jest podawany na jednym końcu poziomego cylindra. Powietrze jest wdmuchiwane stycznie do obwodu cylindra wymuszając spalanie w zawirowaniu. Korzyści takiego rozwiązania są następujące:

- redukcja zawartości popiołu w gazach wylotowych,
- zmniejszanie energochłonności przygotowania paliwa, ponieważ zastępuje się proces mielenia kruszeniem węgla,
- redukcja rozmiarów paleniska.

### **Wpływ na środowisko**

W czasie eksploatacji elektrownia na paliwa kopalne emituje, w mniejszym lub większym stopniu w zależności od rodzaju paliwa, do atmosfery następujące zanieczyszczenia: pył, tlenki siarki i azotu, tlenek węgla, węglowodory i dwutlenek węgla. W tabelicy 6.1 zestawiono wielkość emisji, w kG/GJ wytwarzanego nośnika energii, wyżej wymienionych zanieczyszczeń dla elektrowni opalanych węglem, olejem opałowym i gazem. Możliwości redukcji emisji do atmosfery tych zanieczyszczeń omawia się poniżej.

Tablica 6.1 Wielkość emisji zanieczyszczeń powietrza przez elektrownie konwencjonalne opalane węglem, olejem opałowym i gazem [6.1].

zanieczyszczenia w g/kWh	elektrownie opalone węglem	elektrownie opalone olejem	elektrownie opalone gazem
pył	1,26	0,33	~ 0
NO <sub>x</sub>	2,59	2,30	1,8
SO <sub>x</sub>	9,68	7,60	~ 0
CO	0,17	0,03	0,04
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	0,04	0,08	0

**Popiół.** Emisję popiołu można częściowo zredukować stosując paleniska posiadające właściwości cyklonu. Inne rozwiązania to stosowanie filtrów mechanicznych lub elektrostatycznych. Należy jednak pamiętać, że odpowiednie urządzenie redukujące na przykład 98 % pyłu emituje pozostałe 2 % najdrobniejszych cząstek pyłu najbardziej groźnych dla zdrowia ludzkiego, o czym była mowa w rozdziale 2.

**Tlenki siarki.** Wielkość emisji SO<sub>x</sub> jest uzależniona od zawartości siarki w paliwie. W przypadku elektrowni konwencjonalnej mały wpływ na redukcję emisji może mieć konstrukcja lub eksploatacja kotła. Nie jest możliwe usunięcie siarki przed lub podczas spalania, co byłoby najbardziej efektywne. Możliwe jest usuwanie siarki w elektrowni konwencjonalnej z gazów wylotowych. Spośród wielu znanych procesów najbardziej efektywnym okazał się "proces płukania". W procesie tym gaz przechodzi przez materiał reagujący z dwutlenkiem siarki, tworząc odpowiednie związki, składowane na haldzie lub częściowo wykorzystywane. Materiałem reagującym może być: wapno, magnez, sól, amoniak lub cytrian sodu [6.2].

**Tlenki azotu.** Rodzaj konstrukcji i sposób eksploatacji kotła konwencjonalnego może mieć znaczący wpływ na wielkość emisji tlenków azotu. Niezależnie od tego istnieje możliwość bezpośredniego usuwania NO<sub>x</sub> z gazów wylotowych poprzez płukanie ich amoniakiem lub potasem. Należy zauważyć, że proces tworzenia NO<sub>x</sub> podczas spalania nie jest dotychczas całkowicie poznany. Wiadomo zasadniczo, że za tworzenie NO<sub>x</sub> są odpowiedzialne dwa mechanizmy. Pierwszy mechanizm dotyczy przypadku, w którym źródłem tworzenia NO<sub>x</sub>

jest azot zawarty w paliwie. Drugi mechanizm wykorzystuje azot zawarty w powietrzu uczestniczącym w spalaniu i zaczyna działać powyżej temperatury 1600°C [6.2].

## 6.4 Elektrownie ze spalaniem fluidalnym

Istotą technologii fluidalnego spalania węgla jest przepływ gorącego powietrza przez gorące złoża piasku i popiołu, do którego wstrzykuje się węgiel. Zaletą tej technologii jest:

- możliwość spalania węgla zasiarzonego,
- uzupełnianie złoża w wapno lub dolomit, co pozwala wiązać w 95 % siarkę zawartą w węglu,
- podwyższenie sprawności spalania węgla o około 3,5 %,
- mniejsze rozmiary elektrowni i krótszy cykl inwestycyjny ze względu na modułową strukturę palenisk ze złożem fluidalnym,
- zlikwidowanie problemu zużła, ponieważ temperatura spalania jest poniżej temperatury zlepiania popiołu.

Rozróżnia się złoża fluidalne atmosferyczne i ciśnieniowe. Drugie jest utrzymywane pod ciśnieniem 0,4 - 1 MPa. Dodatkowymi zaletami złoża ciśnieniowego są:

- zwiększanie sprawności spalania,
- zmniejszone rozmiary paleniska,
- mniejsza emisja  $\text{NO}_x$ .

Wymaga to jednak włączenia do układu złoża fluidalnego sprężarki i turbiny gazowej.

Rys. 6.2 przedstawia schemat układu złoża atmosferycznego i obieg Rankine'a turbiny parowej. Na rys. 6.3 podano schemat układu elektrowni obejmujący złożo fluidalne ciśnieniowe i obieg Rankine'a turbiny parowej.

**Stan rozwoju.** Technologia spalania fluidalnego ze złożem atmosferycznym zgodnie z [6.2] jest osiągalna w krajach przynależnych do Międzynarodowej Agencji Energii począwszy od 1990 roku, w USA od 1993 roku. Technologia spalania fluidalnego ze złożem ciśnieniowym była osiągalna w Szwecji od 1989 roku, ma być osiągalna w USA od 1998 roku.

W Oak Ridge National Laboratory i w General Electric, USA, prowadzono prace badawcze nad opanowaniem układu turbiny potasowej i parowej ze złożem fluidalnym atmosferycznym o mocy 1200 MW, którego schemat podano na rys. 6.4 [6.3]. Ciekły potas może przejść w stan pary w rurach umieszczonych w złożu fluidalnym. Topi się w temperaturze 65°C, a zaczyna parować w temperaturze 760°C. Podstawową niepewnością jest korozja rur odparowywacza potasu powodowana produktami spalania węgla zawierającego siarkę.

### **Znaczenie, wpływ na środowisko.**

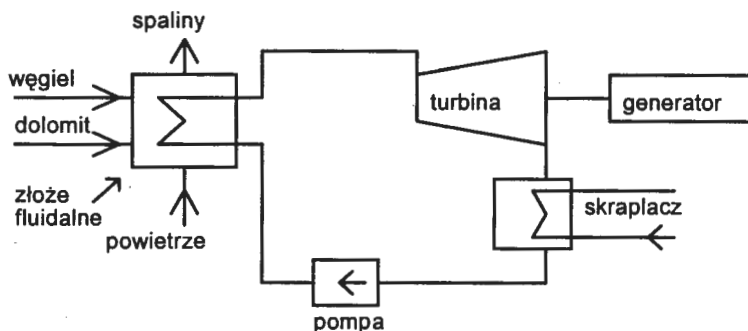
Technologię spalania fluidalnego wykorzystuje się w RFN także do likwidacji hałd górniczych w celu [6.4]:

- spalania resztek węgla zawartych w hałdach,
- wytwarzania materiałów budowlanych.

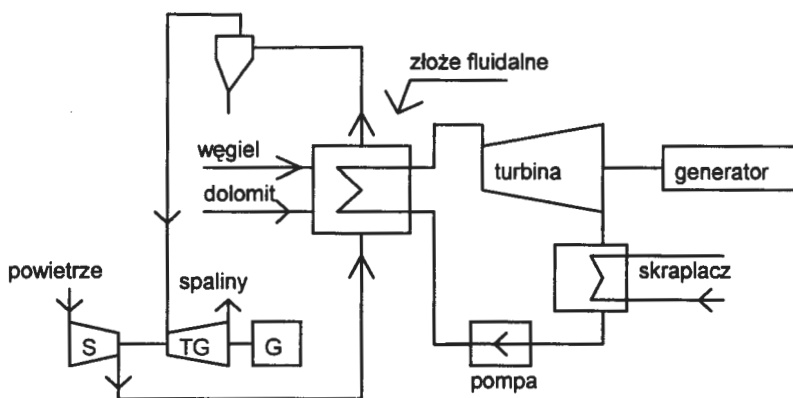
Oznacza to możliwość, w wyniku stosowania spalania fluidalnego, zlikwidowania problemu zużła i likwidacji hałd górniczych.

W układzie mieszanym turbiny potasowej i parowej istnieje możliwość uzyskania 48 % sprawności ogólnej elektrowni, ponadto:

- zmniejszy się prawie dwukrotnie zanieczyszczenie termiczne środowiska w stosunku do elektrowni konwencjonalnych,
- będzie możliwe stosowanie suchych chłodni kominowych nie wymagających wody, ponieważ sprawność termiczna układu turbiny potasowej i parowej jest mało wrażliwa na temperaturę upustu ciepła.



Rys. 6.2 Schemat układu złoża atmosferycznego i obiegu Rankine'a turbiny parowej.



Rys. 6.3 Schemat układu elektrowni obejmujący złoże fluidalne ciśnieniowe i obiegu Rankine'a turbiny parowej.

Stosowanie spalania ze złożem fluidalnym przyczyni się do zmniejszenia zanieczyszczeń środowiska poprzez wiązanie siarki zawartej w węglu i zmniejszenie emisji tlenków azotu.

### 6.5 Układ spalania bezpośredniego węgla, generatora MHD i turbiny parowej

W 1831 roku Michael Faraday odkrył, że w przewodniku elektrycznym, który poruszając się w polu magnetycznym przecina linie sił pola, powstaje prąd elektryczny. Zjawisko to występuje zarówno w przewodnikach stałych jak ciekłych lub gazowych. W prądnicach wykorzystuje się przewodniki stałe, natomiast w generatorach magneto hydrodynamicznych (MHD) głównie zjonizowany gaz stanowiący plazmę niskotemperaturową, a także metal ciekły lub jego parę. Jonizacja gazu do stanu plazmy

polega na oderwaniu elektronu od atomu w wyniku dostarczonej atomowi pewnej ilości energii na skutek ogrzania gazu do odpowiedniej temperatury.

Rozróżnia się układ otwarty i zamknięty. W palenisku układu otwartego zachodzi bezpośrednie spalanie węgla w atmosferze powietrza uprzednio podgrzanego w wymienniku ciepła do temperatury 1650°C. Daje to możliwość uzyskania spalin o temperaturze 2500 - 2700°C wymaganej dla uzyskania jonizacji. Gorące spaliny wzbogacone solami potasu, dla nadania im odpowiedniej własności elektrycznych, spełniają w generatorze rolę czynnika roboczego. Gorący gaz z komory generatora stanowi źródło ciepła dla obiegu parowego elektrowni.

**Stan rozwoju.** Zgodnie z danymi zawartymi w [6.2] opanowanie przemysłowe elektrowni MHD, zasilanych węglem kamiennym o otwartym obiegu, może nastąpić w USA w 2005 roku, a w Japonii w 2010 roku.

**Efekty ekonomiczne.** Oceniono [6.3], że badania naukowe mają wymagać nakładów finansowych rzędu 1 miliarda \$ (1976r.)

**Znaczenie.** Ze względu na przewidywaną sprawność ogólną około 50 % istniałaby możliwość zaoszczędzenia znacznych ilości węgla.

**Wpływ na środowisko.** Bezpośrednie spalanie węgla w wysokiej temperaturze oraz dodawanie posiewu niesie wysoki stopień potencjalnego zagrożenia zanieczyszczeniem środowiska. Jednak rzeczywista emisja zanieczyszczeń może być sprowadzona do znacznie niższego poziomu. Szacuje się, że emisja tlenków siarki odniesiona do jednostki produkowanej energii elektrycznej będzie blisko dziesięciokrotnie mniejsza, zaś pyłu i tlenków azotu porównywalna z emisją elektrowni konwencjonalnej [6.5].

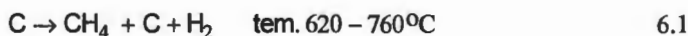
## 6.6 Niskokaloryczne zgazowywanie węgla w połączeniu z układem turbiny gazowej i parowej

Gaz niskokaloryczny, uzyskany w procesie niskokalorycznego zgazowywania węgla, może stanowić paliwo w omawianej elektrowni, a także może służyć jako półprodukt w procesie wysokokalorycznego zgazowywania węgla do produkcji paliw syntetycznych ciekłych i gazowych. Podobne znaczenie ma gaz średniokaloryczny. Mając to na uwadze, omówi się poniżej w niniejszym paragrafie równocześnie technologie niskokalorycznego i średniokalorycznego zgazowywania węgla.

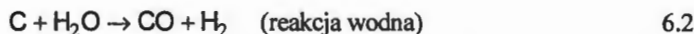
### 6.6.1 Zgazowywanie niskokaloryczne węgla

Ogólnie proces zgazowywania niskokalorycznego obejmuje następujące reakcje:

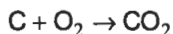
1. utlenianie węgla w atmosferze wodoru



2. zgazowywanie węgla



### 3. spalanie węgla



6.4

Proces zgazowywania zachodzi w reaktorach gazyfikujących - gazyfikatorach. Istnieje wiele rozwiązań technologicznych gazyfikatorów osiągalnych przemysłowo i będących przedmiotem opanowywania przemysłowego. Można zatem dokonać pewnego wyróżnienia charakterystyk tych gazyfikatorów, które można podzielić z punktu widzenia wybranego rodzaju gazyfikatora na:

- niezależne,
- zależne.

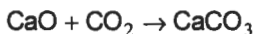
Niezależnymi charakterystykami są:

1. metoda dostarczania ciepła: bezpośrednia lub pośrednia,
2. rodzaj czynnika gazyfikującego:
  - para z powietrzem lub tlenem,
  - powietrze,
  - wodór lub wodór z parą,
3. typ reaktora gazyfikującego z punktu widzenia działania złoża, a więc o:
  - złożu usypowym,
  - złożu fluidalnym,
  - złożu przepływowym,
  - złożu ciekłym,

Zależne charakterystyki to:

1. temperatura reakcji,
2. własności gazu dotyczące:
  - składu,
  - stosunku  $\text{H}_2/\text{CO}$ ,
  - wartości opalowej, gdzie rozróżnia się wartość opalową górną, oznaczaną przez  $W_g$  i wartość opalową dolną, oznaczaną przez  $W_d$ , którą stanowi  $W_g$  pomniejszona o ukryte ciepło parowania wody, tworzącej się podczas spalania,
3. pozostałości stałe w postaci:
  - popiołu,
  - żuźla,
  - nieprzetworzonego węgla.

W większości gazyfikatorów ciepło wymagane do zajścia reakcji endotermicznej (podczas której należy doprowadzić do układu pewną ilość ciepła) węgla z parą, rów. 6.2, i reakcji Boudouarda rów.6.3, jest wytwarzane w wyniku spalania węgla. Ciepło można również dostarczać pośrednio wykorzystując reakcję egzotermiczną (podczas której układ reagujący oddaje do otoczenia pewną ilość ciepła) o następującej postaci



6.5

co czyni się w reaktorze zwanym  $\text{CO}_2$  Acceptor.

Ogólne zasady działania poszczególnych typów reaktorów przedstawia się poniżej.

**W reaktorze ze złożem usypowym** węgiel jest dostarczany do górnej części gazyfikatora. Przesuwa się w dół w czasie, gdy para i powietrze względnie tlen są doprowadzane do komory w dolnej części gazyfikatora. Gazy przemieszczają się do góry poprzez złożo węgla. Złożo jest podtrzymywane przez ruszt.

**W reaktorze ze złożem fluidalnym** stosuje się węgiel w postaci zmielonej. Powietrze lub tlen wspólnie z parą zasilają reaktor od dołu. Złoże fluidalne powstaje w wyniku utrzymywania granulek węgla poprzez siły wyporu, spowodowane przepływem wytwarzanych gazów.

**W reaktorze ze złożem przeplywowym** tlen lub powietrze wspólnie z parą unosi węgiel (o granulkach średnicy  $75 \mu\text{m}$ ), który jest wtryskiwany poprzez dyszę do komory spalania gazyfikatora. Gorące produkty gazowe mogą także być użyte do unoszenia węgla i w tym samym czasie gazyfikują go. Najistotniejszą zaletą omawianego reaktora jest to, że działa w wysokich temperaturach. Ze względu na wysokie temperatury wszystkie lotne materiały utleniają się, co czyni duże zapotrzebowanie na tlen. W reaktorze tym można gazyfikować wszystkie gatunki węgla.

**W reaktorze ze złożem ciekłym** węgiel jest rozmieszczony w ciekłym medium, które uczestniczy w gazyfikacji i działa jako źródło ciepła.

**Stan rozwoju.** Zbiór reaktorów zgazowywania niskokalorycznego obejmuje następujące reaktory:

1. ze złożem usypowym:
  - Lurgi, opanowany przemysłowo,
  - Wellman-Galusha, opanowany przemysłowo,
  - USERDA (ERDA-Morganatown, Energy Research Center),
  - Gegas (General Electric Company),
2. ze złożem fluidalnym:
  - Winkler, opanowany przemysłowo,
  - Syntham, U-Gas, Westinghouse - instalacja pilotowa,
3. ze złożem przeplywowym:
  - Babcock - Wilcox, moc 40 MW, uruchomiony w 1980,
  - Koppers - Totzek, moc 15 MW, uruchomiony w 1978, nadal ulepszany,
  - Foster - Wheeler, moc 40 MW, uruchomiony w 1981-85,
4. ze złożem ciekłym, będących przedmiotem studiów prowadzonych przez firmy M.W.Kelbog i Atomic International. Prace eksperymentalne prowadzono w Atomic Technology Corporation.

**Reaktor Lurgi** znalazł dotychczas największe zastosowanie w przemyśle od chwili, gdy został opanowany przemysłowo. Jest chłodzony wodą, działa pod ciśnieniem 2 MPa, temperatura złoża w zależności od jego kompozycji jest w granicach 1500 - 1800°C. Wymaga dużej ilości pary. Znaną są trzy generacje reaktorów Lurgi, obejmujące okresy 1936-54, 1952-65, 1969 do chwili obecnej. Przetwarza wszystkie gatunki węgla.

**Reaktor Wellman-Galusha** został opanowany przemysłowo w 1940 roku. Znalazł zastosowanie w wielu krajach. Jest reaktorem o małej przepustowości, działa przy ciśnieniu bliskim ciśnieniu atmosferycznemu. Temperatura spalania wynosi 1300°C. Przetwarza wszystkie gatunki węgla.

**Reaktor Winkler** został opanowany przemysłowo przed drugą wojną światową. Był wykorzystywany do wytwarzania gazu wysokokalorycznego, który stanowił paliwo w produkcji energii elektrycznej i surowiec w syntezie amoniaku.

**Reaktor Koppers-Totzek** był początkowo wykorzystywany w procesie syntezy amoniaku.

**Znaczenie.** Układ zgazowywania Lurgi może być wykorzystywany w elektrowniach zawodowych, wykorzystujących układ mieszany turbiny gazowej i parowej. Wysoką sprawność zgazowywania węgla w gaz niskokaloryczny (w granicach 75-92 %) uzyskuje się



dzięki temu, że układ zgazowywania nie obejmuje energochłonnej, ze względu na proces produkcji wodoru, fazy metanizacji gazu niskokalorycznego (przemiany gazu niskokalorycznego w wysokokaloryczny). Uzyskanie wysokiej sprawności całego systemu, obejmującego zgazowywanie i układ mieszany turbin, na drodze węgiel - energia elektryczna jest możliwe dzięki bezpośredniemu wykorzystywaniu pracy pożytecznej produktów spalania gazu niskokalorycznego w turbinie gazowej.

**Wpływ na środowisko.** W stosunku do bezpośredniego spalania węgla spalanie gazu niskokalorycznego pozwala zredukować zanieczyszczenie środowiska następująco:

1. o 90 % emisji  $\text{SO}_2$ ,
2. prawie o 100 % pyłu,
3. znaczne emisję  $\text{NO}_x$ .

Ujemnym aspektem gazyfikacji jest zwiększenie zapotrzebowania na wodę o 15 %.

### 6.6.2 Technologia oczyszczania

Gazy opuszczając gazyfikator zawierają składniki, które mogą być zaliczane do następujących kategorii:

- pożądane,
- neutralne,
- niepożądane.

Pożądanymi składnikami jest tlenek węgla, wodór, metan i inne lotne paliwa. W przypadku zgazowywania niskokalorycznego węgla neutralnymi składnikami jest dwutlenek węgla i para wodna. Jednakże składniki te stają się niepożądane w przypadku gazu średniokalorycznego, który ma być wzbogacany. Do niepożądanych składników zalicza się siarkowodór, pył, amoniak i smołę.

Pył o cząsteczkach powyżej 5 mikronów usuwa się stosując separatory cyklonowe. Pył o mniejszych cząsteczkach zatrzymuje się instalując odpowiednie filtry. Najlżejsze cząsteczki uchodzą do atmosfery.

Smołę można usuwać chłodząc gaz wyjściowy do odpowiednio niskiej temperatury, w której smoła przechodzi w stan stały.

Amoniak jest rozpuszczalny w wodzie. Może być usuwany poprzez mycie gazu wodą.

Gazy takie jak  $\text{H}_2\text{S}$  można usuwać poprzez absorpcję lub konwersję chemiczną do innych składników. Jest oczywiste, że czynności usuwające niepożądane gazy wymagają energii i nakładów inwestycyjnych.

### 6.6.3 Zgazowywanie średniokaloryczne węgla

Gaz niskokaloryczny nie może być surowcem wejściowym w produkcji metanu. Zawiera około 50 % azotu, ponieważ zgazowywanie jego następuje w obecności powietrza. Przeciwdziałać temu można zgazowując węgiel w obecności tlenu, co czyni się w reaktorach zgazowywania średniokalorycznego. W wyniku uzyskuje się gaz średniokaloryczny.

Przetwarzanie węgla w gaz średniokaloryczny obejmuje w zasadzie te same reakcje chemiczne, co w przypadku zgazowywania niskokalorycznego. Produktem końcowym zgazowywania jest gaz stanowiący mieszaninę  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  i  $\text{CO}_2$ .

**Stan rozwoju.** Zbiór reaktorów średniokalorycznego zgazowywania, opanowywanych przemysłowo, tworzą następujące reaktory [6.2]:

- reaktor Koppers-Totzek, osiągalny przemysłowo, RFN,
- reaktor Shell-Koppers, osiągalny w 1995r, RFN, Belgia,
- reaktor Lurgi, osiągalny od 1985r, Wielka Brytania,

**Reaktor Koppers-Totzek.** Produktem wyjściowym jest gaz średniokaloryczny o wartości opałowej  $11 \text{ MJ/Nm}^3$ . Skład tego gazu jest następujący:  $\text{CO}$  - 52 %,  $\text{CO}_2$  - 10 %,  $\text{H}_2$  - 36 %, gazy neutralne - 2 %. Przepustowość reaktora może wynosić 850 ton węgla/dzień. Sprawność ogólna wynosi 58 %.

**Reaktor Shell-Koppers** ma stanowić udoskonalenie reaktora Koppers-Totzek, osiągając sprawność 69 %. Jest przeznaczony do zastosowania w układzie mieszanym turbiny parowej i gazowej o mocy 500 MW, a także w wysokokalorycznym zgazowywaniu węgla.

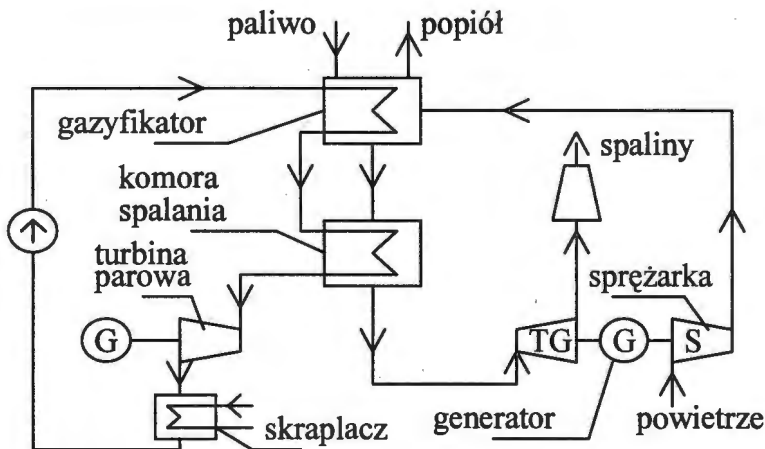
**Reaktor British Gas/Lurgi** jest znacznym udoskonaleniem konwencjonalnego reaktora Lurgi, którego ogólna sprawność ma wynosić 75 %. Ma być wykorzystywany w produkcji gazu syntetycznego, a jego wydajność ma wynosić 66 PJ/rok.

**Znaczenie.** Gaz średniokaloryczny może mieć następujące zastosowanie:

1. w produkcji energii elektrycznej i ciepła, zmniejszając zanieczyszczenie powietrza w porównaniu z bezpośrednim spalaniem węgla,
2. w produkcji metanu i paliw ciekłych w procesie syntezy Fischera-Tropscha.

### 6.6.4 Układ mieszany turbiny gazowej i parowej

Układ mieszany turbiny gazowej i parowej w połączeniu z niskokalorycznym zgazowywaniem węgla stwarza możliwość uzyskania wyższej sprawności w porównaniu do konwencjonalnej turbiny parowej. Uproszczony schemat niskokalorycznego zgazowania i układu mieszanego turbiny gazowej i parowej zilustrowano na rys. 6.4.



Rys. 6.4 Schemat niskokalorycznego zgazowywania i układu mieszanego turbiny gazowej i parowej.

**Stan rozwoju.** Zintegrowany system niskokalorycznego zgazowywania węgla i układ mieszany gazowo-parowy jest przedmiotem opanowywania przemysłowego wielu firm w USA, Japonii, Wielkiej Brytanii i RFN. W Japonii układ o mocy 1000 MWe ze zgazowaniem niskokalorycznym węgla był osiągalny w 1990r. W USA układ o mocy 800 MWe był osiągalny począwszy od 1992 r.[6.2]. General Electric, finansowany przez Departament of Energy (DOE), USA, realizował program, którego zadaniem było

oprowadzenie technologii wysokotemperaturowych turbin gazowych. Zamierzano w pierwszej kolejności opracować turbinę gazową z temperaturą na wlocie równą 1427°C. Przewidywano możliwość uzyskania temperatury 1649°C na wlocie do turbiny [6.3]. Pozwalałoby to wykorzystywać gaz średniokaloryczny, którego temperatura spalania jest wyższa niżeli niskokalorycznego.

### ***Efekty ekonomiczne***

Koszt programu oprowadnienia przemysłowego układu mieszanego gazowo-parowego zdolnego oprowadniać temperaturę 1400°C oceniono w granicach 300-500 mln. \$(1975). Oprowadnienie przemysłowe zgazowywania niskokalorycznego węgla miało wynosić 300-500 mln. \$(1975) [6.3]. Oceniono [6.6], że koszt wytwarzania 1 kWh przez zintegrowany system zgazowywania i układ mieszany ma stanowić 73 % kosztów wytwarzania w elektrowni konwencjonalnej. Zysk ekonomiczny będzie wrosłał w miarę wzrostu temperatury na wlocie do turbiny.

### ***Znaczenie***

Według firm General Electric i Rockwell International sprawność zgazowywania przy wykorzystaniu trzeciej generacji reaktorów Lurgi ma wynosić odpowiednio 90 % i 92 %. Łączną sprawność zgazowywania i układu mieszanego, zależną od temperatury na wlocie do turbiny gazowej, oceniono dla temperatury 1000°C i 1400°C odpowiednio na 40,8 % i 44,7 %. Układ mieszany stwarza możliwość:

1. odzyskania siarki zawartej w węglu,
2. wytwarzania energii elektrycznej bez emisji pyłu z niską emisją tlenków azotu dzięki niższej temperaturze spalania gazu niskokalorycznego niżeli węgla,
3. zmniejszenie zapotrzebowania na wodę w porównaniu z elektrownią konwencjonalną,
4. szybszego rozruchu i wyłączania w porównaniu z elektrowniami jądrową lub opalaną węglem, co eliminuje elektrownie szczytowe.

### ***Wpływ na środowisko.***

Emisja zanieczyszczeń powietrza przez tego typu elektrownie będzie znacznie niższa w porównaniu z konwencjonalnymi elektrowniami, w tym dwutlenku siarki około czterokrotnie, a tlenków azotu trzykrotnie niższa [6.7].

## **6.7 Elektrociepłownie**

Elektrociepłownia stanowi układ skojarzony wokół jednego źródła ciepła, jakim jest kotłownia produkująca parę wysokotemperaturową pod wysokim ciśnieniem.

W elektrowniach o konwencjonalnym obiegu parowym sprawność ogólna może osiągać 30 - 40 %. Oznacza to, że 70 - 60 % wytwarzanej energii, jako niskotemperaturowego ciepła, traci się na rzecz otoczenia poprzez parę wylotową, przekazywaną do skraplacza, i poprzez gazy wylotowe. Z drugiej strony istnieje znaczne zapotrzebowanie w gospodarce komunalnej na niskotemperaturowe ciepło wykorzystywane jako ciepło grzewcze i ciepłą wodę. Wykorzystanie do powyższych celów niskotemperaturowego ciepła z elektrowni nie tylko może podnieść sprawność obiegu cieplnego, ale także może stanowić substytut dla paliw kopalnych takich jak węgiel, ropa i gaz używanych w dużych ilościach w gospodarce komunalnej, a także może przyczynić się do zmniejszenia emisji zanieczyszczeń. Szczególnie dotyczy to węgla spalane go w piecach gospodarstw domowych o niskiej sprawności bez możliwości oczyszczania spalin.

Jak wspomniano poprzednio, para może być upuszczana z turbiny w szeregu punktach. W elektrowni konwencjonalnej wykorzystują się ją do regeneracji wody zasilającej. Można ją także wykorzystywać do celów gospodarki komunalnej poprzez odpowiednie wymienniki,

w których następowałyby ogrzewanie wody zasilającej gospodarstwa domowe poprzez odpowiedni system przesyłowy. Zaletą takiego systemu jest to, że stosunek ilości wytwarzanej energii elektrycznej do ilości ciepła może ulegać określonej zmianie w zależności od zapotrzebowania. Stosunek ten jest uwarunkowany następującymi ograniczeniami:

- dopuszczalnie maksymalną ilością przegrzanej pary przepływającej przez część wysokoprężną,
- koniecznością zapewnienia przepływu odpowiednio minimalnej ilości pary przez część niskoprężną turbiny,
- stałymi wymiarami wymiennika ciepła zaprojektowanego dla określonej ilości pary.

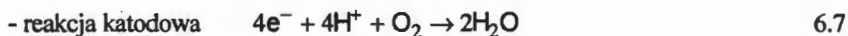
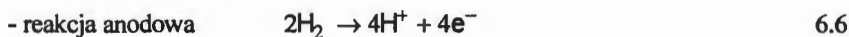
Przedstawiona powyżej elektrociepłownia może znaleźć zastosowanie w dużych osiedlach. Istnieją również skojarzone systemy, wykorzystujące paliwa kopalne przeznaczone dla małych skupisk ludzkich. Przykładem może być osiągalny przemysłowo w RFN system skojarzony zasilany gazem zaopatrujący 8 jednostek komunalnych w energię elektryczną, ciepło grzewcze (90°C) i wodę gorącą (30°C). Według danych zawartych w [6.2], może osiągać sprawność 91 %, jeżeli uwzględni się produkcję ciepłej wody.

## 6.8 Ogniwa paliwowe

Podobnie jak baterie, ogniwa paliwowe przewodzą elektrony reakcji utleniająco-redukującej poprzez zewnętrzny obwód do katody. Jednakże, odmiennie jak baterie, ogniwa paliwowe są zasilane w sposób ciągły substancją reagującą, stanowiącą paliwo. Działają jak generatory, z tą różnicą, że nie są silnikami cieplnymi. Wobec tego ich sprawność nie jest uwarunkowana ograniczeniem sprawności wynikającej z obiegu termodynamicznego. Stwarza to szanse lepszego wykorzystania paliwa w porównaniu z dowolnym silnikiem cieplnym.

Rozważmy przykład ogniwa zasilanego wodorem, jako paliwem, przedstawionym na rys. 6.5. Po stronie anody dopływa wodór, który ulega reakcji z jonami tlenu doprowadzanego do katody. W wyniku tej reakcji na katodzie wytwarza się woda i wyswabza pewną liczbę elektronów kierujących się do obwodu zewnętrznego. Elektrony te jako prąd elektryczny wykonują pracę w obwodzie zewnętrznym płynąc do katody. Na katodzie działając na cząsteczki tlenu powodują powstanie jonów tlenu. Jony te płynąc w elektrolicie do anody zamykają obwód elektryczny. Jak wynika ze sposobu pracy ogniwa paliwowego, wytwarzanie prądu elektrycznego odbywa się tak długo, jak długo doprowadzane jest do anody paliwo, a do katody utleniacz. Obydwie elektrody są pokryte katalizatorem, ułatwiającym reakcje elektrodowe. Produkt spalania, woda, jest odprowadzana z ogniwa.

Reakcje zachodzące w ogniwie opisują zależności:



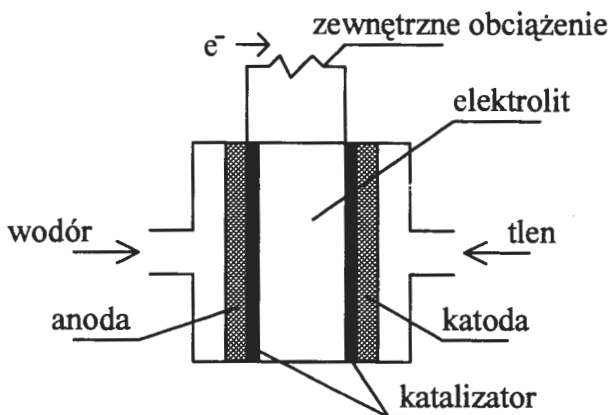
gdzie:  $e^-$  - elektron;  $\text{H}^+$  - dodatni jon wodoru.

Willard Gibbs opisał odwracalną reakcję chemiczną funkcją znaną jako entalpia swobodna

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad 6.8$$

W rów. 6.8 zmiana entalpii  $\Delta H$ - stanowi całkowitą wartość kaloryczną reakcji takiej jak reakcja spalania. Zmiana entalpii swobodnej  $\Delta G$  określa maksimum pracy jaka może być odzyskana podczas przemiany chemicznej. Wobec tego teoretyczna sprawność reakcji, przy idealnych warunkach w jakich może zachodzić, określa zależność

$$\eta = \frac{\Delta G}{\Delta H} = \frac{\Delta H - T\Delta S}{\Delta H} \quad 6.9$$



Rys. 6.5 Schemat ogniwa paliwowego wodorowo-tlenowego.

Sprawność ogniwa paliwowego nie jest ograniczona sprawnością Carnota, która dotyczy przemiany ciepła w pracę. Ogniwo paliwowe przemienia bezpośrednio energię swobodną reakcji chemicznej w pracę pożyteczną w postaci prądu stałego. Podobnie jak w przypadku procesów termodynamicznych, można w przypadku reakcji chemicznych rozważać pracę maksymalną reakcji izotermiczno-izobarycznej. Zgodnie z rów. 3.45 (dla  $p=\text{const}$  i  $T=\text{const}$ ) określa ją zależność

$$L'_{\text{max}} = G_1 - G_2 = nFE \quad 6.10$$

gdzie:  $G_1-G_2$  - zmiana entalpii swobodnej,  $n$  - liczba elektronów przenoszonych w reakcji,  $E$  - siła elektromotoryczna ogniwa,  $F$  - stała Faradaya, określająca liczbę kulombów (jednostek ładunku elektrycznego) przypadających na 1 kmol reakcji.

Pojęcie "ogniwo paliwowe" jest nieco mylące. Ogniwo paliwowe wykorzystujące ropę lub węgiel jako paliwo dotychczas nie zostało opanowane. Obecnie stosowanym paliwem jest wodór. Głównym celem rozwoju ogniwi paliwowych jest opanowanie technologii, umożliwiającej wykorzystywanie jako paliwa produktów zgazowywania niskokalorycznego węgla. Mieszanina tlenku węgla, uzyskanego w wyniku zgazowywania, i wodoru może stanowić paliwo w ogniwie pracującym przy wysokiej temperaturze. Wysoka temperatura jest konieczna, aby uzyskać jonizację węgla, który jest elektrycznie prawie obojętny.

W 1839 roku William R. Grove zademonstrował pierwsze ogniwo paliwowe. Było to ogniwo wodorowo-tlenowe, w którym elektrody były wykonane z platyny, a elektrolitem był roztwór kwau siarkowego. W 1894 roku Ostwald pierwszy rozpoznał możliwości uzyskania wysokich sprawności ogniwi paliwowych w wyniku bezpośredniej przemiany energii swobodnej reakcji chemicznych w energię elektryczną. W dwudziestym stuleciu pionierem

rozwoju ogniów paliwowych był Francis T. Bacon. Rozpoczął badania nad ogniwem paliwowym w 1932 roku. Jego doświadczenie stało się podstawą do opracowywania ogniów paliwowych zastosowanych na statku kosmicznym Apollo. Kryzys energetyczny w 1974 roku stał się impulsem do rozpoczęcia wielu programów badawczych dotyczących technologii ogniów paliwowych, mogących mieć zastosowanie w energetyce i transporcie.

W latach 50-tych w USA i niektórych krajach Zachodniej Europy zapoczątkowano czynić wysiłki w celu zastosowania paliw organicznych, takich jak gaz ziemny, metanol i etanol, bezpośrednio jako paliwa w ogniwach paliwowych. Dotychczas opracowywane ogniwa paliwowe można sklasyfikować ze względu na:

- stosowane paliwo,
- zastosowany elektrolit,
- temperaturę pracy,
- materiał elektrody.

Zgodnie z tą klasyfikacją zestawia się poniżej rodzaje ogniów, podając równocześnie nazewnictwo i indeksy stosowane w literaturze anglosaskiej.

1. **OGNIWO ZASADOWE**, ogniwo zasilane wodorem o elektrolicie zasadowym, roztwory wodne NaOH, KOH, temperaturze pracy nie przekraczającej 100 °C, którego elektrody są wykonane z metalu lub węgla, (alkaline fuel cell - oznaczane indeksem AFC).
2. **OGNIWO FOSFOROWE**, ogniwo zasilane mieszaniną wodoru i dwutlenku węgla, w którym elektrolit stanowi kwas fosforowy, temperatura pracy nie przekracza 200°C, elektroda węglowa, (phosphoric acid fuel cell - oznaczane indeksem PAFC).
3. **OGNIWO WYKORZYSTUJĄCE TLENKI METALI**, ogniwo zasilane mieszaniną wodoru i tlenku węgla, o elektrolicie stanowiącym tlenki metalu, ZrO<sub>2</sub> i Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, posiadające zdolności przewodzenia jonów, temperatura pracy w zakresie 800 - 1000°C, elektrody ceramiczne, (solid oxide fuel cell - oznaczane indeksem SOFC).
4. **OGNIWO PALIWOWE POLIMEROWE**, ogniwo zasilane wodorem, elektrolit w postaci polimeru, temperatura pracy nie przekraczająca 100 °C, elektroda węglowa, (solid polymer electrolyte fuel cell - oznaczane indeksem PEFC - nazywane również Proton Exchange Membrane Fuel Cell),
5. **OGNIWO PALIWOWE WĘGLANOWE**, ogniwo zasilane mieszaniną wodoru i tlenku węgla, elektrolit w postaci węglanów w stanie ciekłym, KLiCO<sub>3</sub>, temperatura pracy około 650°C, elektrody metalowe, (molten carbonate fuel cell - oznaczane indeksem MCFC).

Reakcje zachodzące w poszczególnych rodzajach ogniów:

1. **ogniwo AFC**



2. **ogniwo PAFC**



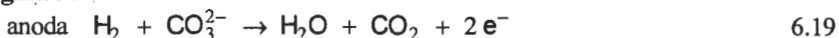
3. **ogniwo SOFC**



#### 4. ogniwo PEFC



#### 5. ogniwo MCFC



### Stan rozwoju poszczególnych rodzajów ogniw paliwowych

#### OGNIWO PALIWOWE ZASADOWE - AFC

Zasadowe ogniwa paliwowe działają zadawalająco przy niskich temperaturach, uzyskują sprawność 50 % przy temperaturze otoczenia 20°C, charakteryzują się wysoką gęstością prądu, osiągającą 8 A/cm<sup>2</sup>[6.8]. Maksymalna sprawność jaką można uzyskać stosując czysty wodór wynosi 62,5 % [6.9]. Stosowanie katalizatorów platynowych umożliwia uzyskiwanie wysokich gęstości mocy, co jest wymagane w zastosowaniu ogniw do celów badań kosmicznych i militarnych. Woda, jako produkt uboczny, była i jest ciągle jedynym źródłem dostępnej wody dla załóg pojazdów i promów kosmicznych.

Zasadowe ogniwa mają zastosowanie w technologiach kosmicznych i militarnych (łódzie podwodne). Są rozwijane lub produkowane przez następujące firmy: Pratt and Whitney, United Technologies Corporation (P.W.) - USA, Siemens, Howaldtswerke Deutsche Werft, Ingenieurkontor Lubeck G.m.b.h, Ferrostal A.G - Republika federalna Niemiec, Enleco N.V. - Belgia [6.8].

#### OGNIWO PALIWOWE FOSFOROWE - PAFC

Kwas fosforowy, jako elektrolit w ogniwie paliwowym, pierwszy raz był zastosowany przez firmę Pratt and Whitney w końcu lat 60-tych do zastosowań niekosmicznych. Ten typ elektrolitu umożliwia pracę ogniwa paliwowego z paliwem typu gaz ziemny lub paliwo węglowodorowe. Ogniwo takie składa się z następujących trzech głównych elementów:

1. Procesor paliwa, obejmujący reforming i reakcję zwrotną gazu wodnego, przetwarzający paliwo w gaz bogaty w wodór. Ciepło reakcji endotermicznej jest dostarczane w postaci pary i w wyniku spalania gazów odpadowych ogniwa.
2. Część zasadnicza ogniwa składa się z zestawów ogniw. Paliwo przemieszcza się przez ogniwa, gdzie około 80 % wodoru jest wykorzystywana. Gaz odpadowy jest powracany do procesora paliwa.
3. Alternator prądu zmiennego przetwarza prąd stały wytwarzany przez ogniwo paliwowe w prąd zmienny.

Stosując jako paliwo gaz naturalny można uzyskać sprawność rzędu 40 - 45% [6.8]. Gas Research Institute i United Technologies Corporation wspólnie opracowali i demonstrowali serię 46-ciu elektrowni o mocy 40 kW, jako wynik programu badawczego rozpoczętego w 1967 roku. Sprawność przetwarzania gazu ziemnego w energię elektryczną i ciepło wynosiła 40 %. Firma International Fuel Cell (I.F.C.) wspólnie z firmą Toshiba opracowała serię fosforowych ogniw paliwowych o mocy 200 kW. Drugą serię programów badawczych rozpoczęła w 1971 roku firma U.T.C. wspólnie z Electric Power Research Institute (E.P.R.I), USA, z pomocą Departamentu Energii. W 1976 roku zademonstrowano pilotowe siłownie o mocy 1 MW i 4,5 MW. Siłownie o mocy 4,5 MW firma Tokyo Electric Power Company (T.E.P.C.) zastosowała jako napęd w środkach transportowych.

Fosforowe ogniwa paliwowe były także przedmiotem badań prowadzonych przez firmy Energy Research Corporation i Westinghouse Electric. Planowano budowę siłowni o mocy 7,5 MW [6.8]. W Japonii zorganizowano program, sponsorowany przez "Ministry of International Trade and Industry" mający na celu ulepszyć sprawność wykorzystywania

paliw kopalnych. Jako jeden z elementów tego programu była budowa dwóch siłowni, każda o mocy 1 MW, przez konsorcjum następujących firm: Hitachi, Toshiba, Mitsubishi i Fuji Electric. Następnie wspólnie z firmą Sanyo realizowano oddzielne programy, których celem było zbudowanie siłowni o mocy 5 MW. W Japonii, w kraju, w którym zapotrzebowanie na paliwa pokrywa się całkowicie importem, gdzie środowisko miast jest niesłychanie zagęszczone, potencjalne korzyści stosowania ogniw paliwowych są bardzo doceniane. Oprócz tego istnieje wielki potencjalny rynek eksportu ogniw paliwowych, dla którego zorganizowano demonstracyjne programy w Tajlandii i dla południowo wschodniej Azji.

### **OGNIWO PALIWOWE WYKORZYSTUJĄCE TLENKI METALI - SOFC**

Rozwój ogniw paliwowych wykorzystujących tlenki metali zapoczątkowała firma Westinghouse. W ciągu kilku lat opracowano ogniwo o mocy 3 kW [6.8]. Jedno z takich ogniw było eksploatowane w 1988 roku przez 5000 godzin [6.10]. Badania nad rozwojem tych ogniw paliwowych prowadzono również w Argonne National Laboratory, Ceramtec Inc., Combustion Engineering, I.F.C., Ztek Corporation, USA, a także w Japonii przez Government Electrotechnical Laboratory, Mitsui Engineering and Shipbuilding i Fuji Electric Co.. W Europie badania nad ogniwami paliwowymi wykorzystującymi tlenki metali są sponsorowane przez Wspólnotę Europejską. W firmie Dornier, RFN, opracowuje się elektrody z tlenków metali. Sprawność może zawierać się w granicach 40 - 60 % [6.10].

### **OGNIWO PALIWOWE POLIMEROWE - PEFC**

Pierwsze ogniwo paliwowe polimerowe, wykonane przez firmę General Electric, USA, było zastosowane na statku kosmicznym Gemini. Ten typ ogniw jest rozwijany przez firmę Ballard Technologies Corporation, Kanada, wspólnie z firmą Vickers, Wielka Brytania, a także przez U.T.C. i firmę Siemens, RFN. General Motors rozważa możliwość zastosowania ogniw paliwowych polimerowych do urządzeń transportowych [6.10], mając na uwadze wykorzystywanie jako paliwa metanolu lub gazu ciekłego [6.8]. Istnieje program badawczy, sponsorowany przez Departament Energii, USA, realizowany przez A.N.L. i U.T.C., którego celem jest wykorzystywanie ogniw paliwowych polimerowych do celu transportu [6.8].

### **OGNIWO PALIWOWE WĘGLANOWE - MCFC**

Prace pionierskie nad rozwojem ogniw paliwowych wykorzystujących węglany wykonali w latach 1950-tych Broers i Ketelaar w Centralnym Technicznym Instytucie w Holandii. Ogniwo to stwarza duże potencjalne możliwości zastosowania w energetyce przy wykorzystywaniu jako paliwa paliw węglowodorowych. Może stanowić tak zwany obieg podwyższający w obiegu Rankine'a turbiny parowej, podnosząc sprawność ogólną, względnie może być stosowane bezpośrednio, co jest istotną zaletą, jako siłownia, osiągając sprawność do 60-65 %. Wiele firm prowadzi prace badawcze nad opanowaniem tego typu ogniwa, chociaż dotychczas nie jest osiągalne handlowo. W USA prace prowadzą firmy: U.T.C., Energy Research Corporation i Institut of Gas Technology, w Japonii - Hitachi, Mitsubishi, Toshiba i Ishikawajima Harima, w Holandii - T.N.O. i E.C.N., Petten, we Włoszech - E.N.E.A. wspólnie z C.I.S.E., Ansaldo (Mediolan), i C.N.R. Sycylia [6.8]. Najbardziej są zawansowane prace, prowadzone przez Energy Research Corporation, nad opanowaniem przemysłowym tak zwanego bezpośrednio działającego ogniwa paliwowego (direct fuel cell). Eliminuje ono procesor paliwa i związany z nim obieg wymiany ciepła. Moc pojedynczego modułu takiego ogniwa wynosi 2 MW. Ma być osiągalne handlowo w 1996 roku. E.R.C. opracowało również projekt siłowni o mocy 200 MW, wykorzystującej ogniwa paliwowe węglanowe MCFC, w której paliwem jest węgiel niskokalorycznie zgazowywany.



## Efekty ekonomiczne

*Ogniwo paliwowe fosforowe, PAFC.* Koszt opanowania przemysłowego ma wynosić około 1 mld \$ (1988) [6.11]. Według [6.11] koszty inwestycyjne mają stanowić w bliskiej przyszłości 1000 \$/kW (1988). Według ocen dokonanych w RFN [6.12] prognozowane koszty inwestycyjne na przestrzeni lat 1990-2050 dla ogniw paliwowych typu AFC, PAFC i SOFC zamieszczono odpowiednio między innymi w tablicach 6.2, 6.3 i 6.4.

Tablica 6.2 Niektóre dane prognostyczne dla systemu ogniw paliwowych zasadowych AFC.

system ogniw paliwowych zasadowych - AFC	1990	2005	2025	2050
moc instalowana MW	100	100	100	100
współczynnik wykorzystania mocy w ciągu roku h/r	3500	3500	3500	3500
długość cyklu inwestycyjnego r	2	1,5	1,3	1
koszty inwestycyjne DM/kW 2 DM = 1 \$	1300	900	700	600
koszt energii wejściowej DM/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1
koszt energii elektrycznej Dpf/kWh	25	20	17	16

*Ogniwo paliwowe węglanowe, MCFC.* Koszty inwestycyjne elektrowni, stanowiącej integrację ogniw paliwowych MCFC i układu zgazowywania węgla, podobnie jak bezpośrednio działającego ogniwa paliwowego węglanowego na gaz naturalny, ma wynosić 1000 \$/kW (1987).

## Znaczenie

Ogniwa paliwowe oferują kilka atrakcyjnych zalet, dotyczących wytwarzania energii elektrycznej na obszarach zabudowanych. Są to:

- wysoka sprawność (powyżej 50 %) przy pełnym i częściowym obciążeniu dla siłowni o małej mocy (2-10 MW),
- bardzo niski poziom emisji tlenków azotu i siarki,
- zwarta budowa nie powodująca hałasu,
- konstrukcja modułowa zapewniająca krótki cykl budowy,
- eksploatacja bez dozoru, możliwe szybkie zmiany obciążenia, duża niezawodność.

Tablica 6.3 Niektóre dane prognostyczne dla systemu ogniw paliwowych fosforowych PAFC.

system ogniw paliwowych fosforowych - PAFC	1990	2005	2025	2050
moc instalowana MW	100	100	100	100
współczynnik wykorzystania mocy w ciągu roku h/r	3500	3500	3500	3500
długość cyklu inwestycyjnego r	2	1,5	1,3	1
koszty inwestycyjne DM/kW 2 DM = 1 \$	6100	3100	2100	1600
koszt energii wejściowej DM/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1
koszt energii elektrycznej Dpf/kWh	48	35	24	21

W dłuższym horyzoncie czasu istnieje możliwość budowy elektrowni węglowych o dużych mocach (600 MW), integrujących ogniwa paliwowe węglanowe MCFC z gazyfikatorami węgla. Takie siłownie charakteryzowałyby się wysoką sprawnością (50 - 60 %) najniższą emisją zanieczyszczeń spośród dotychczas znanych technologii elektrowni węglowych.

Tablica 6.4 Niektóre dane prognostyczne dla systemu ogniw paliwowych wykorzystujących tlenki metali SOFC.

system ogniw paliwowych typu SOFC	1990	2005	2025	2050
moc instalowana MW		100	100	100
współczynnik wykorzystania mocy w ciągu roku h/r		3500	3500	3500
długość cyklu inwestycyjnego r		1,5	1,3	1
kszyt inwestycyjne DM/kW 2 DM = 1 \$		3100	1600	1100
koszt energii wejściowej DM/kWh		0,1	0,1	0,1
koszt energii elektrycznej Dpf/kWh		29	20	18

### Wpływ na środowisko

Elektrownie węglowe, jako zintegrowane układy ogniw paliwowych węglanowych i układu zgazowywania węgla, charakteryzują się bardzo niską emisją zanieczyszczeń powietrza, co obrazują dane zawarte w tablicy 6.5 [6.11].

Tablica 6.5 Emisja zanieczyszczeń powietrza dla ogniwa paliwowego węglanowego, MCFC, zasilanego gazem, o mocy 11MW, i elektrowni opalanych gazem, olejem opałowym, węglem w g/GJ wytwarzanej energii elektrycznej

zanieczyszczenia g/GJ energii elektrycznej	ogniwo MCFC zasilane gazem	elektrownia gazowa	elektrownia olejowa	elektrownia węglowa
popiół	2	30	30	30
SO <sub>2</sub>	0,4	800	800	1200
NO <sub>x</sub>	6	190	310	610

## 6.9 Technologie produkcji syntetycznych paliw gazowych i ciekłych

Jednym z problemów rozwoju systemu paliwowo-energetycznego będzie w przyszłości produkcja syntetycznych paliw węglowodorowych. Jednym ze sposobów rozwiązania tego problemu jest chemiczne przetwarzanie węgla na paliwa gazowe lub ciekłe. Proces ten jest procesem uwodorniania węgla, ponieważ takie paliwa jak benzyna lub gaz ziemny charakteryzują się wyższą zawartością wodoru aniżeli węgiel kopalny. Źródłem wodoru, który uczestniczy w procesie uwodorniania, jest woda. W miarę jak ilość wodoru wymaganego w procesie rośnie zmniejsza się ogólna sprawność procesu.

Gaz wysokokaloryczny posiada wartość kaloryczną około 35 do 38 MJ/m<sup>3</sup>. i zawiera ponad 90 % metanu. Do zbioru technologii produkcji syntetycznego metanu z węgla, rozpatrywanych w niniejszym rozdziale, będą należeć:

1. katalityczne zgazowywanie,

2. zgazowywanie przy użyciu ciepła jądrowego,
3. uwodornianie.

Jako technologie produkcji paliw ciekłych i ich substytutów, otrzymywanych z chemicznego przetwarzania węgla, będzie się omawiać:

1. rafinację ropy,
2. metody pośrednie i bezpośrednie upłynniania węgla,
3. pirolizę.

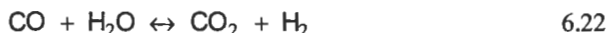
Metody produkcji wodoru, inne aniżeli wykorzystujące reakcję zwrotną, zostaną omówione w rozdziale następnym.

### 6.9.1 Katalityczne zgazowywanie węgla

W procesie katalitycznego zgazowywania węgla surowcem wejściowym jest gaz średniokaloryczny, będący produktem wyjściowym reaktora średniokalorycznego, który uzyskuje się zgodnie z reakcją



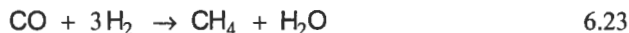
Jednakże, stosunek  $\text{H}_2/\text{CO}$  w gazie średniokalorycznym zawiera się w przedziale 1 do 2. Powstaje więc problem podwyższenia stosunku  $\text{H}_2/\text{CO}$ , co dokonuje się poprzez reakcję zwrotną (nazywaną również reakcją odwracalną)



w obecności katalizatora tlenku żelaza lub tlenku chromu.

Stosując w następnym reaktorze katalizator w postaci tlenku cynku i tlenku miedzi, można dalej zredukować koncentrację  $\text{CO}$ .

Kolejnym etapem zgazowywania wysokokalorycznego jest proces metanizacji. Zachodzi on zgodnie z reakcją



Reakcję sumaryczną katalicznego zgazowywania można zapisać następująco



Katalizatorem jest nikiel, który działa w temperaturze 300-400 °C. Proces katalitycznego zgazowywania kończy oczyszczanie gazu.

Można zauważyć, że w przedstawionych reakcjach przetwarzania chemicznego węgla traci się jeden atom węgla, zawartego w  $\text{CO}_2$ , na dwa atomy węgla uczestniczącego w reakcji łącznej.  $\text{CO}_2$  stanowi produkt uboczny produkcji wodoru przy zastosowaniu reakcji zwrotnej.

#### Stan rozwoju

Reakcja zwrotna i syntezy metanu z  $\text{CO}$  i  $\text{H}_2$  są reakcjami opanowanymi przemysłowo i znanymi od szeregu lat. Proces katalitycznego zgazowywania, łączący reakcję zwrotną i metanizację przy wykorzystaniu reaktora Lurgi, jest opanowany przemysłowo przez British Gas Corp.. Oceniana sprawność ogólna tego procesu wynosi 70 %. Reaktor Lurgi jest wykorzystywany w procesie katalitycznego zgazowywania także przez firmy w USA, Niemiec i Belgii. Procesy te jednak charakteryzują się niższą sprawnością ogólną w porównaniu do procesu British Gas.

Istnieje kilka odmian zgazowywania wysokokalorycznego. Katalityczne zgazowywanie ma miejsce w technologii Cogas i Bigas. Inny rodzaj katalizatora wykorzystuje się w

technologii Exxon. Technologia CO<sub>2</sub> Acceptor jest także technologią produkująca gaz wysokokaloryczny poprzez proces zgazowywania.

**System Cogas** produkuje gaz wysokokaloryczny i benzynę syntetyczną. Procesy zgazowywania i spalania zachodzą w tym systemie oddzielnie (odpowiednio przy 870 °C i 1979 °C). Sprawność termiczna procesu wynosi około 50 %.

**System Bigas.** Podstawowym elementem technologii Bigas jest dwuetapowy zgazowywacz. Do górnej części zgazowywacza (etap 2) wprowadza się pod ciśnieniem 7-10 MPa pył węglowy i parę. Węgiel kontaktuje się ze strumieniem gorącego gazu syntezowego wytwarzanego w dolnej części (etap 1) i jest przetwarzany w metan i gaz syntezowy. Pozostałości stałe oddziela się od produktów gazowych i powraca się do dolnej części zgazowywacza.

**CO<sub>2</sub> Acceptor.** Technologię CO<sub>2</sub> Acceptor realizuje się w dwóch reaktorach: zgazowywaczu i regeneratorze. Źródłem ciepła reakcji endotermicznej zgazowywania węgla jest reakcja egzotermiczna



gdzie CaO spełnia rolę acceptora CO<sub>2</sub>. CaCO<sub>3</sub> regeneruje się zgodnie z reakcją



Ponieważ produkty zgazowywania w omawianym przypadku są bogate w wodór, nie jest wymagana reakcja zwrotna (rów. 6.22).

Reasumując należy stwierdzić, że największe zastosowanie ma technologia Lurgi + metanizacja.

### **Efekty ekonomiczne**

Koszt budowy zakładu zgazowywania węgla, wykorzystującego technologię Lurgi w połączeniu z metanizacją katalityczną o wydajności około 8,5\*10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> dziennie, ocenia się na poziomie 1 mld \$. Oceniany koszt gazu z węgla wynosiłby 4 \$/GJ wobec ropy 2,5 \$/GJ [6.19].

### **Znaczenie**

Oceniana sprawność przetwarzania węgla metodą łączącą technologię Lurgi i metanizację wynosi 70 %. Zgazowywanie węgla w gaz wysokokaloryczny pozwoli:

- zmniejszyć deficyt gazu w przyszłości,
- zmniejszyć zanieczyszczenie środowiska przez SO<sub>2</sub>.

Jednakże nie nastąpi to stosunkowo szybko. Czynniki opóźniającymi stosowanie omawianych technologii są:

1. różnica pomiędzy ceną ropy, a kosztami gazu z węgla,
2. ryzyko przedsięwzięcia pionierskiego.

Ponadto zwrot kapitału będzie szybszy z inwestycji zakładów produkcji benzyny syntetycznej z węgla, aniżeli gazu syntetycznego z węgla.

W reakcji łącznej zgazowywania wysokokalorycznego węgla na dwa atomy uczestniczące w reakcji jeden atom węgla zawarty w CO<sub>2</sub> traci się na rzecz atmosfery. Ponadto węgiel spalany jest źródłem ciepła dostarczanego do reakcji zgazowywania.

Mając powyższe na uwadze, istnieją dwa ograniczenia z punktu widzenia poszanowania energii, względnie lepszego wykorzystania węgla. Są to:

- straty węgla w procesie spalania,
- straty węgla w procesie produkcji wodoru poprzez reakcję zwrotną.

Aby uniknąć wyżej wymienionych ograniczeń można:

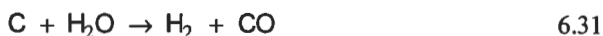
1. zastąpić ciepło spalania węgla ciepłem jądrowym, o czym mowa w następnym paragrafie,
2. stosować proces uwodorniania węgla, jeżeli jest dostępny stosunkowo tani wodór.

### 6.9.2 Zgazowanie węgla przy udziale ciepła jądrowego

Produktami zgazowywania węgla przy udziale ciepła jądrowego może być metan, gaz wodny lub wodór. Metan uzyskuje się jako produkt uwodorniania węgla w zakresie temperatur 800-900 °C i przy ciśnieniu 4-10 MPa. Rozróżnia się dwie technologie wytwarzania metanu przy zastosowaniu ciepła jądrowego. Opisują je następujące reakcje:

1.
$$\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \quad 6.27$$
$$2\text{C} + 4\text{H}_2 \rightarrow 2\text{CH}_4 \quad 6.28$$
2.
$$\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2 \quad 6.29$$
$$\text{C} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 \quad 6.30$$

Technologia produkcji gazu wodnego przy udziale ciepła jądrowego dotyczy zgazowywania węgla parą. Zachodzi to według reakcji



przy temperaturze 900 °C i ciśnieniu 4 MPa. Po odpowiednim przetworzeniu gazu wodnego uzyskuje się gaz syntezowy  $3\text{H}_2 + \text{CO}$ .

Gdy temperatura helu na wyjściu reaktora wynosi 900 °C, tylko 20 % ciepła w zakresie temperatur 900 °C - 821 °C jest wykorzystywana w procesie zgazowywania [6.20]. Pozostała część (80 %) może być wykorzystana jako ciepło jądrowe niskotemperaturowe do wytwarzania energii elektrycznej. W miarę jak rośnie temperatura helu na wyjściu reaktora zwiększa się udział wytwarzanego ciepła jądrowego w procesie zgazowywania do 78 % dla temperatury helu równej 1100 °C. Równocześnie zwiększa się wydatek węgla uczestniczącego w procesie zgazowywania i wydatek produktów wyjściowych przy niezmienionej mocy reaktora. Poniżej zestawiono bilanse produktów wejściowych i wyjściowych projektowanego zakładu zgazowywania węgla kamiennego, gdy produktem wyjściowym jest metan (o wartości kalorycznej  $9500 \text{ kcal/m}^3$ ) dla 900 i 1100 °C temperatury na wyjściu reaktora.

Temp. 900 °C



Temp 1100 °C



gdzie: C - węgiel, RH - ciepło jądrowe, SNG - gaz syntezowy - metan, CN - ciepło niskotemperaturowe nie uczestniczące w procesie zgazowywania, mogące mieć zastosowanie w wytwarzaniu energii elektrycznej lub procesach technologicznych wymagających temperatur poniżej 800 °C.

Jak widać z przedstawionych danych wzrost temperatury na wyjściu reaktora ma istotne znaczenie w wykorzystaniu ciepła jądrowego w procesie zgazowywania. Nadal powstaje

problem utraty jednego atomu węgla zawartego w CO<sub>2</sub> na rzecz otoczenia na dwa atomy węgla uczestniczącego w procesie zgazowywania węgla ciepłem jądrowym.

### **Problemy wykorzystywania ciepła jądrowego**

Z wykorzystywaniem ciepła jądrowego wiążą się następujące problemy:

1. lokalizacja reformingu (w którym następuje zgazowywanie węgla) - względy bezpieczeństwa,
2. kompleksowe wykorzystywanie ciepła jądrowego.

Reforming bezpośrednio podłączony do obiegu helowego reaktora wysokotemperaturowego musiałby spełniać odpowiednie warunki bezpieczeństwa. Dostępność do niego byłaby ograniczona ze względu na skażenia radioaktywne helu. Alternatywnym rozwiązaniem jest połączenie reformingu z obiegiem helu poprzez pośredni wymiennik ciepła, co przyczyni się do obniżenia temperatury na wejściu do reformingu.

W zależności od lokalizacji reformingu powstaje szereg problemów bezpieczeństwa. Mogą być następstwem zjawisk:

1. dyfuzji trytu z pierwotnego obiegu helowego do procesu gazyfikacji, dyfuzji wodoru z procesu gazyfikacji do obiegu helowego,
2. potencjalnych możliwości powstawania płomienia i wybuchów w reformingu i zbiorniku reaktora,
3. radioaktywnego skażenia elementów reformingu.

Są to problemy, które między innymi czekają na rozwiązania.

Zagadnienie kompleksowego wykorzystania ciepła jądrowego wynika z następującego faktu. W procesie zgazowywania węgla wykorzystuje się ciepło jądrowe w pewnym zakresie temperatur. Powstaje więc konieczność zagospodarowania ciepła charakteryzującego się temperaturą poniżej 800 °C. Ilość tego ciepła jest znaczna ze względu na przewidywaną moc reaktorów (500-1000 MW). Stąd wniosek: stosowanie wysokich temperatur będzie wymagać kojarzenia wielu procesów w wykorzystywaniu ciepła w możliwie szerokim zakresie temperatur.

### **Stan rozwoju**

Opanowanie technologiczne wykorzystania ciepła jądrowego zostało znacznie opóźnione. Wykorzystanie przemysłowe ciepła jądrowego w przyszłości będzie uzależnione między innymi od akceptacji energii jądrowej przez społeczeństwo.

### **Efekty ekonomiczne**

Według KFA Julich, RFN, koszt gazu syntetycznego ma wynosić [6.1]:

- 6,92 \$/GJ (\$ 1975) w przypadku gazyfikacji węgla kamiennego,
- 5,04 \$/GJ w przypadku gazyfikacji węgla kamiennego i stosowania gazyfikacji parą,
- 3,72 \$/GJ w przypadku gazyfikacji węgla brunatnego,
- 3,1 \$/GJ w przypadku gazyfikacji węgla brunatnego i stosowania gazyfikacji parą.

### **Znaczenie**

Znaczenie reaktorów wysokotemperaturowych jest uwarunkowane rozwiązaniem następujących zagadnień:

- bezpieczeństwa,
- opanowania technologii powielania materiałów rozszczepialnych z materiałów rodnych,
- opanowania innych technologii opartych na wykorzystywaniu energii syntezy lub odnawialnych źródeł energii,
- akceptacji rozwoju energii jądrowej przez społeczeństwo.

Istnieje możliwość zagrożenia środowiska radioaktywnym trytem - izotopem wodoru. Powstaje on głównie w wyniku wypalania się litu, będącego zanieczyszczeniem grafitu

spełniającego rolę moderatora w reaktorze. Wzrost temperatury powoduje wzrost koncentracji trytu i penetracji jego przez metal.

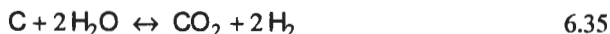
Nadal powstaje problem utraty jednego atomu węgla w CO<sub>2</sub> na rzecz otoczenia na dwa atomy węgla uczestniczącego w procesie zgazowywania.

### 6.9.3 Uwodornianie węgla

Uwodornianie węgla nazywa się gazyfikacją węgla w obecności wodoru zgodnie z reakcją



Wodór uzyskuje się w wyniku gazyfikacji węgla parą



Reakcję łączną opisuje zależność



Jest ona identyczna z reakcją łączną wysokokalorycznego katalitycznego zgazowywania węgla.

#### Stan rozwoju

Istnieją dwie metody uwodorniania węgla znane jako gazyfikatory Hydrane i Hygas.

**Gazyfikator Hydrane**, jako urządzenie pilotowe był badany przez Bureau of Mines (USA) w okresie 1955-75. Eksperymentalny gazyfikator posiadał przepustowość 130 kg węgla dziennie. Składał się on z dwóch reaktorów. W pierwszym około 20 % węgla uwodornia się w atmosferze wodoru i metanu. W drugim, o złożu fluidalnym, 30 % węgla ulega zgazowywaniu. Około 50 % węgla zużywa się w produkcji wodoru zgodnie z reakcją (6.34).

**Gazyfikator Hygas** jest w stanie badań prowadzonych przez Institute of Gas Technology. Zasada działania jest podobna do Hydrane. Początkowo był projektowany do produkcji wodoru [6.21].

#### Znaczenie

W przedstawionych metodach wodór uzyskuje się w wyniku zgazowywania węgla parą. Podobnie jak w przypadku katalitycznego zgazowywania traci się atom węgla, zawartego w CO<sub>2</sub>, na dwa atomy węgla uczestniczące w reakcji łącznej (6.36). Reasumując należy stwierdzić, że przedstawione metody uwodorniania węgla pozwalają jedynie osłabić straty węgla w procesie spalania. Nadal traci się węgiel w produkcji wodoru.

### 6.9.4 Uwagi do technologii produkcji paliw gazowych

Największe szanse opanowania przemysłowego ma technologia Lurgi + proces metanizacji. Można ona być nie tylko wykorzystywana do produkcji metanu, ale także stanowić ogniwo w cyklu technologii produkcji paliw ciekłych (pkt 6.9.6).

Zastosowanie reaktorów wysokotemperaturowych do produkcji wodoru pozwoli uzyskać sprawność rzędu 40 %. Równocześnie sprawność produkcji wodoru metodą elektrolizy wody (omawiana w rozdziale 7-ym) może być osiągalna w granicach 30-35 %. Oznacza to, że ewentualnie stosując bardzo złożoną technologię reaktorów wysokotemperaturowych, będzie można zwiększyć sprawność tylko o 5 % w stosunku do technologii elektrolizy wody.

## 6.9.5 Rafinacja ropy

Rafinacja ropy stanowi połączenie procesów i działań mających na celu przetwarzanie ropy w szereg produktów. Ropę można przetworzyć w ponad tysiąc różnych węglowodorów, w tym głównie w paliwa (benzynę, olej napędowy, parafinę, smary maziste, asfalty, koks naftowy) i węglowodory nienasycone - surowce dla petrochemii. Proporcje podstawowych produktów mogą ulegać zmianom w zależności od właściwości ropy jako surowca wejściowego, przeznaczenia rafinerii i okresu roku. W okresie letnim rafineria może produkować głównie benzynę, podczas gdy w okresie zimowym głównym produktem może stać się olej opałowy.

Podstawowym procesem w przerobie ropy naftowej jest destylacja (rurowo-wieżowa) polegająca na szybkim ogrzaniu surowca w rurach do wysokiej temperatury, a następnie odparowywaniu i rozfrakcjonowaniu w odpowiednich wieżach pod ciśnieniem atmosferycznym lub zmniejszonym. W rafinerii ropy prowadzi się także wstępne przygotowanie ropy naftowej, a więc oddzielenie gazu ziemnego, usunięcie wody i zanieczyszczeń stałych. Prowadzi się także wielu procesów mających na celu uszlachetnianie lub przeróbkę produktów destylacji ropy, na przykład:

- rafinację poszczególnych frakcji ropy naftowej (proces oczyszczania i uszlachetniania frakcji w celu nadania im odpowiednich właściwości),
- odparafinowanie frakcji olejowych,
- kraking (proces technologiczny polegający na rozszczepianiu wielkich cząsteczek węglowodorów na cząsteczki zawierające mniejszą liczbę atomów węgla) frakcji cięższych (od ligroiny-benzyny ciężkiej do mazutu),
- hydrokraking (proces rozkładu węglowodorów o dużej masie cząsteczkowej prowadzony w wysokiej temperaturze w obecności wodoru i katalizatorów) pozostałości po destylacji ropy naftowej,
- reforming benzyn (proces otrzymywania wysokooktanowych benzyn lub węglowodorów aromatycznych z lekkich frakcji ropy naftowej w wysokiej temperaturze w obecności katalizatorów).

Współczynnik wykorzystania mocy rafinerii wynosi około 90 %, sprawność ogólna jest rzędu 90 %, a koszty inwestycyjne wynoszą 2,4 \$(1980)/GJ/t [6.2].

## 6.9.6 Metody pośrednie upłynniania węgla

Szczególnie duże nadzieje na produkcję paliw dla transportu wiąże się z dwoma cyklami technologii, które są metodami pośrednimi upłynniania węgla przebiegającymi poprzez zgazowywanie średniokaloryczne.

Na pierwszy cykl składają się następujące technologie:

- zgazowanie węgla w gaz syntezowy (w reaktorze Lurgi),
- synteza metanolu z gazu syntezowego,
- proces Mobil produkcji benzyny.

Zastosowanie tych technologii umożliwia produkcję wysokooktanowej benzyny syntetycznej z węgla.

Drugi cykl wytwarzający szeroki wachlarz węglowodorów od metanu po parafinę złożony jest z gazyfikatora Lurgi (względnie procesu Koppers-Tötzel) i syntezy Fischera - Tropsha.

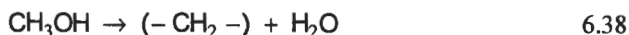


### Cykl technologii reaktor Lurgi - produkcja metanolu proces Mobil

Proces produkcji benzyny syntetycznej zachodzi według reakcji:  
wejście - gaz syntezowy  $\text{CO} + 2 \text{H}_2$   
produkcja metanolu



proces Mobil



Produkcja gazu syntezowego jest obciążona produktem ubocznym  $\text{CO}_2$ . W procesie syntezy metanolu można przetwarzać pewną ilość  $\text{CO}_2$  w metanol zgodnie z reakcją



Całkowite usunięcie  $\text{CO}_2$  z gazu średniokalorycznego nie jest wymagane. Wadą przetwarzania  $\text{CO}_2$  jest to, że wymaga dużo wodoru i wytwarza parę wodną, którą należy oddzielić od metanolu, a co jest trudne.

Sprawność wytwarzania metanolu, przy założonej sprawności zgazowywania 70 %, ma wynosić 54 %.

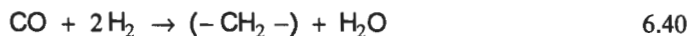
Istotą procesu Mobil jest katalizator w postaci zeolitu, oznaczonego symbolem ZSM-5. Pozwala on przetwarzać metanol w mieszkankę węglowodorów tworzących wysokooktanową benzynę. Sprawność procesu wynosi 86 %. Na 3200 kg metanolu uzyskuje się: 266 kg gazów; 1134 kg benzyny; 1800 kg wody. Łączna sprawność ma wynosić 48 %.

#### Stan rozwoju

Rozwój omawianego cyklu technologicznego warunkują ceny ropy.

### Cykl technologii: reaktor Lurgi - synteza Fischera-Tropscha

Gaz średniokaloryczny uzyskiwany z reaktora Lurgii jest surowcem wejściowym do syntezy Fischera-Tropscha. Zachodzi ona zgodnie z reakcjami



co daje reakcję łączną



Metoda odznacza się niską sprawnością rzędu 45-58 % (górna wartość uzyskuje się przy założeniu, że sprawność reaktora Lurgi będzie wynosić 80 %).

#### Stan rozwoju

Od 1955 roku działają w Republice Południowej Afryki zakłady Sasol I o wydajności około 1200 t na dobę. Wyposażone są w dwie instalacje: niemiecką Arge i amerykańską Synthol. Od 1974 roku trwała rozbudowa zakładów. Zainstalowano w 1981 r. Sasol II i uruchomiono w 1984 r. Sasol III. Sasol I zawierał 13 gazyfikatorów Lurgi. Sasol II obejmuje 36 gazyfikatorów, których łączna wydajność wynosi 60 kg/s (głównie benzyny), co jest

równoważne około 5000 t/dobę. Firma Rheinische Braunkolewerke, RFN, opracowuje Synthoil proces o sprawności 55 %. Opanowanie przemysłowe przewiduje się po 1995 roku.

### **Efekty ekonomiczne**

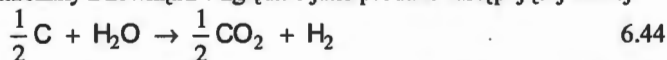
Przy niskiej sprawności procesu Sasol opłacalność produkcji syntetycznej benzyny w Republice Południowej Afryki wynika z faktu bardzo niskich kosztów wydobycia węgla.

### **6.9.7 Metody bezpośredniego upłynniania węgla**

Metody bezpośrednie polegają na bezpośrednim uwodornianiu węgla zgodnie z zależnością



Wodór może być dostarczany z zewnątrz względnie jako produkt następującej reakcji



Wodór jest wymagany nie tylko w procesie zgazowywania węgla, ale także w redukcji tlenu, siarki i azotu, co ujmują zależności



Do produkcji 13,6 kg paliw ciekłych wymaga się 1,1 kg  $\text{H}_2$  i 15,32 kg C. Oznacza to, że 30 % kalorycznej wartości węgla zużywa się do produkcji wodoru. Sprawność metody wynosi 65 - 70 %.

### **Stan rozwoju**

Do najbardziej zaawansowanych technologii należą:

- Solvent Refined Coal (SRC),
- Exxon Donor Solvent,
- H - Coal.

Podstawowym produktem są oleje opałowe.

W Australii przy współpracy Japonii zbudowano w 1983 r. urządzenie pilotowe SRC o przepustowości 50 t/d. W 1981 r. podano do wiadomości, że projekt SRC-II, mający być realizowany w Morgantown (USA), a finansowany przez USA, RFN, Japonię, zostaje wstrzymany. Oceniono, że koszt budowy zakładów o przepustowości 6000 t/d ma kosztować ponad 1,4 mld \$.

### **6.9.8 Piroliza**

Piroliza stanowi dekompozycję organicznej materii ciepłem w obecności powietrza. Jest pierwszym etapem procesu produkującego syntetyczny gaz i syntetyczne paliwa ciekłe.

### **Stan rozwoju**

Istnieje w USA urządzenie pilotowe Cogas. Brak jest informacji o terminie opanowania przemysłowego.

## 6.10 Uwagi końcowe

Z punktu widzenia ochrony środowiska, a także poszanowanie energii, największe znaczenie dla produkcji energii elektrycznej spośród elektrowni paliw kopalnych będzie miała technologia ogniw paliwowych fosforowych i węglanowych. W 1988 roku koszt 50%-wej redukcji  $\text{NO}_x$  lub  $\text{SO}_x$ , jaki ponosiłaby elektrownia konwencjonalna wynosił około 1\$(1988)/kg. Ogniw paliwowe w porównaniu do elektrowni opalanych paliwami kopalnymi pozwalają zmniejszyć emisję  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  o około 25-50 kg/kW/rok [6.11]. To stwarza kredyt inwestycyjny dla ogniw paliwowych rzędu 150-300 \$(1988)/kW.

W przypadku technologii produkcji paliw gazowych największe szanse opanowania przemysłowego ma technologia Lurgi + proces metanizacji. Można ona być nie tylko wykorzystywana do produkcji metanu, ale także stanowić ogniwo w cyklu technologii produkcji paliw ciekłych.

Zastosowanie reaktorów wysokotemperaturowych do produkcji wodoru pozwoli uzyskać sprawność rzędu 40 %. Równocześnie sprawność produkcji wodoru metodą elektrolizy wody (omawiana w rozdziale 7-ym) może być osiągalna w granicach 30-35 %. Oznacza to, że ewentualnie stosując bardzo złożoną technologię reaktorów wysokotemperaturowych, będzie można zwiększyć sprawność tylko o 5 % w stosunku do technologii elektrolizy wody.

Ze zbioru technologii produkcji paliw ciekłych największe możliwości opanowania przemysłowego posiada cykl technologii: reaktor Lurgi - metanol - proces Mobil. W połączeniu z procesem metanizacji stwarza możliwość produkcji syntetycznego gazu i syntetycznej benzyny o wysokiej liczbie oktanowej, której spalanie nie będzie zanieczyszczać środowiska.

W podsumowaniu przeglądu technologii paliw kopalnych należy przypomnieć, że wykorzystywaniu paliw kopalnych towarzyszy znaczna emisja dwutlenku węgla. Następuje to w przypadku wytwarzania energii elektrycznej podczas procesu spalania, podczas produkcji substytutów ropy i gazu naturalnego w wyniku produkcji wodoru poprzez stosowanie reakcji zwrotnej, a także spalając te substytuty. Oceniono, że znacznej redukcji emisji dwutlenku węgla, około 50 % wartości obecnie emitowanego, nie będzie można uzyskać stosując w dalszej perspektywie jedynie paliwa kopalne i energię jądrową. Znaczne wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii staje się więc nieuniknione. Wytwarzanym nośnikiem energii mogłaby być energia elektryczna lub wodór.

Należy nadmienić, że takie zagadnienia jak:

- analiza obecnego stanu prawnego w Polsce w zakresie ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami spalania paliw kopalnych,
- ocena możliwości obniżenia emisji zanieczyszczeń z krajowych urządzeń do spalania paliw,
- wskazanie kierunków badań podstawowych i stosowanych w zakresie spalania paliw, opracowano w ekspertyzie Komitetu Termodynamiki i Spalania Wydziału IV Nauk Technicznych PAN, pt "Spalanie paliw ze szczególnym uwzględnieniem problemów ekologicznych", wykonanej przez zespół naukowców pod redakcją profesora Jerzego Tomeczka [6.22].

## Literatura

- 6.1 Energy Technology Data Handbook, IEA Energy System Analysis Project, Vol.I, Applied System Analysis No. 18, KFA, Julich, RFN, 1980.
- 6.2 Summary Report on Technology Characterizations, IEA, Energy Technology Systems Analysis Project, No. 30, KFA, Julich, RFN, 1982.

- 6.3 Herman S.W., Cannon I.S., Energy future, Ballinger Publishing Co., 1977.
- 6.4 Jeffs E., Germany pushes fluidized bed research for clean environment, Energy International, Vol.17, No 9, 1980.
- 6.5 Environmental Considerations in Advanced Energy Conversion Technology Assessments, IECEC, 1977.
- 6.6 Larson J.W., Comparison of coal gasification combined cycle developments in the USA, Modern Power Systems, Vol. 1, No 1, 1981.
- 6.7 Foster-Pegg R.W., Jeager H.L., Low-BTU Gas Powering of Combined Cycle Plants, Proc. Amer. Power Conf. 38, 1976.
- 6.8 Cameron D.S., World developments of fuel cells, Int. J. Hydrogen Energy, Vol.15, No 9, str. 669-675, 1990.
- 6.9 Appleby A.J., Coal gasification in fuel cell application, Energy 12, Chapter 6, 1987.
- 6.10 Electrochemical energy conversion and storage, Reports from Conferences, Chimia 43 (Schweizerischer Chemiker Verband), No 7-8, 1989.
- 6.11 Lindstrom O., That incredible, part 1, Chemtech August 1988, Fuel cell power plants, part 2, Chemtech september 1988, Muscles, engines, and fuel cells, part 3, Chemitech, November 1988, Fuel cell markets a look at economics and commercial installations, part 4, Chemitechy January 1989.
- 6.12 Bedingungen und folgen von aufbastrategien fur eine solar wasserstoffwirtschaft, Untersuchung fur die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages "Technikfolgen - Abschätzung und - Bewertung", Ottobrunn, RFN, Mai 1990.
- 6.13 Cameron D. S., World developments of fuel cells major opportunity for platinum electrocatalysts, Platinum Metals Rev., 34, str. 26-35, 1990.
- 6.14 Gillis E., Fuel cell commercialization, EPRI Journal october/november, 1990.
- 6.15 Direct fuel cell power plants for utility applications, 2 MW direct fuel cell power plant, Energy Research Corporation Danbury, CT 06813.
- 6.16 Overview of coal based MCFC system, Energy Research Corporation Danbury, CT 06813.
- 6.17 Steele B.C.H., Materials technology in fuel cell development, Materials and Design, Vol.11, No1 february 1990.
- 6.18 Srinivasan S., Fuel cells for extraterrestrial and terrestrial applications, Journal of the electrochemical society, Vol. 136, No 2, 1989.
- 6.19 Herman S.W., Cannon J. S., Energy futures, Ballinger, 1977.

- 6.20 Materials symposium "The high temperature reactor and process applications", BNES, Londyn 1974.
- 6.21 Bair W.G., Lau F.S., Status of Hygas process development, Coal Processing Technology, Vol. VI, 1980.
- 6.22 Ekspertyza Komitetu Termodynamiki i Spalania Wydziału IV Nauk Technicznych PAN, pt. "Spalanie paliw ze szczególnym uwzględnieniem problemów ekologicznych", Warszawa, 1992.

**IBS**

43297

**ISBN 83-85847-06-5**

---

---

W celu uzyskania bliższych informacji i zakupu dodatkowych egzemplarzy  
prosimy o kontakt z Instytutem Badań Systemowych PAN  
ul. Newelska 6, 01-447 Warszawa  
tel. 36-19-01 w. 241 e-mail: [kotuszew@ibspan.waw.pl](mailto:kotuszew@ibspan.waw.pl)