

Sensitivity of carbon-capture-and-storage systems to a financial risk

Wrażliwość systemów CCS na ryzyko finansowe

Please cite as: *Przem. Chem.* 2013, **92**, 11, 2104.

Pulverized coal combustion, integrated gasification combined cycles and natural gas combined cycles-based systems for generation of energy with CO₂ capture and storage were analyzed from economic point of view to assess their sensitivity to elec. energy prices and prices of CO₂ emission permission. The power plant based on natural gas combined cycles showed the lowest sensitivity to financial risk.

Przeprowadzono analizę finansowego ryzyka budowy systemów CCS (carbon capture and storage) w elektrowniach PC (pulverized coal combustion), IGCC (integrated gasification combined cycles) i NGCC (natural gas combined cycles) poprzez wykonanie wariantowych analiz ekonomicznej efektywności technologii CCS w warunkach niepewności i ryzyka.

Pakiet energetyczno-klimatyczny zakłada m.in. ograniczenie emisji ditlenku węgla w krajach UE do 2020 r. w odniesieniu do 1990 r. o 20%. Handel uprawnieniami do emisji CO₂ ma wspomagać ten cel. Ograniczanie emisji ditlenku węgla w elektrowniach może być zrealizowane poprzez zmianę technologii, zwiększanie sprawności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej oraz zastosowanie technologii usuwania i sekwestracji CO₂. Zastosowanie systemów CCS w elektrowniach węglowych PC, IGCC i NGCC związane jest z dużymi nakładami inwestycyjnymi i wzrostem kosztów eksploatacyjnych. Zaniechanie tych proekologicznych inwestycji wiązać się będzie z ponoszeniem kosztów zakupu praw do emisji ditlenku węgla. Z uwagi na innowacyjny charakter technologii oraz brak pełnoskalowych instalacji CCS współpracujących z blokami energetycznymi istnieje nie-

pełność i ryzyko, co do kształtowania się w przyszłości parametrów ekonomicznych wpływających na efektywność przedsięwzięcia.

Instalacje CCS

Technologie nadkrytyczne wytwarzania energii elektrycznej zaliczane są do nowoczesnych i wysokosprawnych technologii energetycznych. Przez wprowadzenie tych technologii można w miarę szybko zastąpić wycofywane z eksploatacji przestarzałe bloki energetyczne oraz zapewnić pokrycie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego z integracji instalacji usuwania CO₂ z elektrownią (istniejącą lub *capture-ready*).

W przypadku obiektów energetycznych opartych na paliwach kopalnych obecnie rozważane są trzy główne warianty technologiczne usuwania CO₂: (i) usuwanie po spalaniu (*post-combustion*), (ii) usuwanie przed spalaniem (*pre-combustion*) oraz (iii) spalanie tlenowe (*oxy-fuel combustion*). W procesie usuwania CO₂ ze spalin mogą być stosowane technologie absorpcyjne, polegające na wykorzystaniu wodnego roztworu amin. Zaabsorbowany ditlenek węgla jest następnie desorbowany z roztworu aminowego i odwadniany, po czym sprężany i transportowany do miejsca magazynowania. W procesie usuwania CO₂ przed spalaniem, węgiel najpierw zgazowuje się, a otrzymany gaz palny, po oczyszczeniu, poddaje się konwersji, w wyniku czego powstaje paliwo gazowe bogate w wodór. Po usunięciu CO₂ gaz o dużej zawartości wodoru jest spalany w turbinie gazowej, a końcowe spaliny zawierają jedynie nieszkodliwą dla środowiska parę wodną. Podobny schemat można zastosować do gazu ziemnego poddawanego procesowi reformingu. W procesie spalania w tlenie z recyrkulacją spalin paliwo jest spalane w mieszaninie tlenu i ditlenku węgla. Wskutek tego procesu powstają spaliny zawierające głównie CO₂ oraz parę wodną, którą można oddzielić od ditlenku węgla poprzez kondensację.



Mgr Lesław ZAPART w roku 1981 ukończył studia na Wydziale Matematyki, Fizyki i Chemii, Podyplomowe Studium Informatyki na Uniwersytecie Śląskim w Katowicach oraz studia doktoranckie na Akademii Ekonomicznej w Katowicach, kierunek inwestycje. Odbił szereg kursów i szkoleń, uzyskując akredytacje i certyfikaty wydane m.in. przez PARR, GARR, DG DGA, UNIDO związane z oceną efektywności ekonomiczno-finansowej projektów inwestycyjnych. Jest starszym specjalistą w Centrum Badań Procesowych Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla. Specjalność – inżynieria finansowa i modelowanie ekonomiczne.

* Autor do korespondencji:

Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zamkowa 1, 41-803 Zabrze, tel.: (32) 271-00-41, fax.: (32) 271-08-09, e-mail: office@ichpw.zabrze.pl



Dr inż. Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY w roku 1998 ukończyła studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej. Pracę doktorską obroniła w 2004 r. W Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu pełni funkcję zastępcy dyrektora Centrum Badań Procesowych. Specjalność – inżynieria chemiczna i procesowa.

W wyniku tego otrzymuje się strumień gazu o bardzo dużej koncentracji CO₂, gotowy do transportu i magazynowania. Technologia ta jest uważana za bardzo przyszłościową w energetyce zeroemisyjnej.

Zasady rachunku wrażliwości inwestycji jako technika analizy ryzyka

Rachunek wrażliwości projektu inwestycyjnego jest znaną techniką analizy ryzyka. Polega on na wprowadzaniu zmian różnych parametrów ekonomicznych i ustalaniu wpływu tych zmian na efektywność inwestycji. W badaniu stopnia wrażliwości projektu zakłada się inny poziom jednej lub kilku zmiennych w porównaniu z poziomem wcześniej przyjętym, ponieważ często oczekuje się, że może on być bardziej prawdopodobny. Ogólnie, w rachunku tym mierza się do poszukiwania wartości krytycznych (granicznych/progowych) i marginesów bezpieczeństwa inwestycji. Rachunek (analiza) wrażliwości jest podstawowym, prostym i powszechnie stosowanym w praktyce gospodarczej sposobem identyfikacji rozpiętości ryzyka oraz jego ograniczania również w bieżącej analizie funkcjonowania przedsiębiorstwa. Celem tego rachunku jest ustalenie stopnia wrażliwości projektu na zmiany konkretnych zmiennych wejściowych, czyli obserwacja wielu zależności NPV (*net present value*) lub IRR (*internal rate of return*) od determinujących je zmiennych. NPV projektu określa się jako sumę zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto NCF (*net cash flow*) będących różnicą między strumieniem wpływów i wydatków w całym okresie objętym rachunkiem ($t = 0, 1, 2, \dots, n$), przy stałej stopie procentowej (i). Formuła NPV jest następująca: $NPV = NCF_0 + NCF_1(1+i)^{-1} + NCF_2(1+i)^{-2} + \dots + NCF_n(1+i)^{-n}$. Wewnętrzna stopa zwrotu/rentowności (IRR) to roczna stopa zwrotu (dochód albo zysk w sensie finansowym) zainwestowanego kapitału. Jeżeli IRR jest wyższa od wymaganej przez inwestora minimalnej stopy rentowności, to inwestycja jest opłacalna. Zaletą analizy wrażliwości jest identyfikacja zmiennych, które są najistotniejsze dla osiągnięcia sukcesu projektu inwestycyjnego. Jednak zasady i mechanizmy jej zastosowania nie uwzględniają możliwości ustalenia prawdopodobieństw zmian i wskaźników prawdopodobieństwa kształtowania się takiej, a nie innej wartości NPV czy IRR. Jest to zatem metoda tylko rozpoznawania ryzyka w ujęciu punktowym i prób jego ograniczania, a nie dokładnego pomiaru ryzyka. Wobec tego inwestor powinien traktować analizę wrażliwości jako źródło informacji dla pozostałych, bardziej skomplikowanych metod uwzględniania ryzyka w rachunku efektywności inwestycji. Oszacowano również wskaźnik efektywności NPVR (*net present value ratio*), wyliczony ze wzoru: $NPVR = NPV/PVI$, w którym PVI (*present value of the investment*) jest wartością bieżącą nakładów inwestycyjnych.

Część obliczeniowa

Koncepcja i strategia analizy

Analiza ryzyka systemów CCS przeprowadzona została dla rozwiązań technologicznych obejmujących elektrownię pracującą w warunkach nadkrytycznych (PC), elektrownię gazowo-parową na gaz ze zgazowania węgla (IGCC) oraz elektrownię gazowo-parową na gaz ziemny (NGCC). Szacunki nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych instalacji technologicznych wytwarzających energię elektryczną wyznaczone zostały na podstawie danych literaturowych oraz z raportów amerykańskich i europejskich firm konsultingowych¹⁻¹⁰, a w szczególności Worley Parsons Group Inc., EPRI, Bechtel

Corp. oraz Siemens, jak również na podstawie aktualnych cen, stawek i taryf podatkowych, ekspertyz, wiedzy oraz doświadczeń polskich biur projektów i realizacji inwestycji¹¹. Estymacje kosztów odpowiadającą etapowi studium przedrealizacyjnego (*prefeasibility study*) przeprowadzono z dokładnością $\pm 30\%$. Analiza finansowa w warunkach niepewności przeprowadzona została wg metodologii UNIDO prezentowanej w¹²) oraz w opracowaniach własnych¹³⁻¹⁶). W rachunku kosztów i cenach nie uwzględniono inflacji i eskalacji cen. Wszystkie obliczenia przeprowadzono w cenach stałych. Obliczenia oraz raporty finansowe zostały wykonane za pomocą systemu Computer model for feasibility analysis and reporting (COMFAR III Expert)¹⁷).

Podstawowe dane wejściowe i operacyjne instalacji oraz założenia ekonomiczno-finansowe przedstawiono w tabeli 1. Analizę podstawowej konfiguracji układu IGCC i NGCC wraz z instalacją usuwania ditlenku węgla oparto na danych opracowania⁹).

Table 1. Basic technical data and economic and financial assumptions

Tabela 1. Podstawowe dane techniczne i założenia ekonomiczno-finansowe

Dane wejściowe projektu	
Produkt	energia elektryczna
Paliwo 1	węgiel kamienny
Paliwo 2	gaz ziemny
Dane wejściowe i operacyjne instalacji	
Współczynnik rocznego czasu pracy – PC i NGCC, %	85
Współczynnik rocznego czasu pracy – IGCC, %	80
Moc elektryczna netto – PC, MW _e	550
Moc elektryczna netto – IGCC, MW _e	543
Moc elektryczna netto – NGCC, MW _e	474
Emisja CO ₂ – PC, kg/MWh	110
Emisja CO ₂ – IGCC, kg/MWh	90
Emisja CO ₂ – NGCC, kg/MWh	42
Założenia ekonomiczno-finansowe	
Koszt węgla kamiennego, USD/GJ	2,79
Koszt gazu ziemnego, USD/GJ	5,81
Koszt uprawnień do emisji CO ₂ , USD/t	20
Koszt TS&M* CO ₂ , USD/MWh	5,6
Cena energii elektrycznej, USD/MWh	100
Stawka amortyzacji	5%
Faza produkcji, lata	30
Faza budowy**, miesiące	36
Udział kapitału własnego	30%
Udział kapitału obcego	70%
Oprocentowanie kredytu	7%
Okres spłaty kredytu, lata	10
Stopa dyskonta	8%
Przyjęty kurs USD/zł	3,2
Przyjęty kurs euro/zł	4,1
Przyjęty kurs euro/USD	1,3

* TS&M – transport, składowanie i monitoring, ** licząc od zakończenia wszelkich akceptacji, pozwoleń czy uzgodnień



Mgr inż. Józef POPOWICZ w roku 1982 ukończył studia na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Pracuje w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze. Zajmuje się działalnością badawczą, projektową i konsultingową w zakresie termo-chemicznego przetwórstwa paliw stałych, biomasy i odpadów oraz oczyszczania i konwersji gazów procesowych. Specjalność – inżynieria chemiczna oraz gospodarka odpadami.



Dr inż. Krzysztof DRESZER w roku 1971 uzyskał dyplom magistra a w roku 1976 uzyskał stopień doktora na Wydziale Chemicznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Jest dyrektorem Centrum Badań Procesowych w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla. Jest ekspertem Polskiej Izby Ekologii w dziedzinie „Postępowanie w sprawie ocen oddziaływania na środowisko.” Specjalność – technologia przetwórstwa węgla.

Zestawienie wyników szacunku nakładów i kosztów projektu PC przedstawiono w tabeli 2. Na rys. 1 przedstawiona została analiza wrażliwości IRR na kluczowe parametry ekonomiczne (przychody projektu, koszty operacyjne i przyrost aktywów trwałych). Największy wpływ na efektywność ekonomiczną miały przychody projektu. Jeśli cena sprzedaży energii elektrycznej była niższa o ok. 4%, to stopa zwrotu IRR spadała poniżej wartości granicznej 8%, będącej najniższą możliwą do przyjęcia przez inwestora stopą rentowności. Projekt był mniej wrażliwy na wzrost nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych, w tym kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ EUA (*European Unit Allowances*). Wzrost tych parametrów o ok. 10% powodował, że IRR był nadal na poziomie stopy rentowności akceptowalnej przez inwestora. Szczegółowa analiza parametryczna ryzyka związanego ze zmianą

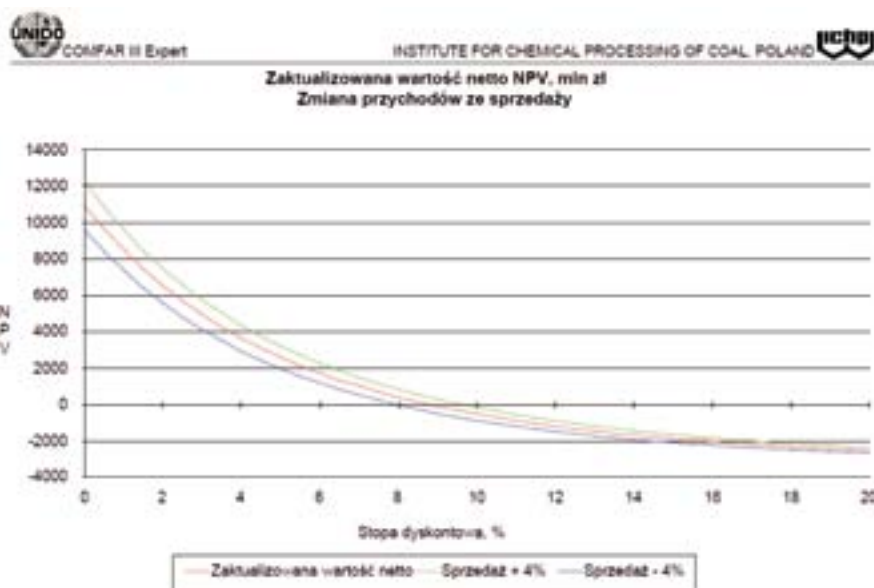


Fig. 2. Parametric analysis for variation of cost of electricity for a power plant PC

Rys. 2. Analiza parametryczna NPV dla ceny energii dla elektrowni PC

Table 2. Estimations of investment and production costs for electricity generation

Tabela 2. Wyniki szacunku nakładów i kosztów dla technologii wytwarzania energii elektrycznej

Wyszczególnienie	Elektrownia z CCS		
	PC	IGCC	NGCC
Nakłady inwestycyjne na majątek trwały, mln zł	5 455,0	4 988,7	2 289,4
Koszty paliwa, mln zł	339,9	263,7	551,1
Koszty zmienne, mln zł	155,8	132,5	38,6
Koszty stałe, mln zł	118,2	102,2	29,7
Koszty kapitałowe, mln zł	270,7	243,5	101,7
Koszty TS&M CO ₂ , mln zł	73,4	68,2	63,2
Oplaty za emisję CO ₂ , mln zł	28,8	22,6	9,6
Roczne koszty produkcji razem, mln zł	986,8	832,7	794,0
Koszt wytwarzania energii elektrycznej, zł/MWh	241,0	218,8	225,0

przychodów projektu (ceny sprzedaży energii elektrycznej) i ceny jednostkowej zakupu uprawnień do emisji CO₂ pozwoliła na wyznaczenie progowych wartości zmiennych. Na rys. 2 przedstawiono kształtowanie się wartości wskaźnika efektywności NPV przy zmianie przychodów projektu (ceny sprzedaży energii elektrycznej) w zakresie $\pm 4\%$. Jeśli przychody projektu były mniejsze o ok. 4%, to dla przyjętej stopy dyskonta równej 8% wskaźnik NPV osiągał wartość zero, dla której projekt był neutralny (dopuszczalny), co pozwalało jeszcze rekomendować przedsięwzięcie do realizacji. Dopuszczalna zatem wartość progowa ceny sprzedaży energii elektrycznej wynosiła 307 zł/MWh. Oznacza to wysoki stopień wrażliwości projektu na spadek ceny sprzedaży energii, którą do analizy przyjęto na poziomie 320 zł/MWh. Na rys. 3 przedstawiono kształtowanie się wartości wskaźnika NPV przy zmianie kosztów operacyjnych (w tym ceny EUA) w zakresie $\pm 8\%$. Jeśli koszty operacyjne projektu były większe o 8%, to NPV był równy zero. Zatem wartość progowa ceny zakupu EUA wyniosła 56 USD/t i była znacznie wyższa od ceny przyjętej do analizy (20 USD/t), co oznacza, że projekt był mało wrażliwy na wzrost ceny EUA.

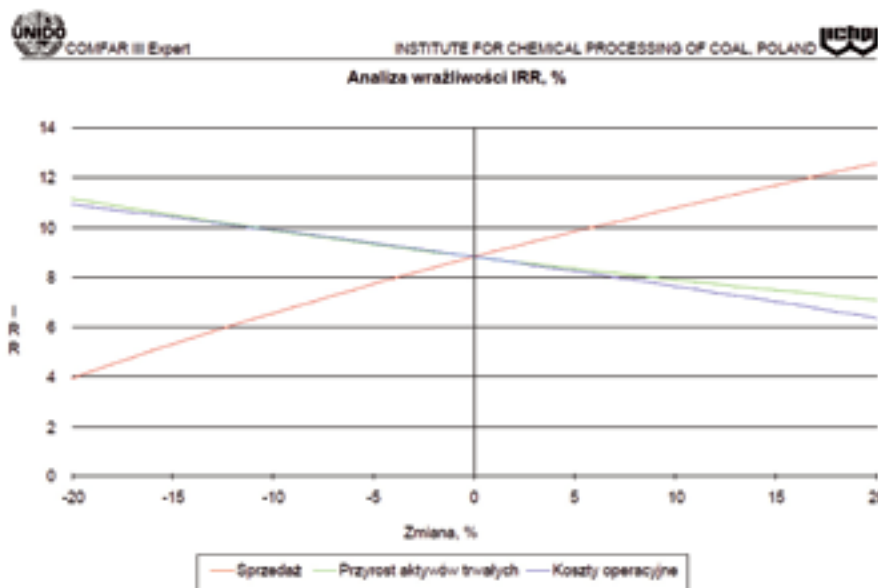


Fig. 1. Sensitivity of IRR for a power plant PC

Rys. 1. Analiza wrażliwości IRR dla elektrowni PC

Elektrownia gazowo-parowa na gaz ze zgazowania węgla IGCC

Zestawienie wyników szacunku nakładów i kosztów projektu IGCC przedstawiono w tabeli 2. Podobnie jak dla elektrowni PC analiza wrażliwości IRR wykazała, że największy wpływ na efektywność ekonomiczną miały przychody projektu. Jednak tutaj cena sprzedaży energii elektrycznej musiałaby spaść o ponad 10%, aby stopa zwrotu IRR była mniejsza od stopy granicznej. Wzrost nakładów inwestycyjnych lub kosztów operacyjnych o 20% powodował, że IRR był nadal o ponad 2% wyższy od założonej stopy rentowności. Na rys. 4 przedstawiono kształtowanie się wartości wskaźnika NPV przy zmianie przychodów projektu w zakresie $\pm 11\%$. Gdy przychody projektu były mniejsze o 11%, wartość NPV wyniosła zero. Zatem wartość progowa ceny sprzedaży energii elektrycznej wynosiła 285 zł/MWh.

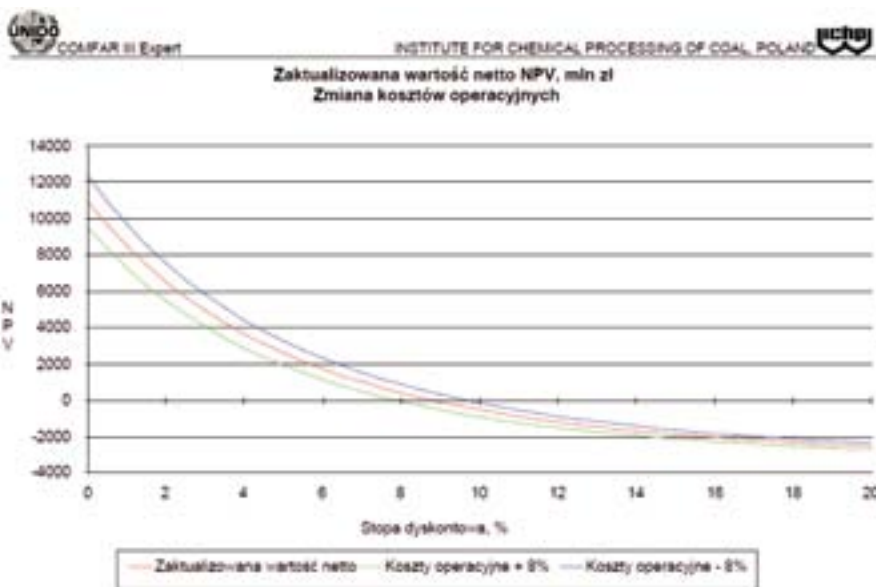


Fig. 3. Parametric analysis for variation of cost of EUA for a power plant PC

Rys. 3. Analiza parametryczna NPV dla ceny EUA dla elektrowni PC

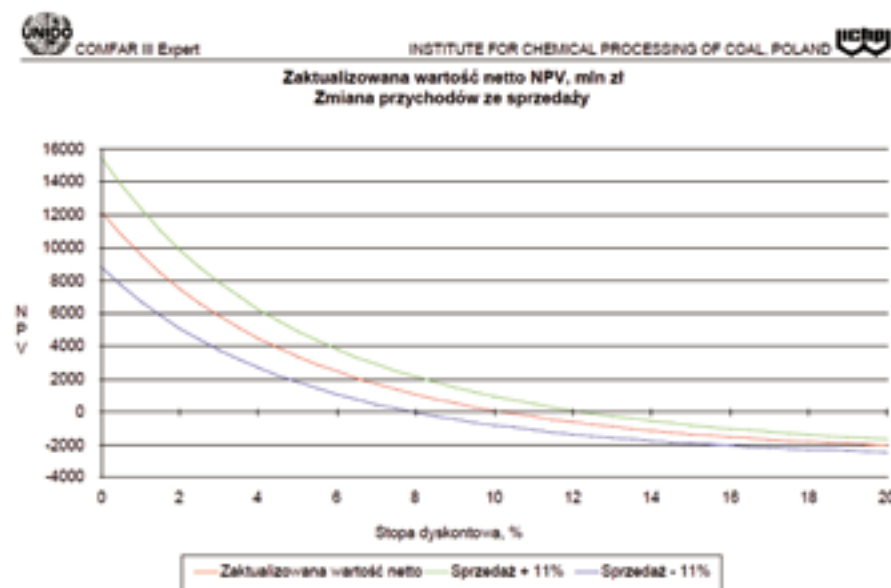


Fig. 4. Parametric analysis for variation of cost of electricity for a power plant IGCC

Rys. 4. Analiza parametryczna NPV dla ceny energii dla elektrowni IGCC

Ujemną wartość NPV świadczącą o nieopłacalności przedsięwzięcia otrzymano, gdy cena sprzedaży energii elektrycznej była niższa o 11%. Analiza parametryczna NPV na zmianę kosztów operacyjnych wykazała, że projekt elektrowni IGCC był w jeszcze mniejszym stopniu wrażliwy na wzrost ceny zakupu EUA niż projekt PC.

Elektrownia gazowo-parowa na gaz ziemny NGCC

Zestawienie wyników szacunku nakładów i kosztów projektu NGCC przedstawiono w tabeli 2. Analiza wrażliwości IRR wykazała, że projekt w większym stopniu zmieniał swoją efektywność mierzoną wewnętrzną stopą zwrotu w wyniku zmian przychodów ze sprzedaży i kosztów operacyjnych niż nakładów na aktywa trwałe. Nachylenie wyznaczonych prostych do osi odciętych informujące o sile i kierunku wrażliwości projektu na zmiany każdej z analizowanych zmiennych wejściowych było wyznacznikiem ryzyka związanego z danym parametrem rachunku. Im kąt nachylenia

tej prostej do osi odciętych był większy, tym bardziej wrażliwa była wartość IRR na zmiany zmiennych wejściowych. Jeśli cena sprzedaży energii elektrycznej była niższa o ponad 20%, to stopa zwrotu IRR była nadal na poziomie wymaganej stopy rentowności. Wzrost nakładów inwestycyjnych lub kosztów operacyjnych o 20% powodował, że IRR był nadal o ok. odpowiednio 6 i 3% wyższy od granicznej stopy rentowności. Na rys. 5 przedstawiono kształtowanie się wartości wskaźnika efektywności NPV przy zmianie przychodów projektu w zakresie $\pm 20\%$. Jeśli przychody projektu były mniejsze o 20%, to wtedy wartość NPV spadała do zera, co oznaczało osiągnięcie minimalnej założonej przez inwestora stopy rentowności, a tym samym pozwalało jeszcze rekomendować przedsięwzięcie do realizacji. Zatem wartość progowa ceny sprzedaży energii elektrycznej wynosiła 256 zł/MWh. Oznacza to małą wrażliwość projektu na spadek ceny sprzedaży energii. Przeprowadzona analiza parametryczna NPV na zmianę kosztów operacyjnych wykazała, że projekt NGCC był praktycznie pozbawiony ryzyka z punktu widzenia zmiany ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂. Wynikało to ze stosunkowo niewielkiej emisji CO₂, co implikowało bardzo mały udział rocznych kosztów zakupu EUA w całkowitych kosztach operacyjnych elektrowni NGCC.

Omówienie wyników

Zestawienie wskaźników efektywności finansowej IRR i NPV oraz wartości progowe cen sprzedaży energii elektrycznej dla analizowanych wariantów technologicznych przedstawiono w tabeli 3. Na rys. 6 przedstawiono ranking inwestycyjny analizowanych wariantów w oparciu o wewnętrzną stopę zwrotu IRR.

Wyniki te wskazują, że wszystkie analizowane warianty technologiczne elektrowni z systemami CCS były uzasadnione ekonomicznie mimo ponoszenia kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych związanych z usuwaniem i sprężaniem oraz sekwestracją ditlenku węgla. Najkorzystniej wypadł projekt NGCC, następnie IGCC i dalej PC. Wysoka efektywność elektrowni gazowo-parowej na gaz ziemny NGCC była efektem stosunkowo niskich nakładów inwestycyjnych na jej budowę oraz spadku w ostatnich latach cen gazu ziemnego. Największy wpływ na efektywność ekonomiczną w warunkach ryzyka analizowanych projektów miały przychody ze sprzedaży energii elektrycznej. Jeśli cena sprzedaży energii elektrycznej była niższa o ok. 4% (projekt PC), 11% (projekt IGCC) lub 20% (projekt NGCC), to przedsięwzięcia te były ekonomicznie nieefektywne. Dla analizowanych elektrowni PC, IGCC i NGCC były to wielkości równe odpowiednio 307 zł/MWh, 285 zł/MWh i 256 zł/MWh przy przyjętej do obliczeń cenie 320 zł/MWh. Na rys. 7 przedstawiono rozpiętość ryzyka dla ceny sprzedaży energii elektrycznej analizowanych wariantów technologicznych elektrowni z systemami CCS. Najmniej wrażliwy na spadek ceny sprzedaży energii był projekt NGCC. Możliwy spadek ceny w projekcie IGCC mieścił się w granicach marginesu bezpieczeństwa. Dopuszczalny, zaledwie 4-proc. spadek ceny energii w projekcie PC oznaczał wysoki stopień wrażliwości na zmianę tego parametru. Z uwagi na to, że koszty zakupu EUA ponoszone są tylko dla niewielkich ilości rocznej emisji ditlenku węgla po jego separacji ze sprawnością 85–90%, analizowane

Zaktualizowana wartość netto NPV, mln zł
Zmiana przychodów ze sprzedaży

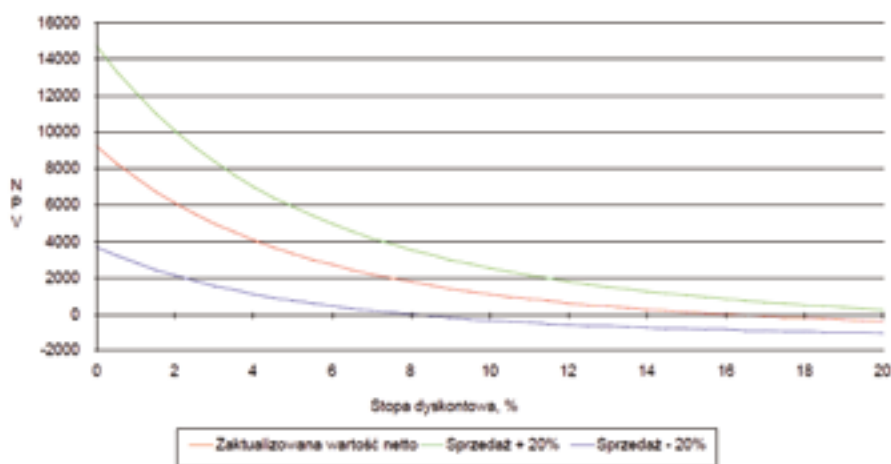


Fig. 5. Parametric analysis for variation of cost of electricity for a power plant NGCC

Rys. 5. Analiza parametryczna NPV dla ceny energii dla elektrowni NGCC

Table 3. Specifications of estimated values for electricity generation

Tabela 3. Wyniki obliczeń dla technologii wytwarzania energii elektrycznej

Wyszczególnienie	Elektrownia z CCS		
	PC	IGCC	NGCC
IRR, %	8,8	10,7	14,1
NPVR	0,08	0,23	0,92
Wartość progowa ceny sprzedaży energii, zł/MWh	307	285	256
Rozpiętość ryzyka dla ceny energii, %	-5	-11	-20

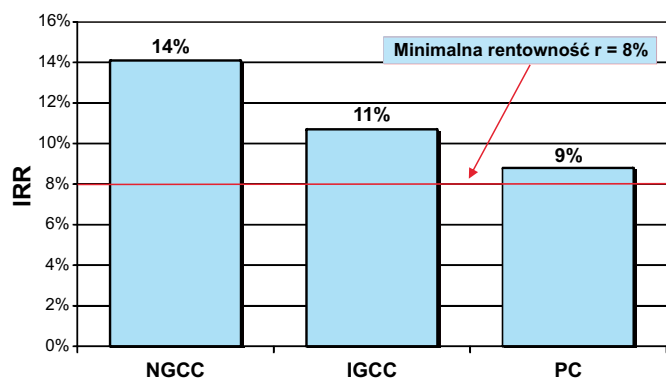


Fig. 6. Investment ranking test – IRR

Rys. 6. Ranking inwestycyjny IRR

projekty były mało wrażliwe na wzrost ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂. Dla przyjętej do analizy ceny zakupu EUA w wysokości 20 USD/t oznaczało to niewielkie ryzyko związane ze wzrostem tej ceny dla projektu PC, mało prawdopodobne dla IGCC, a projekt NGCC był praktycznie pozbawiony tego ryzyka. Niski stopień ryzyka projektu NGCC może jednak ulec niekorzystnej zmianie ze względu na ryzyko potencjalnego wzrostu cen gazu ziemnego i niepewności jego dostaw.

Podsumowanie

Analiza finansowa układów spalania i zgazowania węgla oraz układu gazowo-parowego na gaz ziemny z systemami CCS wykazuje, że technologie te są ekonomicznie efektywne mimo ponoszenia kosztów

inwestycyjnych i eksploatacyjnych związanych z usuwaniem i sprężaniem oraz sekwestracją ditlenku węgla. Ze względu na niewielkie ilości emisji ditlenku węgla, analiza wrażliwości na zmianę ceny zakupu EUA wykazała niewielkie ryzyko związane ze wzrostem tej ceny dla projektu PC, mało prawdopodobne dla IGCC, a projekt NGCC jest praktycznie pozbawiony tego ryzyka. Większe ryzyko niekorzystnego kształtowania się przyszłych przychodów analizowanych projektów powoduje wzrost wartości progowej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Założona w analizie cena może być niższa o nie więcej niż 4% dla projektu PC, 11% dla IGCC oraz o 20% dla NGCC. Obowiązek usuwania CO₂, wraz z jego transportem i bezpiecznym, długotrwałym składowaniem w strukturach geologicznych, spowoduje wzrost kosztów wytwarzania elektryczności od 40% dla elektrowni IGCC, poprzez 52% dla elektrowni NGCC, do ok. 80% dla elektrowni PC⁽¹⁰⁾. Przyrosty tych kosztów są odnoszone do elektrowni, które nie posiadają instalacji usuwania, transportu i składowania CO₂ i wiążą się ze wzro-

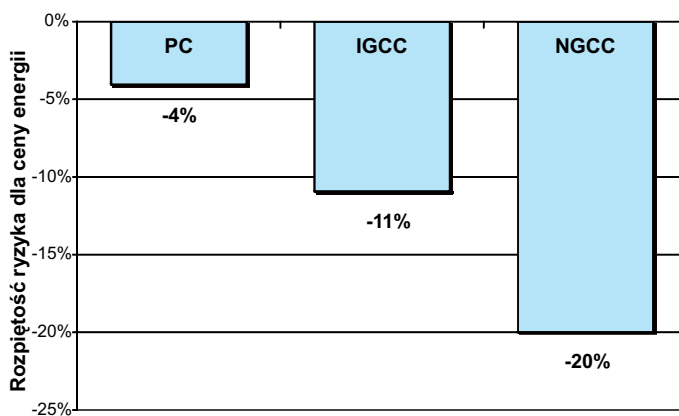


Fig. 7. Risk spread for price of electricity sales

Rys. 7. Rozpiętość ryzyka dla ceny sprzedaży energii elektrycznej

stem ryzyka systemów CCS. W dłuższej perspektywie spodziewany jest rozwój nowych technologii, zmniejszających ryzyko inwestora poprzez możliwy postęp badawczo-wdrożeniowy. Aby zminimalizować ryzyko systemów CCS w długoterminowej perspektywie, łączne koszty usunięcia, transportu i składowania ditlenku węgla muszą być niższe niż koszty zakupu pozwoleń na emisję CO₂.

Przepisy dotyczące emisji i uwalniania handlu pozwoleniami na emisję wymuszają na elektrowniach zmiany i dostosowanie się do wymagań z wykorzystaniem technicznych i ekonomicznych sposobów ograniczania emisji. Elektrownie mogą obrać kilka strategii postępowania. Pierwszą strategią jest podejście pasywne, zakładające niepodjęcie inwestycji proekologicznych, kontynuowanie emisji na niezmiennym poziomie i zaakceptowanie opłat z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂ (EUA). Alternatywą jest uniknięcie kosztów zakupu EUA poprzez ograniczenie emisji ditlenku węgla do atmosfery. Będzie można to osiągnąć poprzez modernizację elektrowni i budowę systemu usuwania i sprężania oraz sekwestracji ciekłego CO₂ (CCS).

Należy zwrócić uwagę na fakt, że obecnie brak jest pełnoskalowych elektrowni PC, IGCC i NGCC z usuwaniem i magazynowaniem CO₂, a pełnej gotowości do ich wdrożenia w światowej energetyce spodziewać się można dopiero ok. 2020 r., a w Polsce w latach 2025–2030⁽¹⁸⁾. Natomiast horyzont czasowy wdrożenia w Polsce elektrowni poligeneracyjnej, realizującej skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i produktów chemicznych, uzależniony będzie od siły zbliżenia wzajemnych interesów inwestorów sektora elektroenerge-

tycznego oraz chemicznego, kształtowanych m.in. bezpieczeństwem i opłacalnością dostaw surowców węglowodorowych, kreowanych przyszłymi cenami ropy naftowej i gazu ziemnego. Jeżeli rynki światowe utrzymają kurs na wysokiej cenie ropy i jej produktów, to budowa elektrowni poligeneracyjnej w Polsce może okazać się atrakcyjna w stosunkowo szybkim horyzoncie czasu, nawet ok. 2020 r.

Wspomnieć tu jednak należy o tym, że dwa sztandarowe projekty polskiej energetyki: elektrownia poligeneracyjna w Kędzierzynie-Koźlu i instalacja CCS w Elektrowni Bełchatów nie będą realizowane z powodu braku domkniętej struktury finansowania i braku implementacji Dyrektywy CCS.

Praca wykonana w ramach projektu „Opracowanie technologii zagazowania węgla dla wysokoelektrycznej produkcji paliw i energii elektrycznej”, realizowanego w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii” finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Otrzymano: 18-06-2013

LITERATURA

1. M.S. Peters, K.D. Timmerhaus, *Plant design and economics for chemical engineers*, McGraw-Hill International Editions, Singapore 1991 r.
2. A.B. Rao, E.S. Rubin, M.B. Berkenpas, *An integrated modeling framework for carbon management technologies*, Department of Engineering and Public Policy, Pittsburgh, PA 15213-3890, 2004 r.
3. R. Aiken, K.H. Ditzel, F. Morra, D.S. Wilson, *Coal-based integrated gasification combined cycle: Market penetration strategies and recommendations*. Final Report, DOE, DE-AM26-99FT40575, 2004 r.
4. D. Gray, S. Salerno, G. Tomlinson, *Current and future IGCC technologies. Bituminous coal to power*, Mitretek Technical Report (USA), 2004 r.
5. M. Ramezan, N. Nsakala, G.N. Liljedahl, L.E. Gearhart, R. Hestermann, B. Rederstorff, *Carbon dioxide capture from existing coal-fired power plants*, DOE/NETL-401/120106, 2006 r.
6. M. Woods, P. Capicotto, J. Haslbeck, *Bituminous coal and natural gas to electricity*, (RDS), DOE/NETL-2007/1281, Final Report, 2007 r.
7. Comision Staff Working Document, *Energy sources. Production and performance of technologies for power generation*, COM 2008, 744.
8. *Generation technology options in a carbon-constrained world*, EPRI Technology Assessment Center, 2008 r.
9. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*, t. 1: *Bituminous coal and natural gas to electricity*, DOE/NETL-2010/1397, Revision 2, 2010 r.
10. *Updated costs for selected bituminous baseline cases (June 2011 Basis)*, DOE/NETL-341/082312, 2012 r.
11. L. Zapart, M. Ściążko, K. Dreszer, *Studium wykonalności projektu instalacji do produkcji paliw gazowych i płynnych z węgla kamiennego*, Energoprojekt Katowice, IChPW, Zabrze 2009 r.
12. W. Behrens, P. Hawranek, *Manual for the preparation industrial feasibility studies*, UNIDO, 1993 r.
13. M. Ściążko, L. Zapart, K. Dreszer, [w:] *Polityka Energetyczna*, t. 9, Wydawnictwo IGSMiE, PAN, Kraków 2006 r., 287.
14. L. Zapart, M. Ściążko, K. Dreszer, [w:] *Polityka Energetyczna*, t. 10, Wydawnictwo IGSMiE, PAN, Kraków 2007 r., 683.
15. Praca zbiorowa, *Czysta energia, produkty chemiczne i paliwa z węgla – ocena potencjału rozwojowego*, (red. T. Borowiecki, J. Kijewski, J. Machnikowski, M. Ściążko), IChPW, Zabrze 2008 r.
16. L. Zapart, M. Ściążko, K. Dreszer, [w:] *Polityka Energetyczna*, t. 12, Wydawnictwo IGSMiE, PAN, Kraków 2009 r., 645.
17. Project analysis software – COMFAR (Computer model for feasibility analysis and reporting), UNIDO, 2006 r.
18. Raport cząstkowy 1 *Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w silowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych*, PKEE, „EnergSys” Sp. z o.o., IChPW, 2008 r.



POLSKA IZBA
PRZEMYSŁU CHEMICZNEGO



Polska Izba Przemysłu Chemicznego
Sekretariat Programu „Odpowiedzialność i Troska”™

zapraszają na

X Forum Ekologiczne Branży Chemicznej

które odbędzie się w Hotelu Copernicus w Toruniu w dniach 11–13 grudnia 2013 r.



Od lat Forum stanowi miejsce spotkania oraz wymiany doświadczeń kadry menedżerskiej, specjalistów, a także ekspertów branży chemicznej, zajmujących się zagadnieniami ochrony środowiska.

W tym roku ze względu na jubileuszową edycję Forum chcielibyśmy zaprosić Państwa do Torunia na początku grudnia. W zimowej, przedświątecznej atmosferze będziecie Państwo mieli okazję do wzięcia udziału w ciekawych sesjach poświęconych Programowi Responsible Care, Społecznej Odpowiedzialności Biznesu oraz Global Product Strategy. Jak co roku poruszane będą również najistotniejsze kwestie z zakresu ochrony środowiska.

Wychodząc naprzeciw wyzwaniom obecnych czasów, organizujemy konferencję, chcąc po raz kolejny stworzyć dogodną płaszczyznę do rozmowy w tematyce ochrony środowiska i inicjatywy „Odpowiedzialność i Troska”.

Tradycyjnie dołożymy wszelkich starań, by Forum jak najrzetelniej wspierało przemysł w zakresie interpretacji przepisów środowiskowych i wypełniania obowiązków prawnych, z uwzględnieniem bieżącej sytuacji branży chemicznej. Wierzmy także, że nasze spotkanie stworzy przyjazną atmosferę do kreowania wielu inicjatyw, które przyczynią się do rozwoju branży chemicznej w szczególności w aspekcie zrównoważonego rozwoju.

Zgłoszenie uczestnictwa w Forum należy dokonać w terminie do **18 listopada 2013 r.**

Koszt uczestnictwa w Forum (bez noclegów, 1 osoba) wynosi:

dla firm realizujących Program „Odpowiedzialność i Troska”: 1350 zł + 23% VAT

dla pozostałych firm: 1650 zł + 23% VAT

Punkt informacyjny:

Sekretariat Programu „Odpowiedzialność i Troska”
ul. Toruńska 248, 87-805 Włocławek

Osoby kontaktowe: w sprawach merytorycznych:

Anna Gietka, tel. 667 981 531; **Magdalena Ozimek**, tel. 668 251 815

w sprawach organizacyjnych oraz współpraca z mediami:

Justyna Wasielewska, tel. 54 237 23 49, 693 305 361

w sprawach hoteli: **Monika Spryszyńska**, 54 237 28 07, 669 692 561

Serwis internetowy: www.forumekologiczne.com.pl