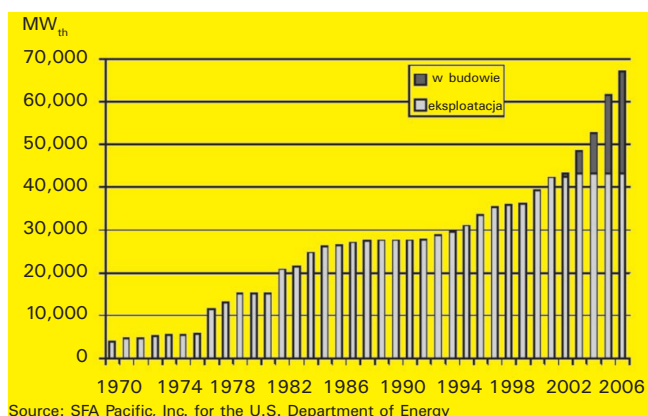


Janusz Rakowski

Instytut Energetyki – Zakład Procesów Ciepłych

Przegląd zagadnień technologicznych związanych ze zgazowaniem paliw stałych dla potrzeb energetycznych

Począwszy od roku 1999 amerykańska firma *SFA Pacific Inc* gromadzi informacje o wszystkich instalacjach do zgazowania paliw stałych (gazogeneratorach) czynnych oraz budowanych na świecie. W końcu roku 2000 baza danych *SFA* [1] obejmowała około 800 gazogeneratorów. Jednak po pominięciu jednostek małych oraz wykorzystywanych sporadycznie uznano, że w eksploatacji znajdowało się 409 gazogeneratorów, produkujących gaz w ilości równoważnej mocy cieplnej 43 300 MW.



Source: SFA Pacific, Inc. for the U.S. Department of Energy

Rys. 1. Zdolność produkcyjna gazogeneratorów na świecie według stanu w grudniu 2000 r. [1]

Ponadto w trakcie budowy lub projektowania znajdowało się 59 gazogeneratorów o mocy cieplnej 24 500 MW. Stanowiło to łącznie 67 800 MW, co było równoważne produkcji $\sim 500 \times 10^6$ Nm³/dobę gazu niskiej i średniej jakości. Wzrost globalnej mocy produkcyjnej przedstawiono na rysunku 1.

Podkreślić trzeba, że duże gazogeneratory budowane obecnie na zasadach komercyjnych (tab. 1) są na ogół dostosowane do zgazowania odpadów petrochemicznych. Jak wiadomo odpady te zawierają coraz więcej siarki, którą w instalacjach zgazowania można oddzielić łatwiej niż w instalacjach tradycyjnych.

Największe instalacje zgazowania węgla eksploatowane są od szeregu lat w Afryce Południowej, gdzie otrzymywany gaz przetwarzany jest na paliwo płynne. Opłacalność zgazowania węgla w innych rejonach świata zależy głównie od relacji kosztu gazu ziemnego w danej lokalizacji w odniesieniu do kosztu węgla.

W latach 90. zbudowano 5 energetycznych bloków gazowo-parowych, wykorzystujących produkty zgazowania węgla. Były to bloki przeznaczone do wypróbowania najbardziej znanych technologii zgazowania. Ich budowa i eksploatacja w ciągu pięciu pierwszych lat była częściowo sponsorowana przez Departament Energetyki USA lub też przez UE. Okresy sponsorowania już się skończyły i obecnie wszystkie te bloki są eksploatowane na zasadach komercyjnych.

Tabela 1

Dziesięć największych gazogeneratorów, grudzień 2000 [5]

Obiekt	Lokalizacja	Gazogenerator		Rok uruchomienia	Surowiec	Produkt
		dostawca	wydajność, moc cieplna, MW			
<i>Sasol-II</i>	Afryka Płd.	<i>Lurgi</i>	5090	1977	węgiel	paliwo płynne
<i>Sasol-III</i>	Afryka Płd.	<i>Lurgi</i>	5090	1982	węgiel	paliwo płynne
<i>Port Arthur</i> *	USA	<i>E-Gas</i>	2029	2005	koks naftowy	energia elektryczna
<i>Dakota</i>	USA	<i>Lurgi</i>	1900	1984	węgiel	gaz syntezowy
<i>Repsol</i> *	Hiszpania	<i>Texaco</i>	1654	2005	odpady petroch.	energia elektryczna
<i>Lake Charles</i> *	USA	<i>Texaco</i>	1407	2005	koks naftowy	energia elektryczna
<i>Deer Park</i> *	USA	<i>Texaco</i>	1400	2006	koks naftowy	energia elektryczna
<i>Eagle Energy</i> *	USA	<i>Texaco</i>	1367	2005	koks naftowy	energia elektryczna
<i>SARLUX</i>	Włochy	<i>Texaco</i>	1217	2001	odpady petroch.	energia elektryczna
<i>Total (EdF)</i> *	Francja	<i>Texaco</i>	1043	2004	odpady petroch.	energia elektryczna

* w budowie

Czas pracy i produkcja bloku IGCC (Buggenum, NL)

Rok	Czas pracy, h		Produkcja energii elektr., GWh		
	gazo generatora	bloku TG + KO + TP	na gazie ze zgazowania	na gazie ziemnym	produkcja łączna
1994	285	5396	5	747	752
1995	2018	5855	248	533	781
1996	2611	5039	363	353	716
1997	4961	6426	834	238	1072
1998	5162	6518	1027	232	1259
1999	5724	7590	1095	294	1389

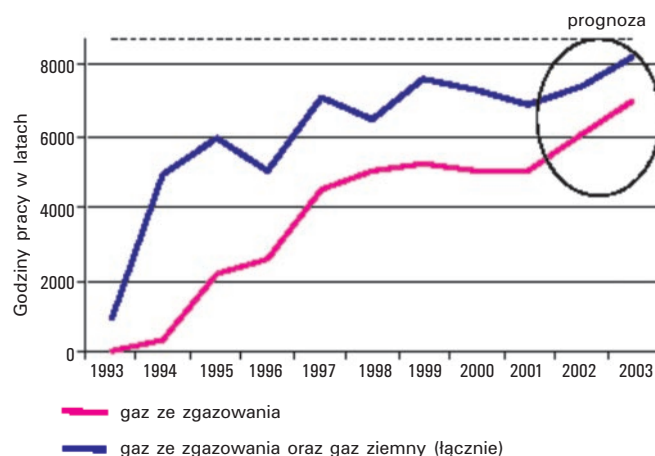
Wybrane bloki gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem paliw stałych

Blok gazowo-parowy w Buggenum (NL)

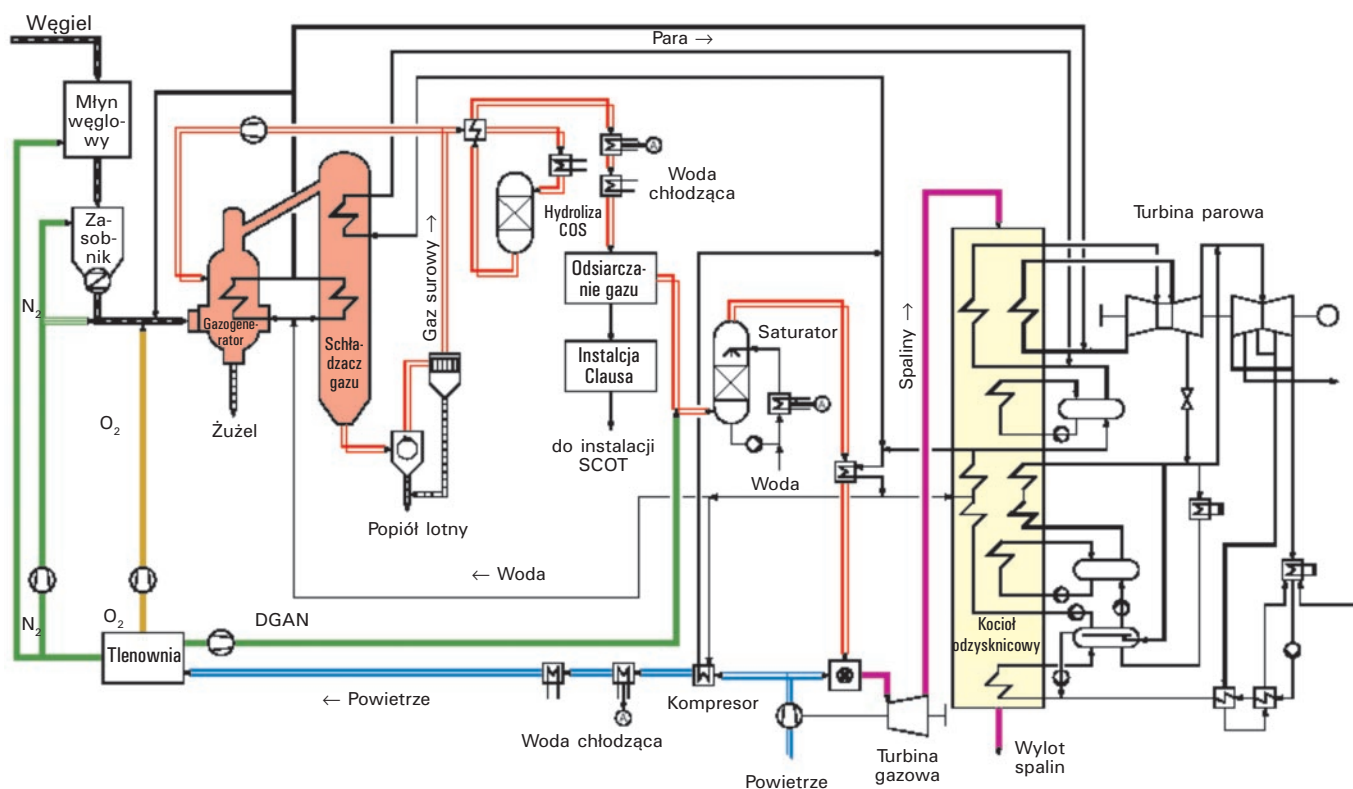
Obecnym właścicielem bloku jest duża spółka energetyczna *NUON*. Moc znamionowa bloku wynosi 283 MW (brutto), w tym moc turbiny gazowej 155 MW oraz turbiny parowej 128 MW. Pobór mocy na potrzeby własne wynosi 31 MW, a więc moc bloku netto wynosi 252 MW.

Na rysunku 2 przedstawiono schemat technologiczny bloku [6]. Jego produkcję do roku 1999 przedstawiono w tabeli 2. W tych latach zgazowywany był głównie węgiel „Drayton” importowany z Australii.

W związku ze zmianą właściciela elektrowni, informacje dotyczące pracy bloku po roku 1999 są skąpe. Ograniczają się one np. do wykresu (rys. 3) obrazującego czas pracy bloku na gazie ze zgazowania oraz całkowity czas pracy bloku, tzn. łącznie z czasem pracy na gazie ziemnym.



Rys. 3. Godziny pracy bloku w poszczególnych latach



Rys. 2. Schemat technologiczny bloku IGCC w Buggenum [6]

Z sumy podanych na tym wykresie liczb wynika, że począwszy od uruchomienia w roku 1993 do końca września 2002 roku, blok przepracował na gazie ze zgazowania 33 700 h, natomiast łącznie na gazie ze zgazowania i na gazie ziemnym 42 500 h. Dyspozycyjność bloku poprawiła się po roku 1996, kiedy to w komorze spalania turbiny gazowej V.94.2 zainstalowano nowy palnik, dostosowany do spalania gazu ze zgazowania węgla (rys. 4 b). Wylimitowano w ten sposób bardzo kłopotliwe pulsacje spalania, występujące w przypadku standardowego palnika hybrydowego (rys. 4 a), dostosowanego do spalania gazu ziemnego. Po opanowaniu tych problemów, pracę bloku ocenić można jako zadowalającą (patrz tab. 2). W okresie od 1 stycznia 2002 r. do 31 sierpnia 2002 r. dyspozycyjność czasowa układu zgazowania wynosiła 86,1%, a postoje planowe 8,3% i awaryjne 5,6% [7].

W przyszłości przewiduje się, że blok IGCC w Buggenum wykorzystywany będzie do zgazowania biomasy, koksu ponaftowego, odpadów z przemysłu papierniczego i zużytej gliny bentonitowej. Z tą myślą w latach 2001 – 2002 zgazowano próbnie ~20 kton biomasy w postaci ściółki z ferm drobiowych, osadów ściekowych, masy papierniczej i drewna, natomiast obecnie przewiduje się próbne współzgazowanie około 300 kton biomasy dodawanej do węgla, w roku 2004 w ilości do 30%, a w roku 2005 w ilości do 50% wsadu surowca.

W tabeli 3 przedstawiono następujące warianty zasilania bloku IGCC w surowce do zgazowania:

- dotychczasowy węglowy,
- przyszłościowy średni,
- przyszłościowy skrajny (duża ilość osadów ściekowych).

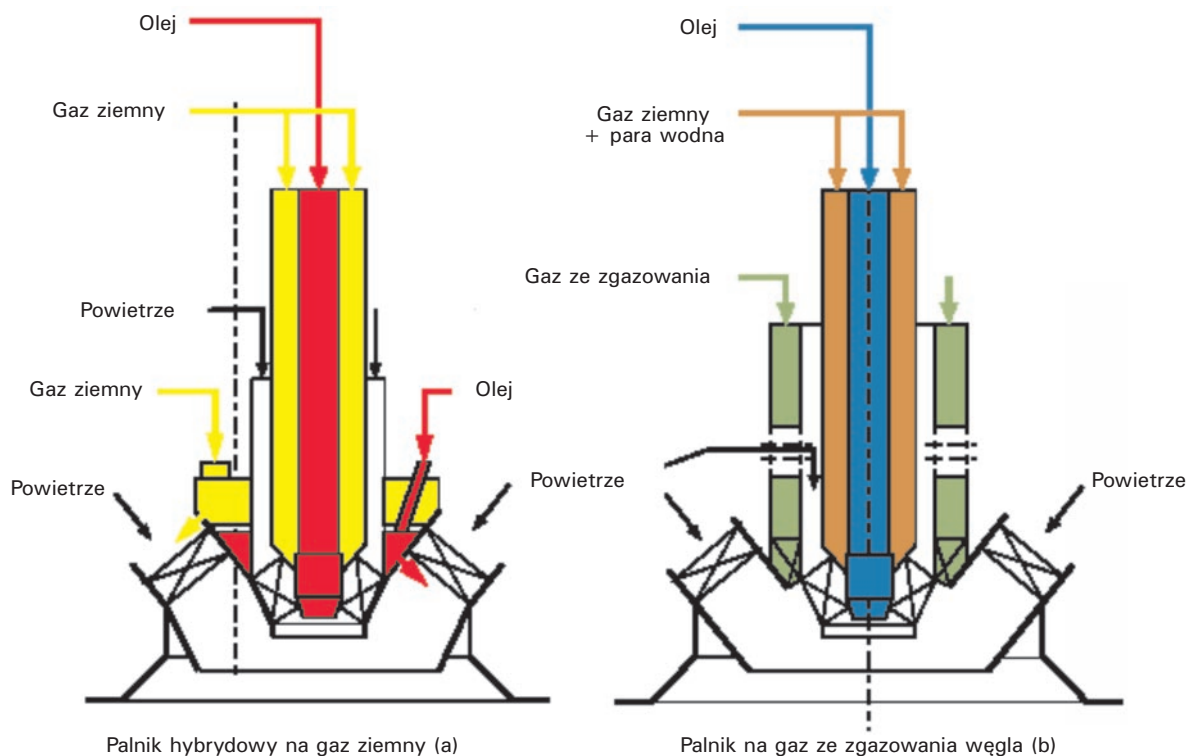
Tabela 3

Warianty zasilania bloku IGCC w Buggenum w surowce [7]

Surowiec, kton/rok	Warianty		
	dotychczasowy	średni	skrajny
Węgiel (Drayton)	543	383	471
Gaz ziemny	51	68,4	107
Osady ściekowe		100	382
Ściółka z ferm drobiu		100	
Drewno		100	
Dolomit	14		
Masa papiernicza		10	38

Przewiduje się, że zgazowywane surowce i odpady zapewnią pracę bloku na gazie ze zgazowania w ciągu 6200 h/rok. Ponadto przewidywane (tab. 3) ilości gazu ziemnego zapewnić mają pracę bloku w granicach 1200 – 2000 h/rok (zależnie od wariantu).

Zastąpienie części węgla biomasa spowoduje zwiększenie ilości wytwarzanego żużla z 72 do 179 kt/rok, jak też ilości pozyskiwanej czystej siarki z 4600 t/rok do 7200 t/rok, przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości wydzielanego CO₂ z 1255 do 872 kt/rok w wariacie średnim oraz do 888 kton/rok w wariacie skrajnym. W wariacie średnim spowoduje ono również wyraźny, a w wariacie skrajnym bardzo wysoki wzrost emisji: SO₂, As, Ba, Cu, Hg, Mn, Ni, Sb, Se, Sn oraz Zn.



Rys. 4. Palniki firmy Siemens [6]

**Blok gazowo-parowy w elektrowni POLK
(Tampa, USA) [8]**

Moc znamionowa bloku wynosi 317 MW (brutto), w tym moc turbiny gazowej 192 MW oraz turbiny parowej 125 MW. Pobór mocy na potrzeby własne wynosi 65 MW, w tym kompresor główny powietrza do tlenowni 32 MW oraz kompresory tlenu i azotu 18 MW. Moc bloku netto wynosi 252 MW.

Uproszczony schemat technologiczny bloku przedstawiony jest na rysunku 5. Produkcję bloku, począwszy od jego uruchomienia, przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4

Produkcja bloku IGCC w elektrowni POLK (Tampa, USA), MWh

Lata ¹⁾	1997	1998	1999	2000	2001
Produkcja na gazie z węgla	891 866	1 761 850	1 567 825	2 075 067	1 826 644
Produkcja na paliwie rezerwowym (olej)	193 631	176 470	217 528	52 111	156 495
Produkcja całkowita	1 085 497	1 938 320	1 785 353	2 127 178	1 983 139

¹⁾ w elektrowni POLK rok rozrachunkowy trwa od 1 października do 30 września.

Wykorzystanie i dyspozycyjność bloku w poszczególnych latach charakteryzują trzy współczynniki (tab. 5):

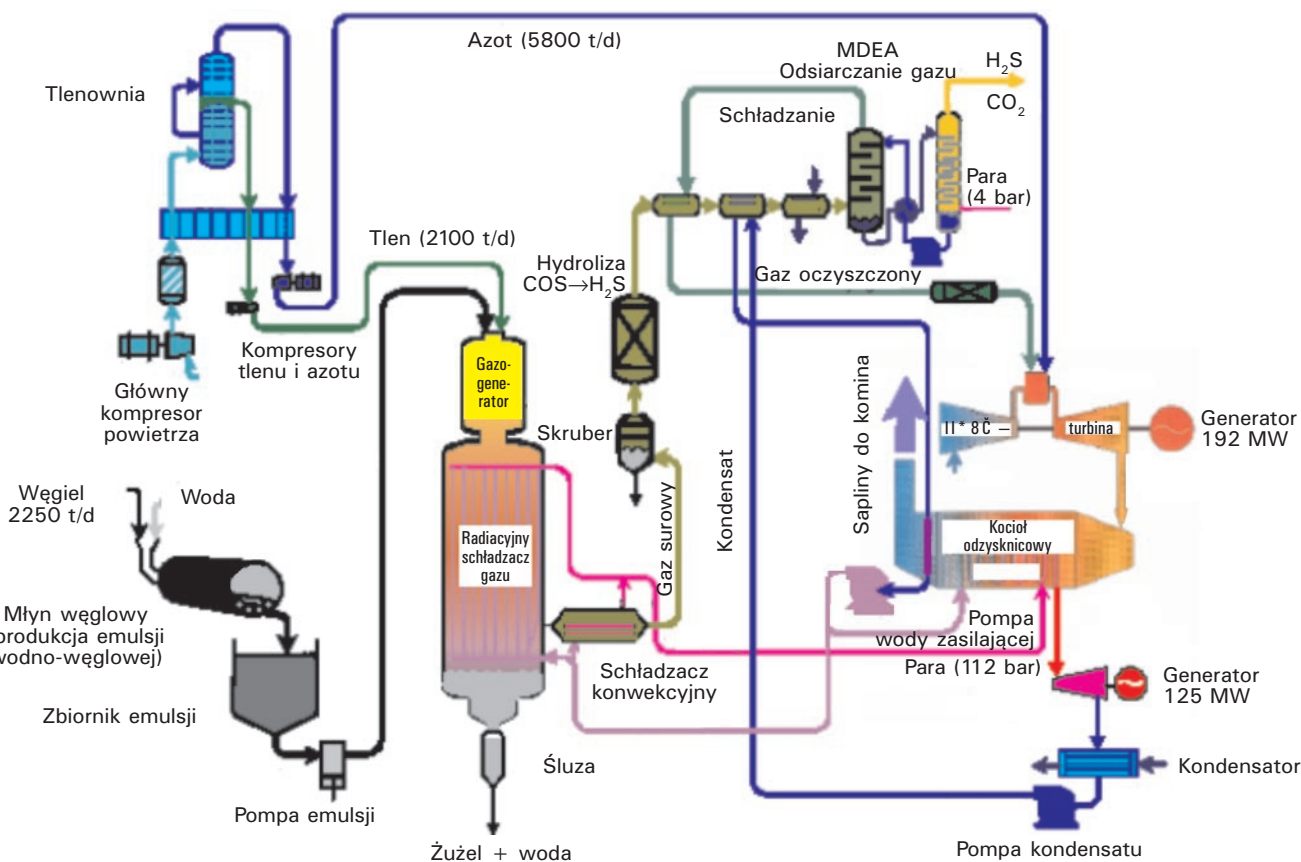
Tabela 5

Wykorzystanie bloku IGCC w elektrowni POLK (Tampa, USA), %

Lata*)	1997	1998	1999	2000	2001
Wykorzystanie IGCC	35	66	60	77,8	71,0
Wykorzystanie CC	47	78	77	81,0	81,4
Dyspozycyjność bloku	55	88	93	86,6	93,9

- stosunek czasu pracy bloku na gazie ze zgazowania do sumy wszystkich czasów, tzn. czasu pracy na gazie ze zgazowania + czas pracy na paliwie rozruchowym + czas postojów w rezerwie + czas postojów awaryjnych (wykorzystanie IGCC),
- stosunek sumy czasu pracy bloku na gazie ze zgazowania + czas pracy na paliwie rezerwowym (olej lekki) do sumy wszystkich czasów (wykorzystanie CC),
- stosunek sumy czasu pracy bloku na gazie ze zgazowania + czas pracy na oleju + czas postojów w rezerwie do sumy wszystkich czasów (dyspozycyjność bloku).

W roku rozrachunkowym 2002 (1 X 2001–31 VIII 2002), czas wykorzystania bloku pracującego na gazie syntezowym wynosił 75%. Ponadto przez około 10% czasu blok pracował na paliwie rezerwowym, tzn. na oleju lekkim. Występowało to w okresach niesprawności generatora gazu.



Rys. 5. Schemat technologiczny bloku IGCC w elektrowni POLK (Tampa) [8]

Dyspozycyjność trzech zasadniczych grup urządzeń, tzn. układu zgazowania, tlenowni oraz układu skojarzonego (turbina gazowa + kocioł odzysknicowy + turbina parowa) wynosiła w roku 2002 odpowiednio: 77%, 96% oraz 94%. Stosunkowo niska dyspozycyjność układu zgazowania spowodowana była koniecznością awaryjnego odstawiania następujących grup urządzeń:

– konwekcyjny schładzacz gazu	478 h,
– instalacja odsiarczania gazu	367 h,
– pompy emulsji węglowej	321 h,
– rurociąg gazu (do skrubera)	285 h,
– palnik węglowy	13 h,
– rurociąg odmulin	10 h,
– inne uszkodzenia	85 h,
Odstawienia awaryjne w roku 2002 (razem)	1559 h.

- Do największych uszkodzeń w 2002 r. zaliczyć można:
- nieszczelności w obrębie konwekcyjnego schładzacza gazu, spowodowane m.in. złą jakością spawów przy kołnierzu rury wylotowej,
 - szlakowanie powierzchni ogrzewalnych w obrębie tego schładzacza,
 - nieszczelności przewodów gazowych pomiędzy schładzaczem konwekcyjnym a skruberem,
 - występowanie korozji w obrębie instalacji odsiarczania gazu, wykorzystującej metylenodwuetaolaninę (MDEA) jako absorbent,
 - uszkodzenia falownika w układzie regulacji obrotów pompy emulsji węglowej,
 - pęknięcia rurociągu gazu surowego między schładzaczem konwekcyjnym a skruberem, spowodowane wadliwym ukształtowaniem kolan.

Poważnym problemem, ograniczającym warunki pracy całego bloku, jest niewystarczająca wydajność głównego kompresora powietrza, zasilającego tlenownię. Jego wydajność, bezpośrednio po zainstalowaniu, wynosiła 385 t/h (~300 tys Nm³/h) przy ciśnieniu wylotowym 10,0 bar i poborze mocy ~32 MW. Po pięciu latach eksploatacji wydajność osiągalna kompresora spadła do ~365 t/h. Stworzyło to duży problem, ponieważ jednocześnie zapotrzebowanie na tlen do zgazowania wzrosło do ~92 t/h (2100 t/d), co jest równoważne ~420 t/h powietrza. Wzrost ten podyktowany został koniecznością zmniejszenia zawartości części palnych w żużlu. Sprawa ta jest bardzo istotna zarówno ze względu na sprawność bloku jak też ze względu na jakość żużla, który jest dostarczany do cementowni. Żużel ten musi jednak spełniać określone wymagania jakościowe, w tym również dotyczące zawartości nie przereagowanego węgla.

Ostatnio dzięki zabiegom modernizacyjnym udało się podwyższyć wydajność kompresora do ~400 t/h. Doprorowadzenie do prawidłowej konwersji węgla przy pełnej mocy osiągalnej całego bloku wymaga jednak dalszego wzrostu wydajności kompresora o co najmniej 20 t/h.

Począwszy od roku 2000 w elektrowni POLK (Tampa) zgazowywane są znaczne ilości koksu łożystego o zawartości siarki dochodzącej do 7%. Ma to bezpośredni wpływ na ilość powstającego w procesie zgazowania siarkowodoru (H₂S) oraz tlenosiarczku węgla (COS).

Siarkowódor usuwany jest w instalacji odsiarczania MDEA, natomiast w celu usuwania COS dobudowano instalację hydrolizy opartą na reakcji: $\text{COS} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$. Po wielu próbach dobrano katalizator, który uznano za najlepszy m.in. dlatego, że nie podlegał szybkiej degradacji. Po dłuższym czasie okazało się jednak, że katalizator ten wytwarza kwas mrówkowy, który w reakcji z absorbentem (metylenodwuetaolanina MDEA) doprowadza do powstania soli, która odkłada się na elementach konstrukcyjnych absorbera. Zmusiło to elektrownię do zainstalowania wymiennika jonowego, w którym następuje regeneracja soli bezpośrednio po jej powstaniu. Produktem ubocznym wytwarzanym w elektrowni POLK jest 98-procentowy kwas siarkowy w ilości 240 t/d.

Począwszy od maja 2003 r. elektrownię POLK (Tampa) obowiązują będą ostrzejsze normy emisji NO_x (15 ppmv w miejsce dotychczas obowiązujących 25 ppmv przy 15% O₂). W ostatnich miesiącach elektrownia, w obawie przed koniecznością zabudowy drogiej instalacji SCR, przeprowadziła próby dalszego ograniczania emisji NO_x poprzez głębsze rozcieńczenie gazu spalanego w turbinie gazowej. Próby wykonano przy użyciu tanich i łatwo dostępnych czynników. Za kryterium przyjęto skuteczność ograniczenia emisji NO_x uzyskaną w wyniku zmieszania z gazem 1000 Nm³ czynnika w ciągu godziny.

Osiągnięto następujące wyniki:

CO ₂ ^{A)}	1,6	ppmv/[1000 Nm ³ /h]
H ₂ O	0,67	" "
N ₂	0,35	" "
DGAN ^{B)}	0,28	" "

^{A)} CO₂ pobierane z instalacji odsiarczania gazu,

^{B)} azot zmieszany z powietrzem.

Decyzje podjęte w omawianej sprawie opublikowane będą zapewne w niedalekiej przyszłości.

Blok gazowo-parowy w elektrowni ELCOGAS (Puertollano, Hiszpania) [9]

Moc znamionowa bloku (brutto) wynosi 317,7 MW (335 MW według ISO), w tym moc turbiny gazowej 182,3 MW (200 MW według ISO) oraz moc turbiny parowej 135,4 MW (135 MW według ISO). Tak więc moc bloku netto wynosi 300 MW (według ISO).

Formalnie blok został uruchomiony w grudniu 1997 r., ale produkcja energii elektrycznej na gazie z węgla oraz z koksu łożystego rozpoczęła się dopiero w 1999 r. (tab. 6).

Tabela 6
Produkcja bloku IGCC w elektrowni ELCOGAS, GWh (Puertollano, Hiszpania)

Lata	1999	2000	2001	2002 ¹⁾
Produkcja na gazie ze zgazowania	330	910	1391	1125
Produkcja na gazie ziemnym	850	630	321	192
Produkcja całkowita	1180	1540	1712	1391

¹⁾ dotyczy okresu 1.01.2002–31.08.2002

Tabela 7

**Wykorzystanie bloku IGCC w elektrowni ELCOGAS, %
(Puertollano, Hiszpania)**

	TG + TP	Gen. gazu	IGCC	TG + TP	Gen. gazu	IGCC
	2001			2002 ¹⁾		
W rezerwie ³⁾	6,8	12,7	0,5	4,3	6,4	0,5
Postoje planowe ³⁾	3,1	2,4	5,5	9,7	10,5	13,4
Postoje awaryjne ³⁾	12,1	22,7	34,7 ⁴⁾	3,5	11,7	20,2 ⁴⁾
W ruchu ³⁾	78	62,2	59,3	80,9	69,7	65,9
Współcz. wykorzystania ²⁾	61,5	51,2	49,8	71,5	61,5	60,8

¹⁾ dotyczy okresu 1.01.2002–31.08.2002,

²⁾ współczynnik wykorzystania projektowej zdolności produkcyjnej

³⁾ czas liczony w stosunku do sumy wszystkich czasów: w ruchu,

w rezerwie oraz postojów planowych i awaryjnych,

⁴⁾ komentarz w tekście.

Jak wynika z tabeli 7 postoje awaryjne stanowią ważną pozycję w bilansie czasu wykorzystywania bloku. Dlatego też przedstawiono poniżej krótką charakterystykę największych uszkodzeń.

W roku 2001 odnotowano 36 odstawień awaryjnych, które pochłonęły łącznie 34,7% czasu całkowitego. Wymienić tu można naprawy i usprawnienia: turbiny gazowej (7,4%), gazogenerators (5,4%), filtra ceramicznego (3,3%), układu hydrolizy COS (3,0%), kotła odzysknicowego (3,7%), układu usuwania żużla (1,7%), tlenowni (1%) oraz 29 uszkodzeń drobnych, które wymagały 9,2% czasu.

W roku 2002 odnotowano 26 odstawień awaryjnych, które pochłonęły łącznie 20,2% czasu całkowitego. Wymienić tu można usuwanie żużla (7,6%) oraz naprawy i usprawnienia w obrębie: generatora gazu (2,1%), komory spalania turbiny gazowej (1,2%), tlenowni (1%) oraz 22 uszkodzenia drobne, które wymagały 8,3% czasu całkowitego.

**Blok gazowo-parowy
w elektrowni Wabash River (USA) [10]**

Moc znamionowa bloku wynosi 296 MW (brutto), w tym moc turbiny gazowej 192 MW oraz turbiny parowej 105 MW. Pobór mocy na potrzeby własne wynosi 35 MW, tzn. moc bloku netto jest równa 262 MW. Projektowe zużycie węgla 2250 t/d lub koksu łożaftowego 1900 t/d. Wydajność znamionowa gazogenerators: $5,7 \times 10^6 \text{ Nm}^3/\text{d}$ gazu o wartości opałowej $8,0 \text{ MJ}/\text{Nm}^3$, jest praktycznie jednakowa dla węgla i koksu łożaftowego.

Wykorzystanie układu zgazowania było w tym okresie niewielkie (tab. 8).

Przyczyniły się do tego dwie poważne awarie: kompresora powietrza, a następnie turbiny gazowej, wymagające wielotygodniowych odstawień bloku do remontu.

Istotny wydaje się jednak fakt, że według posiadanego rozoznania aktualnie opłacalne jest tylko zgazowanie koksu łożaftowego. Czas wykorzystania gazogenerators zależy więc od ilości dowożonego koksu.

Tabela 8

Wykorzystanie bloku IGCC w elektrowni Wabash River

Wyszczególnienie	1996	1997	1998	1999
Wykorzystanie generatora gazu, h	1902	3885	5279	3496
Produkcja gazu z węgla, 10^6 Nm^3	365	822	1 166	766
Zgazowany węgiel, 10^3 t	167,3	356,4	509,4	326,5
Praca bloku na gazie z węgla, h	1 553	3 701	5 139	~ 3 400
Produkcja ener. el. na gazie z węgla, GWh	278,17	940,4	1 429,2	~ 900,0

Wykorzystanie to poprawiło się w okresie od 1 stycznia 2002 r. do 18 października 2002 r., kiedy to generator gazu pracował przez 3990 godzin, jedynie na koksie łożaftowym. Wyprodukowano w tym okresie $958 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ gazu o wartości opałowej $7,95 \text{ MJ}/\text{Nm}^3$, osiągając średnią wydajność $5,76 \times 10^6 \text{ Nm}^3/\text{d}$. Począwszy od uruchomienia bloku aż do 30 września 2000 r., z instalacji odsiarczania gazu odprowadzono 38 776 ton czystej siarki o parametrach odpowiadających wymaganiom odbiorcy.

Dane charakteryzujące wykorzystanie bloku w latach 2001–2002 przedstawiono w tabeli 9.

Tabela 9

Wykorzystanie bloku IGCC w latach 2001–2002

Lata	W ruchu, h	W rezerwie, h	Postoje awaryjne, h	Postoje planowe, h
2001	3 232	4 006	926	596
2002 ¹⁾	3 988	2 123	454	419

¹⁾ dotyczy okresu 1.01.2002–18.10.2002

W ciągu ostatnich dwóch lat postoje awaryjne powodowane były najczęściej: nieszczelnościami rur w schładzaczach gazu, uszkodzeniami elementów w układzie wytwarzania emulsji wodno-węglowej, w tym pompy emulsji, uszkodzeniami w osprzęcie kompresora powietrza.

Poziom emisji zanieczyszczeń emitowanych przez blok IGCC do powietrza atmosferycznego charakteryzuje tabela 10. Zwraca uwagę bardzo niska wartość emisji SO_2 oraz niezauważalna emisja pyłów.

Tabela 10

Poziom emisji

Wyszczególnienie	SO_2	NO_x	CO	Pył
Emisja, g/MWh	612	494	621	ślady
Emisja, g/GJ	43	64,5	21,5	ślady

Podkreślić trzeba, że w elektrowni Wabash River rozpoczęty został montaż doświadczalnego ogniwa paliwowego o mocy 2 MW. Program prób tej instalacji ma być zakończony w 2004 roku.

Nowe instalacje zgazowania budowane dla celów energetycznych

Spółka *GLOBAL* przystąpiła do budowy w stanie Kentucky (USA) dwóch bloków IGCC [11]. Moc każdego z nich wynosić ma 540 MW netto (LHV). Oparte mają być na gazogeneratorach *British Gas Lurgi*. Paliwem będą odpady komunalne MSW (Municipal Solid Waste) przetworzone na RDF (Refuse Derived Fuel), a następnie zmieszane z węglem. Ilość zgazowywanych odpadów MSW wynosić ma dla każdego bloku około $1,5 \times 10^6$ t/rok. Sprawność bloku sięgnie 47,8% netto przy potrzebach własnych 51 MW. Ilość ciepła w produkowanym gazie wynosić ma około 4000 GJ/h.

Inwestycja ma być sponsorowana przez Departament Energetyki USA w wysokości 78×10^6 USD. Zakończenie inwestycji przewidziane jest w drugim kwartale 2005 r.

Obecnie negocjowana jest sprzedaż produktów ubocznych, którymi będą żużel oraz czysta siarka (przewiduje się 99-procentowy odzysk siarki). Energia elektryczna doprowadzana będzie do systemu *AEP (American Electric Power)*.

Japońskie przedsiębiorstwo energetyczne *EPDC (Electric Power Development Co.)* pojęło budowę doświadczalnej instalacji zgazowania EAGLE [12]. Opiera się ona na gazogeneratorze przepływowym dostosowanym do zgazowania rozmaitych rodzajów węgla kamiennego w ilości do 150 t/d (6,25 t/h). Czynnikiem zgazowującym jest tlen 95% w ilości do 4600 Nm³/h, doprowadzany pod ciśnieniem 25 bar. Gaz po instalacji hydrolizy tlenosiarczku węgla (COS) jest odsiarczany w instalacji mokrej z metylo-dietanolaminą MDEA jako absorberem. Wydajność instalacji wynosi 14 600 Nm³/h. Część gazu, która ma być doprowadzana do ogniwa paliwowego podlegać będzie dalszemu oczyszczaniu aż do osiągnięcia zawartości związków siarki <1 ppm, halogenów <1 ppm, amoniaku <1 ppm oraz pyłów <1 mg/Nm³. Wartość opałowa otrzymanego gazu

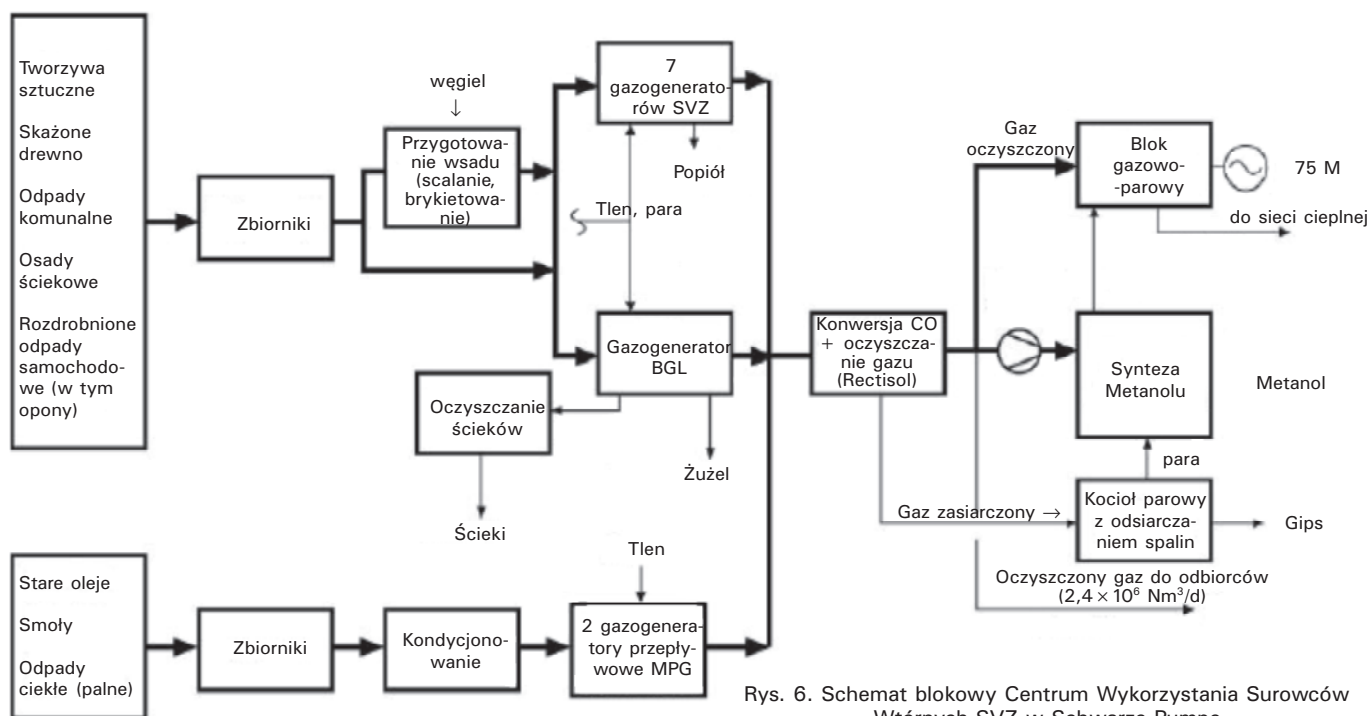
do 10 MJ/Nm³; konwersja węgla do 98%; sprawność zgazowania „na zimno” do 78%. W roku 2001 zakończona została budowa tej części instalacji EAGEL, w której gaz doprowadzany jest tylko do turbiny gazowej o mocy 8 MW. W przyszłości ma on również zasilać ogniwo paliwowe. Zaprogramowane są bowiem prace nad zintegrowanym systemem IGFC składającym się z gazogenerators z rozbudowaną instalacją oczyszczania gazu, ogniwa paliwowego, turbiny gazowej, kotła odzysknicowego oraz turbiny parowej.

Japońskie przedsiębiorstwo czystego węgla (*Clean Coal Power R&D Co., Ltd*) zamierza wybudować blok IGCC oparty na powietrznym zgazowaniu węgla [13]. Składać się on będzie z dwustopniowego gazogenerators z suchym doprowadzaniem węgla w ilości 1700 t/d, turbiny gazowej typu 701 DA o mocy 130 MW i o temperaturze dolotowej 1200°C, kotła odzysknicowego oraz turbiny parowej. Moc bloku wynosić ma 250 MW, a jego sprawność 42% (LHV) przy emisji: SO_x <8 ppm; NO_x <5 ppm oraz pyłu <4 mg/Nm³. Projekt instalacji ma być wykonany do końca 2003 r., budowa zakończona w 2006 r., a potem próby trwać mają 3 lata. W latach 1986–1996 przedsiębiorstwo to zbudowało, a następnie przeprowadziło badania instalacji pilotowej zgazowania przerabiającej 200 t/d węgla.

Zgazowanie odpadów

Poważnym problemem społecznym jest narastająca ilość odpadów komunalnych i przemysłowych. Według firmy *Juniper* [14] w Europie Zachodniej (15 krajów + Szwajcaria) powstają obecnie w ciągu roku następujące ilości odpadów:

- odpady komunalne stałe (MSW) 139 × 10⁶ ton/rok,
- odpady przemysłowe 324 × 10⁶ ton/rok,
- odpady niebezpieczne 31,4 × 10⁶ ton/rok.



Rys. 6. Schemat blokowy Centrum Wykorzystania Surowców Wtórnych SVZ w Schwarze Pumpe

Odpady te trafiają częściowo do 309 spalarni (spopielarni) rozmieszczonych w tych krajach. Trwają jednak poszukiwania doskonalszych metod, które m.in. pozwalałyby na osiąganie wyższych sprawności, na efektywniejszy recycling oraz na skuteczniejsze ograniczanie emisji gazowych.

Przykładem takiego podejścia może być Centrum Wykorzystania Surowców Wtórnych SVZ (Sekundärrohstoff Verwertungs-Zentrum) [15], znajdujące się, w miejscowości Schwarze Pumpe (Niemcy Wschodnie), w odległości paru kilometrów od elektrowni ciepłej z blokami 800 MW. SVZ utworzone zostało w roku 1995 w następstwie likwidacji istniejącego na tym terenie kombinatu, produkującego przez ~30 lat gaz miejski z węgla brunatnego.

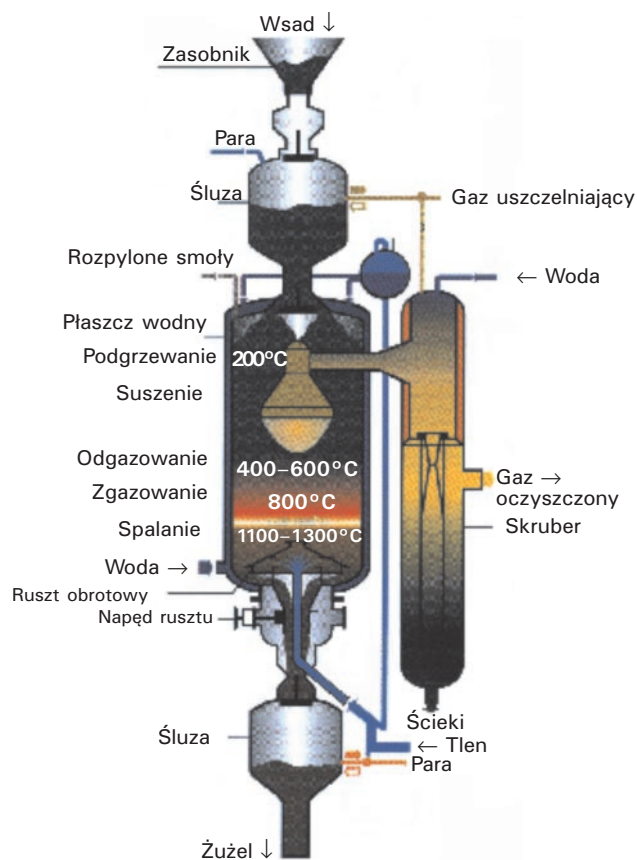
Uproszczony schemat funkcjonalny całego Centrum SVZ przedstawia rysunek 6. Odpady stałe, po przywiezieniu na teren SVZ i po usunięciu części metalowych, są rozdrabniane (<80 mm), osuszane do <10% wilgotności, mieszane z węglem lub z lepiszczem, a następnie przepuszczane przez prasę ciśnieniową, produkującą pelety o średnicy 10–20 mm i długości 20–70 mm.

Do roku 2000 w SVZ przetworzono, głównie na metal i energię elektryczną, przeszło 1,5 mln ton surowców wtórnych. Obecnie SVZ jest dostosowane pod względem technicznym i formalnoprawnym do utylizacji, głównie poprzez zgazowanie, surowców wtórnych, takich jak:

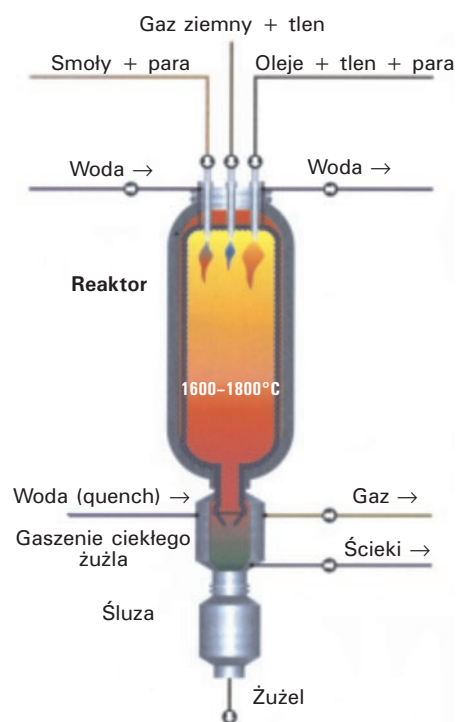
- tworzywa sztuczne,
- stare drewno skażone impregnatami, farbami, klejami itp.,
- osady ściekowe o konsystencji umożliwiającej peletyzację,
- rozdrobnione części samochodowe, w tym opony,
- odpady z sektora komunalno-bytowego,
- stare oleje,
- osady farb i lakierów,
- zużyte rozpuszczalniki,
- smoły.

W SVZ wykorzystywanych jest obecnie:

- 7 starych gazogeneratorów SVZ (rys. 7) ciśnieniowych, rusztowych ze złożem stałym, służących w przeszłości do produkcji gazu miejskiego z węgla brunatnego; proces zgazowania przebiega w temperaturze 1100–1300°C przy ciśnieniu 24 bar; czynnikiem zgazującym jest mieszanina tlenu i pary wodnej; zdolność przerobowa każdego z nich wynosi 8–14 t/h, zależnie od kompozycji wsadu;
- 2 gazogeneratory przepływowe MPG (Multi Purpose Gasification) z płynnym odprowadzaniem żużla (rys. 8); jeden z nich jest przerobionym starym gazogeneratorem ze złożem stałym, drugi natomiast przerobionym gazogeneratorem przepływowym GSP, skonstruowanym w b. NRD ok. roku 1985 do zgazowania węgla brunatnego; zgazowanie przebiega w temperaturze 1600–1800°C, a zdolność przerobowa każdego z nich wynosi ~15 t/h odpadów płynnych;

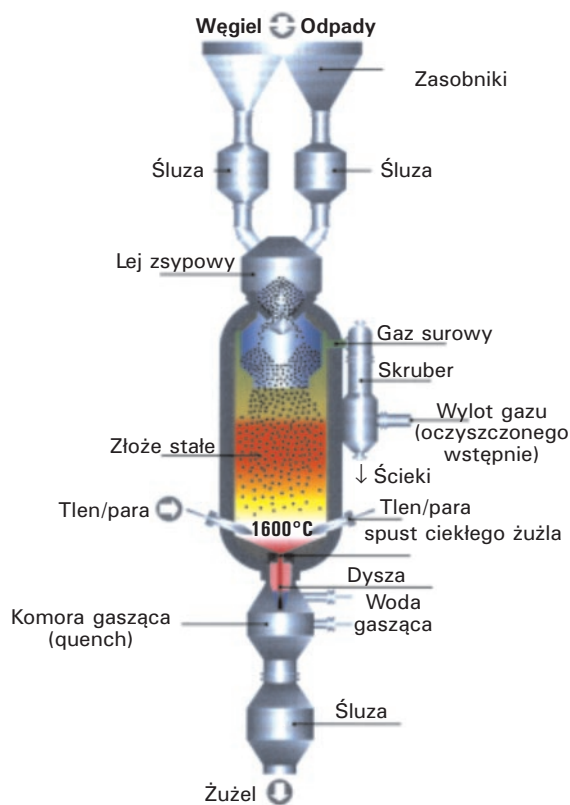


Rys. 7. Gazogenerator ciśnieniowy, rusztowy ze złożem stałym SVZ [15]



Rys. 8. Gazogenerator przepływowy MPG [15]

- 1 nowy gazogenerator BGL (British Gas Lurgi) ciśnieniowy ze złożem stałym, z odprowadzaniem żużla w postaci szklistego granulatu nie przekraczającego 3 mm (rys. 9); proces zgazowania przebiega w temperaturze 1600°C, przy ciśnieniu 27 bar; zdolność przerobowa gazogeneratora wynosi 35 t/h odpadów stałych wraz z węglem; surowce (odpady) stałe są zgazowywane wraz z węglem brunatnym w ilości do 50% całego wsadu.



Rys. 9. Gazogenerator ciśnieniowy ze złożem stałym z ciekłym odprowadzaniem żużla BGL [15]

Surowce wtórne są przyjmowane do przerobu w SVZ pod warunkiem, że nie są nadmiernie zanieczyszczone. Tabela 11 przedstawia dopuszczalny poziom wybranych zanieczyszczeń w mili- lub w mikrogramach na 1 kg wsadu.

Gaz z gazogeneratorów poddawany jest procesowi konwersji tlenku węgla ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$) w celu podwyższenia stosunku H_2/CO . Po odsiarczeniu w instalacji „Rectisol” gaz jest kierowany do instalacji syntezy metanolu oraz do turbiny gazowej. Oddzielony w instalacji „Rectisol” gaz o dużej zawartości H_2S jest spalany w kotle parowym, wyposażonym w instalację odsiarczania spalin. Para z tego kotła jest doprowadzana do bloku gazowo-parowego oraz do produkcji metanolu, a gips jest sprzedawany.

Tabela 12 zawiera wyniki zgazowania trzech grup odpadów.

Szacuje się, że zdolność przerobowa SVZ w zakresie odpadów stałych wynosi obecnie ~450 kt/rok, a w zakresie odpadów ciekłych ~50 kt/rok [14].

Tabela 11
Dopuszczalny poziom zanieczyszczeń odpadów (według SVZ)

Zanieczyszczenie	Udział zanieczyszczenia	Rodzaj odpadu		
		stały	płynny	
			do 5% zawiesiny stałej ^{a)}	powyżej 5% zawiesiny
Arsen As	mg/kg	2 000	100	2 000
Ołów Pb	"	10 000	3 000	10 000
Kadm Cd	"	1 000	500	1 000
Chrom Cr	"	20 000	3 500	7 000
Miedź Cu	"	100 000	1 000	2 000
Nikiel Ni	"	5 000	2 000	2 000
Rtęć Hg	"	200	60	200
Cynk Zn	"	100 000	5 000	10 000
Cyna Sn	"	10 000	1 000	2 000
Chlor/ /chlorowce Cl	% masy		6	6
Cyjanidy	mg/kg	500	500	500
Dioksyny/furany	µg/kg		200	200
Polichlorowany biefenyl	mg/kg	500	—	—
Ph (min. wartość)			5	5

^{a)} nie obejmuje roztworów wodnych

Tabela 12

Skład gazu z odpadów i węgla

Kompozycja wsadu	Pelety zawierające 79% RDF + 21% węgla	75% RDF w postaci pelet + 25% węgla w kawałkach	Plastik 10%, kłaki 10%, drewno 10%, RDF speletyzowane 45%, węgiel w kawałkach 25%
	500	1000	1100
Skład gazu przy:			
$\text{H}_2\text{O} = 0$	CO_2	%	40
$\text{N}_2 = 0$	$\text{CH}_2 + \text{CnHm}$	vol.	16
	H_2		31
	CO		13
			37
			17
			33
			13
			31–35
			9–13
			29–35
			15–22

Zgazowanie biomasy

Energetyczne wykorzystanie biomasy opiera się na ogół na małych jednostkach. Wynika to z ekonomicznie uzasadnionej odległości transportu paliwa wynoszącej 5–50 km zależnie od rodzaju paliwa, sposobu jego przygotowania do transportu (np. technologii prasowania słomy lub gałęzi), składowisk pośrednich (np. suszarni), stanu dróg dojazdowych itp.

Do zgazowania biomasy w przeszłości (np. w czasie II wojny światowej) wykorzystywane były małe gazogeneratory ze złożem stałym.

Następnie pojawiły się gazogeneratory fluidalne. Jednymi z pierwszych były gazogeneratory: 35 MW firmy *Pyropower* zainstalowany w 1983 r. w Pietarsaari (Finlandia) oraz 27 MW firmy *Lurgi* zainstalowany w roku 1987 w Pols (Austria).

Najnowocześniejsze rozwiązania

- Technologia zgazowania biomasy *SilvaGas™* [19] opracowana przez firmę *Battelle* i wdrażana przez firmę *Ferco* (USA). Opiera się ona na wykorzystaniu reaktora fluidalnego cyrkulacyjnego, bezciśnieniowego, w którym następuje rozkład pirolityczny biomasy dający w rezultacie gaz i koksik (węgiel drzewny) oraz paleniska fluidalnego (cyrkulacyjnego, atmosferycznego), w którym spalany jest koksik wytwarzany w gazogeneratorze. Powstające w wyniku ciepło przekazywane jest do gazogeneratorsa za pośrednictwem strumienia piasku o temperaturze 900–1000°C, który cyrkuluje pomiędzy paleniskiem a reaktorem. Ciepło to podtrzymuje proces pirolizy. Do oddzielania piasku i koksiku służą cyklony.
- Technologia *BIGCC* (firmy *TPS Termiska Processer AB*) opierająca się na wykorzystaniu: gazogeneratorsa fluidalnego powietrznego o temperaturze złoża rzędu 800–900°C, wysokotemperaturowego układu fluidalnego krakowania smół z dolomitom jako katalizatorem, układu schładzania + dalszego oczyszczania gazu, kompresora dla sprężania gazu do wartości odpowiadającej ciśnieniu w komorze spalania turbiny gazowej, turbiny gazowej dostosowanej do spalania gazu niskokalorycznego, kotła odzysknicowego oraz turbiny parowej [21].
- Satelitarne gazogeneratory biomasy. Przykładem może być instalacja w elektrowni *Kymijärvi* (Lahti, Finlandia), gdzie do eksploataowanego od roku 1976 kotła na węgiel kamienny o mocy cieplnej 240 MW (450 t/h; 540/540°C; 170/40 bar) dobudowany został zgazowywacz (gazogenerators fluidalny, cyrkulacyjny) o mocy 40–70 MW, przeznaczony do zgazowania drewna, papieru, kartonu, plastiku i rozdrobnionych opon samochodowych [16; 22]. Za gazogeneratorsom umieszczony jest cyklon odprowadzający części stałe na powrót do złoża. Odpylony gaz doprowadzany jest bezpośrednio do palników umieszczonych w dolnej części komory paleniskowej kotła (poniżej palników pyłowych). Omawiana instalacja umożliwia zgazowanie biomasy o wilgotności dochodzącej do 60%. Otrzymywany gaz jest bardzo niskiej jakości. Doświadczenia eksploatacyjne uzyskano w latach 1998–2001. Zgazowywano głównie drewno (również skażone), RDF oraz plastik. Wartość opałowa gazu wynosiła 1,6–2,4 MJ/Nm³. Nie występowało szlakowanie w kotle, ponieważ powodujące je sól i potas gromadziły się wraz z popiołem osiadającym w zgazowywaczu.

Wpływ dodatkowego spalania gazu z biomasy na emisję zanieczyszczeń z kotła ilustruje tabela 13.

Tabela 13

Wpływ współspalania gazu z biomasy na emisję z kotła

Emisja	Pomierzony wpływ dopalania gazu z biomasy
NO _x	spadek emisji o ok. 10 mg/MJ
SO ₂	spadek emisji o ok. 20–25 mg/MJ
HCl	wzrost emisji o ok. 5 mg/MJ
CO	bez zmian
Pyły	spadek emisji o ok. 15 mg/Nm ³

Nie zaobserwowano wpływu gazu z biomasy na emisję metali ciężkich, dioksyn, furanu, benzenu, fenoli itp.

W procesie zgazowania biomasy powstają smoły. Ich ilość i skład zależą od rodzaju biomasy oraz od zasady działania i parametrów gazogeneratorsa. Za punkt odniesienia przyjęto 8 g/m³ [18]. Odpowiada to koncentracji smoły w gazie ze zgazowania drewna bukowego w gazogeneratorsie fluidalnym przy temperaturze 800°C oraz przy współczynniku nadmiaru powietrza $\lambda = 0,25$. Smoły muszą być usuwane bezpośrednio z gorącego gazu. W przeciwnym przypadku w trakcie schładzania gazu następuje ich kondensacja oraz osiadanie np. na elementach wejściowych turbiny gazowej lub silnika tłokowego.

Maksymalna dopuszczalna zawartość smół w gazie zasilającym silnik cieplny tłokowy wynosi 100 mg/m³, natomiast granicą zalecaną jest 50 mg/m³. Odpowiednie wartości dla pyłów wynoszą 50 mg/m³ oraz 5 mg/m³. Ostrzejsze wymagania dotyczą gazu zasilającego turbiny gazowe. Wynoszą one dla: pyłów <1 ppm, smół <5 mg/m³, HCl <0,5 ppm, siarki (S, H₂S, SO₂ etc.) <1 ppm, Na <1 ppm, K <1 ppm oraz dla innych metali <1 ppm [18].

Tabela 14

Metody ograniczania zawartości smół w gazie z biomasy [18]

Rodzaj filtra	Temperatura, °C	Redukcja, %
Filtr workowy	~ 200	max. 25
Filtr piaskowy	10–20	60–95
Skruber z wieżą obrotową	50–60	10–25
Skruber Venturi		50–90
Elektrofiltr wilgotny	40–50	< 60

W tabeli 14 przedstawiono niektóre ze stosowanych metod usuwania smół z gazu.

Znacznie doskonalsze są wysokotemperaturowe metody oparte na procesie krakowania (cracking). Opierają się one na wykorzystaniu złoża stałego lub fluidalnego wypełnionego katalizatorem, którym może być np. wapń, dolomit lub związki niklu. Ich skuteczność wynosi co najmniej 99,5%. Niestety ich koszt jest wyższy [18].

Podsumowanie i uwagi ogólne

- ◆ W niniejszym artykule nie została podjęta sprawa kosztów. Wynika to stąd, że większość zbudowanych dotychczas bloków IGCC miało charakter pilotowy i w związku z tym były one sponsorowane. Brak natomiast wiarygodnych danych ekonomicznych dotyczących budowanych obecnie komercyjnych bloków IGCC.
- ◆ Istnieje uzasadnione prawdopodobieństwo opłacalności wykorzystywania bloków IGCC w przypadku wprowadzenia ograniczenia emisji CO₂. Problem ten nie został tu poruszony.
- ◆ Komentarza wymaga pojęcie integracji występujące w samej nazwie bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (*Integrated Gasification Combined Cycle*). Chodzi tu przede wszystkim o integrację instalacji zgazowania z blokiem: turbina gazowa – kocioł odzysknicowy – turbina gazowa. Często mówi się, że blok IGCC jest zintegrowany wówczas, gdy tlenownia jest w 100% zasilana powietrzem z kompresora sprzęgniętego z turbiną gazową. Przykładem jest blok w Buggenum, przedstawiony na rysunku 2. Przeciwnie jest blok w elektrowni POLK (rys. 5), gdzie powietrze z kompresora sprzęgniętego z turbiną doprowadzane jest tylko do turbiny gazowej, natomiast tlenownia jest zasilana z oddzielnego „głównego kompresora powietrza” napędzanego silnikiem elektrycznym. Oddzielne są również kompresory tlenu i azotu. Układ zintegrowany cechuje znacznie mniejszy pobór mocy na potrzeby własne, jak też niższe koszty inwestycyjne. Jednakże układ ten jest kłopotliwy zwłaszcza w trakcie rozruchu i przy dużych zmianach obciążenia. Wzrastają również koszty eksploatacyjne, ponieważ turbina gazowa musi pracować na paliwie rozruchowym aż do wytworzenia przez kompresor wymaganego ciśnienia powietrza doprowadzanego do tlenowni.

Generalnie układ zintegrowany może być korzystniejszy w przypadku drogich paliw, natomiast układ z rozdzielonymi kompresorami w przypadku, gdy wymagana jest elastyczność i wysoka dyspozycyjność. Integracja w obiegach wodno-parowych dotyczy pary wytwarzanej w trakcie chłodzenia generatora gazu oraz w schładzaczach (rys. 2 oraz rys. 5). Para z tych chłodnic jest następnie przegrzewana w kotle odzysknicowym i kierowana do turbiny parowej. Stanowi ona ~20% w bilansie cieplnym pary.

Wnioski

1. Bloki gazowo-parowe oparte początkowo na zgazowaniu węgla zostały lub też są w znacznej mierze przedstawiane na zgazowanie odpadów przemysłowych, a ostatnio również komunalnych.
2. Usuwanie zanieczyszczeń z gazu ze zgazowania jest prostsze i tańsze niż w przypadku oczyszczania spalin.
3. W przypadku zgazowania stosunkowo łatwy jest odzysk surowców wtórnych, w tym zwłaszcza czyste siarki i żużla.

4. Szybkie doskonalenie turbin gazowych przemawia za rozwojem energetyki gazowej. Biorąc jednak pod uwagę ograniczone zasoby gazu ziemnego nie powinien on być wprowadzany tam, gdzie czysto i ekonomicznie mógłby być wykorzystywany gaz ze zgazowania np. odpadów.
5. Współspalanie z paliwem podstawowym gazu ze zgazowania biomasy lub odpadów wydaje się obiecujące.

LITERATURA

- [1] Simbeck D.: Future of U.S. Coal-Fired Power Generation. Gasification Technologies Conference. October 2002, San Francisco, California
- [2] Chmielniak T.: Układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla. Przegląd zagadnień. II Konferencja N-T „ENERGETYKA GAZOWA 2002”, tom 1, str. 45–63
- [3] Rakowski J.: Pierwsze doświadczenia z blokami gazowo-parowymi na gaz z węgla. *Energetyka* 1998, nr 7, str. 282–290
- [4] Rakowski J.: Technologiczne aspekty zgazowania paliw stałych. I Konferencja N-T „ENERGETYKA GAZOWA 2000”, tom 2 str. 67–95
- [5] Simbeck D. & Johnson H.: World Gasification Survey: Industry Trends & Developments. Gasification Technologies Conference. October 2001, San Francisco, California
- [6] Hannemann F., Schiffers U., Karg J., Kanaar M.: V94.2 Buggenum Experience and Improved Concepts for Syngas Applications. Gasification Technologies Conference. October 2002, San Francisco, California
- [7] Kanaar M.: Operations and Performance Update Nuon Power Buggenum, *ibid.* McDaniel J. E., Hornick M.: Polk Power Station, *ibid.*
- [8] Méndez-Vigo I.: Elcogas Puertollano IGCC Update, *ibid.*
- [9] Keeler C. G.: Operating Experience at the Wabash River Repowering Project, *ibid.*
- [10] Bailey R.A.: Projects in Development Kentucky Pioneer Energy Lima Energy. Gasification Technologies 2001, Panel Discussion, October 9, 2001
- [11] Masaki Tajima, Jun-ichi Tsunoda: Development status of the EAGLE Gasification Pilot Plant. Gasification Technologies Conference. October 2002, San Francisco
- [12] Shozo Kaneko: Project Status of 250 MW Air-blown IGCC Demonstration Plant, *ibid.*
- [13] Schwager J., Whiting K.: European Waste Gasification: Technical & Public Policy Trends and Developments, *ibid.*
- [14] Serwis internetowy: www.svz-gmbh.de
- [15] Engström F.: Overview of Power Generation from Biomass. Gasification Technologies Conference. October 1999, San Francisco
- [16] Mory A., Tauschitz J.: Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken. *VG KraftwerksTechnik* 1/1999
- [17] Spliethoff H.: Status of Biomass Gasification for Power Production. *IFRF Combustion Journal*, November 2001
- [18] Paisley M. A., Irving J. M., Overend R. P.: A Promising Power Option-The FERCO SilvaGas™ Biomass Gasification Process-Operating Experience at the Burlington Gasifier. Proceedings of ASME, 4–7 June 2001
- [19] Wen H., Lausten C., Pietruszkiewicz J.: Advances in Biomass Gasification Power Plant. Proceedings of American Power Conference, 6–8 April 1999
- [20] Morris M., Waldheim L.: Efficient Power Generation from Wood Gasification. *Gasification For The Future*, 11–13 April 2000, Noordwijk, NL
- [21] Piekarski B., Marciniak M.: Współspalanie i zgazowanie biomasy z wykorzystaniem technologii złoża fluidalnego. Komitet Problemów Energetyki PAN, Jabłonna, marzec 2003

