

KRZYSZTOF DRESZER\*

MAREK ŚCIAŻKO

LESŁAW ZAPART

TOMASZ CHMIELNIAK

JAROSŁAW ZUWAŁA

Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Zabrze

## Scenariusz rozwoju technologii energetycznych

Polityka Unii Europejskiej zakłada zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 20% do roku 2020. Problem ten jest szczególnie istotny dla Polski w sytuacji dominującej roli technologii węglowych w sektorze elektroenergetycznym. Przyjęcie wymienionych wymagań na poziomie UE wymaga analizy możliwych scenariuszy rozwoju technologii energetycznych dla odtworzenia i rozbudowy mocy wytwórczych producentów energii elektrycznej. Z tego powodu dokonano wyboru obiektów (technologii) modelowych dla wytwarzania energii elektrycznej w tzw. technologiach zeroemisyjnych, obejmujących usuwanie dwutlenku węgla powstającego z paliwa stałego w procesach wytwarzania energii elektrycznej. Dla wybranych wariantów opracowano zestaw charakterystyk, obejmujący dane bilansowe i techniczno-kosztowe oraz środowiskowe (emisje), które będą odpowiadały aktualnemu i przewidywanemu stanowi techniki w czasie do 2030 roku. Charakterystyki opracowano na podstawie wykonanych obliczeń bilansowych, odzwierciedlających pracę bloków energetycznych w proponowanych technologiach. Oszacowano ponadto koszty eksploatacji i poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych technologiach. Scenariusze rozwoju technologii energetycznych weszły w skład „RAPORTU 2030” opracowanego dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej przez konsorcjum pod przewodnictwem firmy „EnergSys”. Zespół autorski IChPW odpowiedzialny był za raport cząstkowy [1], w którym dogłębnej analizie techniczno-ekonomicznej poddano wariantowe technologie zeroemisyjne.

### 1 Wprowadzenie

Polityka Unii Europejskiej zakłada zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 20% do roku 2020 (w związku z tzw. realizacją celów „3x20”). Przed określeniem warunków i skutków wprowadzenia do projektu polityki energetycznej UE planów znaczącej redukcji emisji CO<sub>2</sub>, w tym także wprowadzenia wymogu obowiązkowego wyposażenia obiektów nowych elektrowni węglowych w moduły CCS od

---

\*E-mail: dreszer@ichpw.zabrze.pl

roku 2020, niezbędne jest przeanalizowanie najbardziej prawdopodobnych scenariuszy rozwoju technologii energetycznych, opartych o spalanie paliw stałych. Problem ten jest szczególnie istotny dla Polski w sytuacji:

- dominującej roli technologii węglowych w sektorze elektroenergetycznym w Polsce;
- braku sprawdzonych rozwiązań przemysłowych usuwania CO<sub>2</sub> skali odpowiedniej dla przemysłowej elektroenergetyki, a nawet braku analiz możliwości ich implementacji w Polsce;
- dużej kosztocłonności wprowadzania zeroemisyjnych technologii do przemysłu elektroenergetycznego;
- spodziewanego znaczącego wzrostu ceny energii elektrycznej.

W Polsce przyjęcie wymienionych wymagań na poziomie UE może spowodować trudności dla procesu odtworzenia i rozbudowy mocy wytwórczych, a także spowodować wzrost kosztów produkcji energii, co może mieć negatywny wpływ na całą krajową gospodarkę.

## 2 Wybór technologii energetycznych

W pierwszym etapie pracy dokonano wyboru obiektów (technologii) modelowych dla wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem tzw. technologii zeroemisyjnych, obejmujących usuwanie ditlenku węgla, powstającego w procesach wytwarzania energii. Wybór technologii dokonano na podstawie analizy postępu technologicznego, po licznych konsultacjach zespołu autorskiego IChPW ze specjalistami reprezentującymi najważniejsze środowiska opiniotwórcze krajowej elektroenergetyki. W rezultacie, do dalszych rozważań przyjęto następujące warianty technologiczne [1]:

- elektrownia spalająca węgiel kamienny w kotłach pyłowych bez usuwania CO<sub>2</sub>;
- elektrownia spalająca węgiel kamienny w kotłach pyłowych z usuwaniem CO<sub>2</sub>;
- elektrownia spalająca węgiel brunatny w kotłach pyłowych bez usuwania CO<sub>2</sub>;
- elektrownia spalająca węgiel brunatny w kotłach pyłowych z usuwaniem CO<sub>2</sub>;

- elektrownia na gaz ze zgazowania węgla kamiennego bez usuwania CO<sub>2</sub>;
- elektrownia na gaz ze zgazowania węgla kamiennego z usuwaniem CO<sub>2</sub>;
- elektrownia na gaz ze zgazowania węgla brunatnego bez usuwania CO<sub>2</sub>;
- elektrownia na gaz ze zgazowania węgla brunatnego z usuwaniem CO<sub>2</sub>;
- elektrownia ze spalaniem węgla kamiennego w atmosferze tlenu – z usuwaniem CO<sub>2</sub>;
- elektrownia ze spalaniem węgla brunatnego w atmosferze tlenu – z usuwaniem CO<sub>2</sub>;
- elektrownia poligeneracyjna wytwarzająca energię elektryczną i wodór.

Dla każdej technologii określono dane procesowo-technologiczne, niezbędne do przeprowadzenia symulacyjnych obliczeń modelowych. Dane te przyjęto na podstawie przeprowadzonych studiów literaturowych.

Konfiguracje technologii energetycznych, pozwalające na wytwarzanie energii elektrycznej, przyjęte dla potrzeb niniejszej analizy, zestawiono w tab. 1 i 2. Każdą z wymienionych technologii rozpatrzono w horyzoncie czasowym od roku 2005 do 2030 z pięcioletnim skokiem czasowym, który odzwierciedla postęp technologiczny dla danej technologii.

### 3 Parametry paliwa

Przyjęto, że w rozpatrywanym horyzoncie czasowym do roku 2030 paliwa stałe dla celów energetycznych będą posiadały parametry zestawione w tab. 3. Odpowiadają one właściwościom paliw przewidywanych do przyszłego wykorzystania (m.in. złożę „Legnica” dla węgla brunatnego).

## 4 Opis wariantów

### 4.1 Elektrownia z kotłami pyłowymi [2–4]

W elektrowni przewiduje się bloki energetyczne w technologii nadkrytycznej. Paliwem jest węgiel kamienny lub brunatny. Podstawę bloku stanowi kocioł pyłowy o sprawności 92% (w przypadku węgla kamiennego), lub 90% (w przypadku węgla brunatnego), wyposażony w niskoemisyjne palniki naścienne oraz dysze OFA (metoda pierwotna redukcji NO<sub>x</sub>). Blok wyposażony jest w instalację odazotowania typu SCR (sprawność 86%), odpylania (filtry workowe – sprawność 99,8%) oraz odsiarczania spalin (metoda mokra wapienna z produkcją gipsu, sprawność 98%).

Tabela 1. Parametry paliwa: węgiel kamienny (21/20/10) i brunatny (11/6/3)

Parametr	Węgiel kamienny (WK)	Węgiel brunatny (WB)
Wartość opałowa, MJ/kg	21,285	11,526
Zawartość siarki, %	1,00	0,38
Zawartość azotu, %	1,18	0,53
Zawartość wodoru, %	3,26	2,48
Zawartość tlenu, %	7,70	8,05
Zawartość popiołu, %	19,73	6,27
Zawartość węgla, %	55,81	32,31
Zawartość wilgoci, %	11,32	50,00

Wariantowo blok wyposażony jest ponadto instalację do usuwania i sprężania CO<sub>2</sub> (o sprawności 90%).

Scenariusze rozwoju technologicznego zakładają stosowanie coraz większych jednostek produkcyjnych, zwiększenie stopnia przegrzewu pary, stosowanie nowatorskich technologii usuwania CO<sub>2</sub> i coraz doskonalszą integrację systemów gospodarki energetycznej (w tym ciepłej). Prowadzi to w efekcie do wzrostu sprawności netto elektrowni (bez CCS) od 43% dla węgla kamiennego i 41% dla węgla brunatnego w bazowym 2005 roku do odpowiednio 47 i 45% w roku 2030. Jednocześnie przewiduje się, że elektrownie z CCS będą charakteryzowały się sprawnością netto w 2030 roku 37% dla węgla kamiennego i 35% dla węgla brunatnego. Jest sprawą oczywistą, że już sam wzrost sprawności elektrowni spowoduje spadek poziomu emisji CO<sub>2</sub> przy takiej samej produkcji energii.

#### 4.2 Elektrownia z IGCC [5–8]

Jako podstawowy ciąg technologiczny IGCC przyjęto układ obejmujący instalację separacji powietrza (technologia kriogeniczna, produkcja tlenu o czystości 95%), dyspersyjny reaktor zgazowania z suchym doprowadzeniem paliwa i wysokotemperaturowym wymiennikiem ciepła, instalację oczyszczania gazu oraz turbinę gazową i parową z kotłem odzysknicowym. Instalacja oczyszczania gazu obejmuje odpylanie (cyklon/filtr ceramiczny/skruber, sprawność 99,9%) i odsiarczanie (technologia Selexol-I stopień; sprawność 99,5%) wraz z układem odzysku siarki elementarnej (instalacja Claus/Scot). W przypadku wariantów z usuwaniem CO<sub>2</sub> układ IGCC wyposażony jest dodatkowo w instalację konwersji CO (układ 2 stopniowy; sprawność konwersji 97%), instalację usuwania CO<sub>2</sub> (technologia

Tabela 2. Elektrownia z kotłami pyłowymi – przewidywany stan rozwoju technicznego

Typ	Nazwa technologii	Lata	Konfiguracja		Sprawność	
			temp. pary [°C]	moc brutto [MW <sub>e</sub> ]	brutto [%]	netto [%]
WK bez CCS	Elektrownia na parametry nadkrytyczne bez usuwania, transportu i składowania CO <sub>2</sub>	2005	600	400	46	43
		2010	600	800	46	43
		2015	720	1000	51	46
		2020	720	1000	51	46
		2025	720	1000	51	46
		2030	720	1000	52	47
WK z CCS	Elektrownia na parametry nadkrytyczne z usuwaniem, transportem i składowaniem CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–
		2010	600	800	34	28
		2015	720	1000	39	33
		2020	720	1000	42	36
		2025	720	1000	42	36
		2030	720	1000	43	37
WB bez CCS	Elektrownia na parametry nadkrytyczne bez usuwania, transportu i składowania CO <sub>2</sub>	2005	600	400	45	41
		2010	600	800	45	41
		2015	720	1000	50	45
		2020	720	1000	50	45
		2025	720	1000	51	45
		2030	720	1000	51	45
WB z CCS	Elektrownia na parametry nadkrytyczne z usuwaniem, transportem i składowaniem CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–
		2010	600	800	33	27
		2015	720	1000	38	32
		2020	720	1000	40	35
		2025	720	1000	41	35
		2030	720	1000	41	35
Oxyspalanie WK z CCS	Elektrownia z kotłem w technologii spalania tlenowego z usuwaniem, transportem i składowaniem CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–
		2010	–	–	–	–
		2015	–	–	–	–
		2020	–	–	–	–
		2025	600	800	41	29
		2030	600	800	41	29
Oxyspalanie WB z CCS	Elektrownia z kotłem w technologii spalania tlenowego z usuwaniem, transportem i składowaniem CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–
		2010	–	–	–	–
		2015	–	–	–	–
		2020	–	–	–	–
		2025	600	800	40	28
		2030	600	800	40	28

Selexol-II stopień, sprawność 90%) oraz układ sprężania CO<sub>2</sub>. Ponadto wysokotemperaturowy wymiennik ciepła zastąpiony jest bezpośrednim chłodzeniem wodnym gazu surowego (konfiguracja zalecana przy usuwaniu CO<sub>2</sub>).

Tabela 3. Elektrownia parowo-gazowa IGCC – przewidywany stan rozwoju technicznego

Typ	Nazwa technologii	Lata	Konfiguracja			Sprawność	
			moc brutto [MW <sub>e</sub> ]	reaktory zgazowania [sztuk]	turbiny [sztuk]	brutto [%]	netto [%]
WK bez CCS	Elektrownia na gaz ze zgazowania węgla bez usuwania, transportu i składowania CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–	–
		2010	280	1	1 gazowa, 1 parowa	47	42
		2015	750	2	2 gazowe, 1 parowa	50	42
		2020	750	2	2 gazowe, 1 parowa	52	44
		2025	750	1	1 gazowa, 1 parowa	50	46
		2030	750	1	1 gazowa, 1 parowa	50	46
WK z CCS	Elektrownia na gaz ze zgazowania węgla z usuwaniem, transportem i składowaniem CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–	–
		2010	–	–	–	–	–
		2015	690	2	2 gazowe, 1 parowa	44	32
		2020	690	2	2 gazowe, 1 parowa	46	34
		2025	690	1	1 gazowa, 1 parowa	45	38
		2030	690	1	1 gazowa, 1 parowa	45	38
WB bez CCS	Elektrownia na gaz ze zgazowania węgla bez usuwania, transportu i składowania CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–	–
		2010	280	2	1 gazowa, 1 parowa	44	39
		2015	750	2	2 gazowe, 1 parowa	46	39
		2020	750	2	2 gazowe, 1 parowa	48	40
		2025	750	1	1 gazowa, 1 parowa	47	43
		2030	750	1	1 gazowa, 1 parowa	47	43
WB z CCS	Elektrownia na gaz ze zgazowania węgla z usuwaniem, transportem i składowaniem CO <sub>2</sub>	2005	–	–	–	–	–
		2010	–	–	–	–	–
		2015	690	2	2 gazowe, 1 parowa	41	30
		2020	690	2	2 gazowe, 1 parowa	43	31
		2025	690	1	1 gazowa, 1 parowa	42	35
		2030	690	1	1 gazowa, 1 parowa	42	35
Elektrownia z poligeneracją	Produkcja energii elektrycznej i wodoru	2025	350	2	1 gazowa, 1 parowa	–	–

Scenariusze rozwoju układów IGCC przewidują sukcesywne wdrażanie nowych rozwiązań aparaturowych i optymalizację procesową, a także zwiększanie wielkości jednostek wytwórczych, co spowoduje wzrost efektywności wytwarzania energii elektrycznej do 46% (WK) i 43% (WB) bez usuwania CO<sub>2</sub> i odpowiednio 38 i 35% z usuwaniem CO<sub>2</sub>.

### 4.3 Elektrownia ze spalaniem tlenowym [9]

W elektrowni przewiduje się bloki energetyczne na parametry nadkrytyczne pracujący w technologii spalania tlenowego. Układ technologiczny jest analogiczny do elektrowni omówionej w punkcie 4.1. Istotnym elementem elektrowni jest tlenownia, dostarczająca tlen o czystości 95% otrzymywany metodą kriogenicznego rozdzielania powietrza. Sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej wynosi 28–29%.

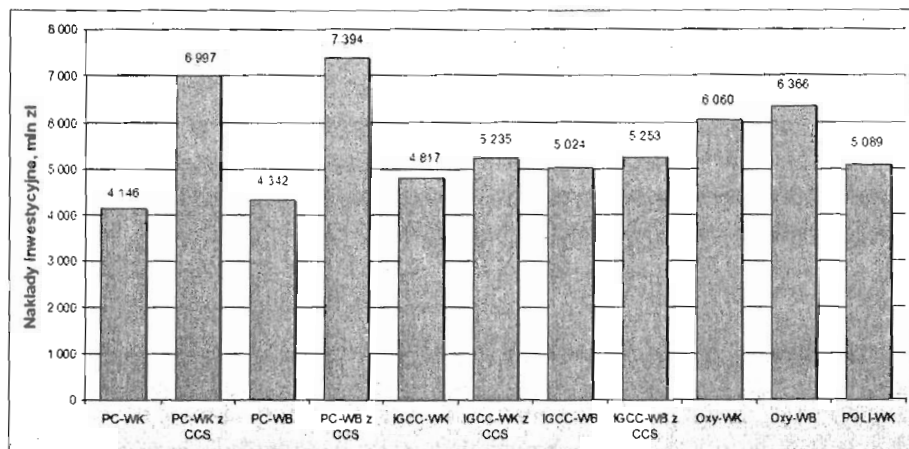
### 4.4 Elektrownia z poligeneracją

Układ elektrowni z poligeneracją obejmuje dwa ciągi technologiczne wytwarzające energię elektryczną i wodór. Konfiguracja obu ciągów do węzła oczyszczania gazu procesowego jest analogiczna i obejmuje dyspersyjny reaktor zgazowania węgla z chłodzeniem gazu poprzez bezpośredni kontakt z wodą, instalację konwersji CO oraz układ odsiarczania i usuwania CO<sub>2</sub> (technologia SELEXOL I i II stopień) wraz z instalacją odzysku siarki elementarnej (instalacja Claus/Scot). Gaz procesowy w przypadku instalacji wytwarzania energii elektrycznej doprowadzany jest do układu turbin gazowo-parowych. Ciąg produkcyjny wodoru obejmuje instalację adsorpcji zmiennie ciśnieniowej (PSA), w której następuje separacji H<sub>2</sub> ze sprawnością 85%. Ciągi technologiczne zintegrowane są poprzez obiegi wodno-parowe oraz gazowe (gazy resztkowe z układu PSA doprowadzane są do komory spalania turbiny gazowej).

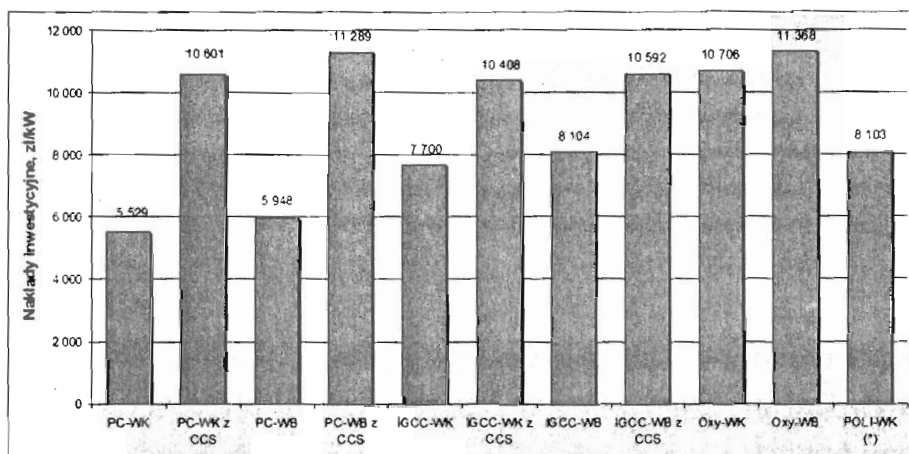
## 5 Ocena nakładów inwestycyjnych i kosztów wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych wariantach

Dla wybranych wariantów technologicznych oszacowano nakłady inwestycyjne i wyznaczono koszty operacyjne [1]. Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 1–3.

Z wyników obliczeń finansowych wynika, że nakłady inwestycyjne elektrownię z kotłami pyłowymi i usuwaniem CO<sub>2</sub> znacząco przekraczają nakłady inwestycyjne dla elektrowni bez usuwania CO<sub>2</sub>. Nakłady inwestycyjne na budowę IGCC bez usuwania CO<sub>2</sub> są generalnie większe, przy czym dodanie instalacji usuwania CO<sub>2</sub> nie powoduje już tak drastycznego wzrostu nakładów. Natomiast jednostkowe nakłady inwestycyjne dla elektrowni z kotłami pyłowymi i usuwaniem CO<sub>2</sub> i IGCC są porównywalne. Nakłady inwestycyjne dla elektrowni ze spalaniem węgla w atmosferze tlenu są zbliżone do elektrowni z IGCC z usuwaniem CO<sub>2</sub>.



Rysunek 1. Całkowite nakłady inwestycyjne

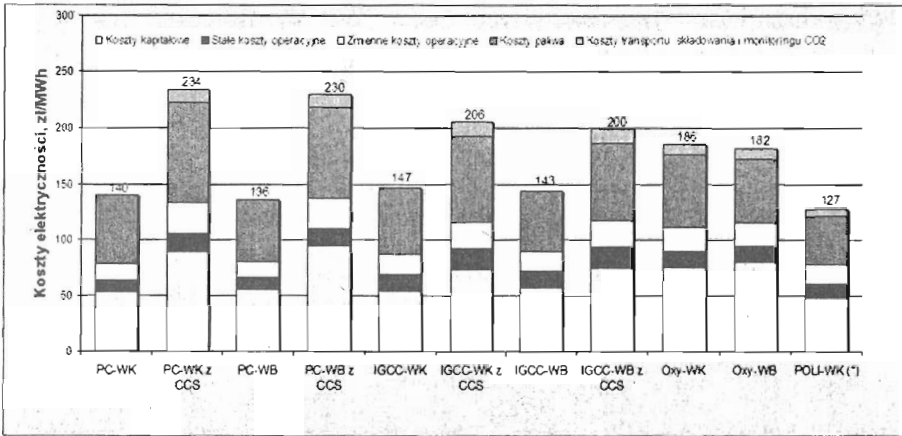


Rysunek 2. Jednostkowe nakłady inwestycyjne; (\*) – na moc odpowiadającą energii użytecznej w produktach

## 6 Podsumowanie

Celem analizy było dokonanie przeglądu dostępnych obecnie technologii energetycznych, opartych o spalanie węgla, dla umożliwienia wyboru konfiguracji potencjalnych technologii elektroenergetycznych zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej. Każdej z technologii przypisano w perspektywie do roku 2030 horyzont czasowy osiągnięcia przez nią dojrzałości technicznej, równoznaczny





Rysunek 3. Prognoza uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej; (\*) – dotyczy kosztów wytwarzania wodoru

z prognozowanym czasem jej wejścia w życie w skali umożliwiającej zastosowanie dla odbudowy mocy sektora elektroenergetycznego. Na podstawie wykonanej analizy można stwierdzić, że:

- Elektrownia z kotłami pyłowymi i usuwaniem CO<sub>2</sub> może okazać się najkosztowniejszą technologią do sekwestracji dwutlenku węgla (o 10% kosztowniejszą od IGCC i o aż 26% od OXY – jeśli potwierdzone zostaną w skali przemysłowej obecne wyniki wstępnych badań pilotażowych).
- Konieczność (obowiązek) usuwania CO<sub>2</sub> z energetyki, wykorzystującej kopalne paliwa stałe, wraz z transportem CO<sub>2</sub> i jego bezpiecznym, długotrwałym składowaniem w strukturach geologicznych, spowodują wzrost kosztów wytwarzania elektryczności (o około 90 zł/ MWh dla elektrowni z kotłami pyłowymi w porównaniu do konwencjonalnej, nowoczesnej elektrowni z kotłami pyłowymi, bez instalacji do usuwania CO<sub>2</sub>).
- Wzrost cen energii elektrycznej, spowodowany nowym obowiązkiem sekwestracji CO<sub>2</sub>, może stanowić przyczynę wzrostu cen energii elektrycznej o 45–70%.
- Procesy i operacje jednostkowe, niezbędne do zaprojektowania zeroemisyjnej elektrowni na parametry nadkrytyczne (spalanie powietrzne), są dostępne już w dniu dzisiejszym.

- W przypadku IGCC obecnie brak jest jeszcze pełnoskalowych elektrowni zużywających węgiel, dlatego też pełnej gotowości do ich wdrożenia w światowej energetyce spodziewać się można dopiero około roku 2020, a w Polsce budowa pełnoskalowych elektrowni IGCC z usuwaniem i magazynowaniem CO<sub>2</sub> będzie możliwa w horyzoncie lat 2025–2030.
- Stan prac nad spalaniem tlenowym pozwala na przewidywanie gotowości do wdrożenia elektrowni z oxyspalaniem paliw stałych w skali światowej około 2025 r. Oznacza to, że wdrożenie rozwiązań technologii oxyspalania w krajowej elektroenergetyce możliwe będzie nie wcześniej, niż w 2030 roku, a praktycznie dopiero po tym terminie.
- Horyzont czasowy wdrożenia w Polsce elektrowni poligeneracyjnej, realizującej skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i produktów chemicznych, uzależniony będzie w praktyce od siły zbliżenia wzajemnych interesów inwestorów sektora elektroenergetycznego oraz chemicznego. Istotny wpływ na takie zbliżenie będzie kształtowany otoczeniem rynkowym, w tym m.in. bezpieczeństwem i opłacalnością dostaw produktów naftowych – kreowanych przyszłymi cenami światowymi ropy. Jeżeli rynki światowe utrzymają kurs na wysokie ceny ropy i jej produktów to budowa elektrowni poligeneracyjnej w Polsce może okazać się atrakcyjna w stosunkowo szybkim horyzoncie czasu – nawet ok. 2015 roku. W przeciwnej sytuacji wdrożenie może opóźnić się od 5–10 lat.
- Strategia wdrażania technologii wolnych od emisji CO<sub>2</sub> w krajowej elektroenergetyce musi uwzględniać systematyczną realizację niezbędnych prac badawczych i rozwojowych, przechodzących stopniowo w prace demonstracyjne (pilotażowe). Dlatego niezbędne jest pilne stworzenie w Polsce warunków do rozwoju badań naukowo-wdrożeniowych przez koncerny energetyczne, będące przyszłymi beneficjentami wyników prac.

*Praca wpłynęła do redakcji we wrześniu 2008 r.*

## Literatura

- [1] Dreszer K., Ściążko M., Zapart L., Chmielniak T.: Zuwała J.: *Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w silowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych*, Opracowanie IChPW dla firmy EnergSys, Zabrze 2008.

- [2] Buggea J. et al: *High-efficiency coal-fired power plants development and perspectives*, Energy, Vol. 31, Iss. 10-11, 2006, 1437-1445.
- [3] Halawa T.: *Postęp w budowie bloków energetycznych dużej mocy opalanych węglem brunatnym*, Energetyka, nr 12, 2007.
- [4] *Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants* (raport DOE/NETL-401/110907), Final Report (Original Issue Date, Dec. 2006), Revision Date, Nov. 2007.
- [5] D. Gray, S. Salerno, G. Tomlinson: *Current and Future IGCC Technologies: Bituminous Coal to Power*, Mitretek Technical Report, 2004.
- [6] Clean Coal Technology Roadmap “CURC/EPRI/DOE Consensus Roadmap” Background Information.
- [7] *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants*, Final Report: Vol. 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity; DOE/NETL-2007/1281; May 2007; Revision 01.08.2007.
- [8] *Gasification Technologies Project Portfolio*, DOE/NETL, Ver.: Mar. 2, 2007, .
- [9] *Pulverised Coal Oxycombustion Power Plants* (raport DOE/NETL-2007/1291). Vol. 1: Bituminous Coal to Electricity. Final Report (Original Issue Date, Aug. 2007).

## Scenarios of power technologies development

### S u m m a r y

European Union politics assume carbon dioxide emission reduction of 20% to 2020 year. This is particularly important to Poland in situation of dominating position of coal combustion technologies for energy generation. Meeting the European Union requirements needs substantial studies for evaluating possible scenarios of power technologies development for reconstruction and extension of electricity production capacity. This reasons led to the selection of model electricity generation technologies including zeroemission technologies including capture of carbon dioxide caused during these processes. For the selected variants, a set of characteristics has been elaborated including technical and economic calculations as well as environmental protection (emission) data, corresponding to current and forecast state of techniques up to 2030 year. Operational and maintenance costs for all variants have also been estimated. Presented scenarios were part of “2030 Report” elaborated for Polish Electricity Association by the consortium of companies led by EnerSys. The authors’ team was responsible for partial report in which technical and economic analysis for zeroemission power technologies have been done.