

Mirosław DUDA*

Konkurencyjność perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej

Streszczenie: Zagadnienia ekonomiczne zaczynają nabierać szczególnego znaczenia w wytwarzaniu energii elektrycznej w świetle rozwoju rynku konkurencyjnego w tym sektorze. Z tego względu konkurencyjność poszczególnych rodzajów źródeł z uwzględnieniem warunków ich rozwoju, a także polityki promocyjnej państwa w odniesieniu do niektórych technologii powinna być istotnym czynnikiem w formułowaniu zarówno polityki energetycznej kraju, jak i określaniu kierunków inwestowania przez podmioty na rynku energii. W artykule przedstawiono wyniki porównania kosztów wytwarzania energii elektrycznej w rozmaitych technologiach, uśrednionych w okresie ich ekonomicznej eksploatacji z zachowaniem zasad dyskonta. Porównanie obejmuje technologie obecnie stosowane i przewidywane do wdrożenia komercyjnego około 2020 i 2030 r. Na podstawie wyników tych porównań przedstawiono niektóre wnioski, które powinny być przydatne w formułowaniu polityki energetycznej Polski.

Słowa kluczowe: energia elektryczna, technologie wytwarzania, koszty wytwarzania

Competitiveness of perspective electricity generation technologies

Abstract: Economic issues have acquired substantial importance for the electricity generation sector especially in the light of power competitive markets development. Competitiveness of different generation technologies within the limitations caused by the environment and security of power supply should be taken into account when formulating the national energy policy as well as in choosing the investment policy by energy companies. In the article are presented some results of comparison of levelized electricity costs for different generation technologies that are foreseen to be implemented over the period up to 2050. Main conclusions based on those results, important for the energy policy for Poland, have been formulated.

Key words: electricity, generation technology, generation costs

* Dr inż., Agencja Rynku Energii S.A.

Wprowadzenie

Rozpatrywane w analizie technologii wytwarzania energii elektrycznej i elementy kosztów wytwarzania dla tych technologii określono dla prognoz na lata 2020 i 2030. Na dalszą perspektywę prognozy z natury rzeczy obarczone są dużą niepewnością.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o różnej technologii zależą od wielu czynników i z tego względu niezwykle ważne jest, aby je interpretować z uwzględnieniem założeń, przy których były określone. Uniknie się w ten sposób porównywania nieporównywalnych liczb, a w skrajnych przypadkach ich wykorzystywania do z góry założonych tez, co często się obserwuje w dyskusjach na temat zasadności rozwoju energetyki jądrowej.

Należy wyraźnie podkreślić, że jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, niezależnie od metody i poprawności założeń, stanowią tylko orientacyjny czynnik przy kształtowaniu polityki regulacyjnej państwa w zakresie źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Nie uwzględniają one bowiem warunków pracy systemu elektroenergetycznego, a zwłaszcza struktury źródeł zapewniającej optymalne kosztowo pokrycie dobowej krzywej poboru energii, ograniczeń systemowych wynikających ze struktury paliwowej źródeł w systemie, konieczności utrzymania niezbędnej rezerwy mocy w systemie, wymuszonego politycznie rozwoju odnawialnych źródeł energii itp. Polityka państwa w tym zakresie powinna wynikać z prognozy struktury źródeł o najmniejszych kosztach wytwarzania, odzwierciedlającej warunki działania rynku energii elektrycznej.

Artykuł powstał przy wykorzystaniu pracy ARE S.A. „Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii” [1].

1. Podstawowe założenia

W analizie przyjęto projekcje składowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej opierając się na dotychczasowych doświadczeniach i prognozach renomowanych światowych ośrodków badawczych z zachowaniem zasady konserwatyzmu w odniesieniu do technologii, których wskaźniki wstępne wskazują na ich konkurencyjność. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni jądrowych, które często są przedmiotem emocjonalnych ocen i wymagają ostrożności w założeniach, przyjmowanych do porównań z innymi technologiami.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej uśredniano dla okresu ich ekonomicznej eksploatacji z zachowaniem zasad dyskonta [2]. Wykorzystano metodykę, którą stosuje się w określaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej ponoszonych przez gospodarkę krajową i społeczeństwo. W odróżnieniu od analizy korporacyjnej, stosowanej do określenia kosztów wytwarzania energii i prognozy wyników finansowych przedsiębiorstw energetycznych, przyjęto więcej założeń upraszczających i operowano w większym stopniu wartościami średnimi parametrów ekonomicznych i technicznych rozpatrywanych technologii. Dla określonej realnej stopy dyskonta i parametrów danej technologii porównywano realne (w jednostkach pieniężnych o sile nabywczej wybranego roku) uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii (*levelized bus bar costs*), odniesione do jednostki wytworzonej energii.

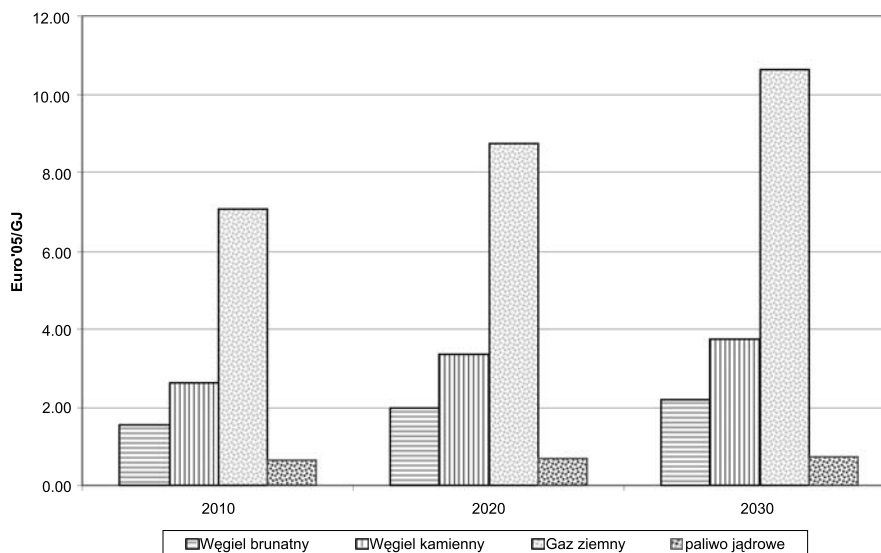
Jako rok waluty wybrano rok 2005, gdyż większość danych w literaturze odnosi się do tego roku. Rok waluty nie ma znaczenia dla wyników porównania technologii wyrażonych w jednostkach pieniężnych o stałej sile nabywczej (*real terms*).

W analizie nie uwzględniano podatku dochodowego, VAT i akcyzy, które wynikają z polityki podatkowej państwa i mają wpływ na ceny energii a nie na porównywalne koszty wytwarzania. Te elementy są istotne w analizach korporacyjnych. Uwzględniono natomiast zinternalizowane koszty zewnętrzne – związane z kosztami uprawnień do emisji CO₂ – wynikające z obowiązku ich zakupu na aukcjach zgodnie z dyrektywą pakietu energetyczno-klimatycznego o europejskim systemie handlu emisjami gazów cieplarnianych [3].

W kosztach wytwarzania uwzględniono koszty inwestycyjne (kapitałowe) jako sumę kosztów amortyzacji bilansowej majątku i kosztów kapitału. W amortyzacji bilansowej, w odróżnieniu od amortyzacji podatkowej, okres całkowitej amortyzacji jest równoznaczny z okresem ekonomicznej eksploatacji obiektu. W kosztach stałych uwzględniono fundusz likwidacji obiektu, który ze względu na rachunek dyskonta nie stanowi istotnej pozycji kosztów całkowitych.

W obliczeniach zastosowano realną stopę dyskonta, którą określono jako średni koszt kapitału (WACC – *weighted average cost of capital*) dla inwestycji infrastrukturalnych przy typowej dla tego rodzaju inwestycji proporcji kapitału własnego i obcego. Wartość realną WAAC przyjęto dla wariantu referencyjnego obliczeń konserwatywnie dla kapitałochłonnych inwestycji na poziomie 7,5% [4]. W analizie wrażliwości zbadano wpływ wyższych wartości WACC (10%). W nakładach inwestycyjnych uwzględniono koszt kapitału ponoszony przez inwestora w trakcie budowy (IDC – *interest during construction*).

W obliczeniach uwzględniono eskalację (ponadinflacyjny wzrost) poszczególnych składników kosztów wytwarzania, w tym eskalację kosztów nośników energii pierwotnej, związaną z warunkami globalnego lub lokalnego rynku tych nośników.



Rys. 1. Prognoza cen paliw kopalnych

Fig. 1. Price forecast of fossil fuels

Koszty paliwa określono na podstawie prognozy cen paliw (rys. 1), która jest średnią z wielu prognoz renomowanych światowych ośrodków badawczych. W kosztach paliwa ujmowano koszty składowania i unieszkodliwiania odpadów, co jest istotne przede wszystkim dla elektrowni jądrowych.

Odrębnie liczone koszty zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla źródeł spalających organiczne paliwo kopalne. Przyjęto ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrastające z poziomu 30 €/05/tCO₂ w 2020 r. do 40 €/05/tCO₂ w 2030 r.

2. Rozpatrywane technologie

W analizie rozpatrzono w zasadzie źródła wytwarzania energii elektrycznej, które mogą pracować w całym zakresie wykorzystania mocy zainstalowanej. Wyjątkowo rozpatrzono elektrownie wiatrowe mimo ich ograniczonego zakresu wykorzystania mocy zainstalowanej. Ich rozwój jest silnie promowany ze względu na oszczędzanie paliw organicznych oraz zerową emisyjność zanieczyszczeń do atmosfery. Dla elektrowni wiatrowych uwzględniono koszty stałe źródeł rezerwowych w systemie, które muszą funkcjonować niezależnie od mocy rezerwowej potrzebnej do bezpiecznej pracy systemu. Przyjęto, że tymi źródłami rezerwowymi będą elektrownie z turbinami gazowymi. Alternatywnie rozpatrzono elektrownie wiatrowe z instalacjami akumulacji energii.

Nie rozpatrywano elektrowni wodnych szczytowo-pompowych, których koszty wytwarzania zależą od struktury źródeł podstawowych w systemie, i źródeł małej mocy, w których koszty wytwarzania w dużym stopniu zależą od warunków lokalnych, jak np. elektrownie wodne przepływowe lub małe elektrownie rozproszone na biogaz lub biomasę. Wyłączono również z porównań elektrociepłownie, gdyż koszty wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem zależą od lokalnego zapotrzebowania na ciepło i zewnętrznych warunków regulacji cen ciepła sieciowego, co rachunek czyni niedookreślonym.

Dla elektrowni przewidzianych do uruchomienia około 2020 r. rozpatrzono następujące rodzaje źródeł energii:

- elektrownie spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych z instalacjami odsiarczania i odazotowania spalin (PC – *pulverized coal*);
- elektrownie spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych z instalacjami odsiarczania i odazotowania spalin (PL – *pulverized lignite*);
- elektrownie spalające węgiel kamienny w kotłach fluidalnych (FC – *fluidized coal*);
- elektrownie spalające węgiel brunatny w kotłach fluidalnych (FL – *fluidized lignite*);
- elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi III generacji (LWR III – *light water reactors III generation*) reprezentowane przez elektrownie z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi typu PWR (EJ z reaktorem PWR);
- elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego (IGCC_C – *coal integrated gasification combined cycle*);
- elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla brunatnego (IGCC_L – *lignite integrated gasification combined cycle*);
- elektrownie parowo-gazowe na gaz ziemny (GTCC – *gas turbine combined cycle*);
- elektrownie z turbinami gazowymi (GT – *gas turbine*);

- elektrownie wiatrowe na lądzie (*wind on-shore*);
- elektrownie wiatrowe na morzu (*wind off-shore*).

Do źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r., włączono elektrownie z instalacjami uchwytu i składowania CO₂ (CCS – *carbon capture and storage*), które w tym okresie powinny być już dostępne komercyjnie. Założono, że powinny się również pojawić rozwijane obecnie technologie akumulowania energii elektrycznej do wykorzystania jako instalacje skojarzone z elektrowniami wiatrowymi. Poza technologiami, które porównywano dla okresu wdrożenia około 2020 r., dodatkowo dla 2030 r. rozpatrzono więc następujące rodzaje źródeł:

- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ (PC +CCS);
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ (PL +CCS);
- elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla kamiennego i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ (IGCC_C + CCS);
- elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla brunatnego i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ (IGCC_L + CCS);
- elektrownie parowo-gazowe na gaz ziemny z instalacjami uchwytu i składowania CO₂ (GTCC+CCS);

TABELA 1. Nakłady inwestycyjne rozmaitych technologii w tys. €'05/MW

TABLE 1. Investment costs of different technologies in thousand €'05/MW

Rodzaj źródła	2020	2030
PC	1 650	1 600
PC+CCS		2 400
PL	1 750	1 700
PL+CCS		2 500
FC	1 650	1 600
FL	1 650	1 600
Nuclear LWR	3 000	2 900
GT	500	500
GTCC	800	800
GTCC+CCS		1 200
IGCC_C	2 000	1 950
IGCC_C+CCS		2 500
IGCC_L	2 000	1 950
IGCC_L+CCS		2 500
PMF	1 700	1 650
BM	2 400	2 300
Wind on-shore	1 350	1 300
Wind off-shore	1 800	1 750

- elektrownie wiatrowe na lądzie ze skojarzonymi instalacjami akumulowania energii (*Wind on-shore + accumulator*);
- elektrownie wiatrowe na morzu ze skojarzonymi instalacjami akumulowania energii (*Wind off-shore + accumulator*).

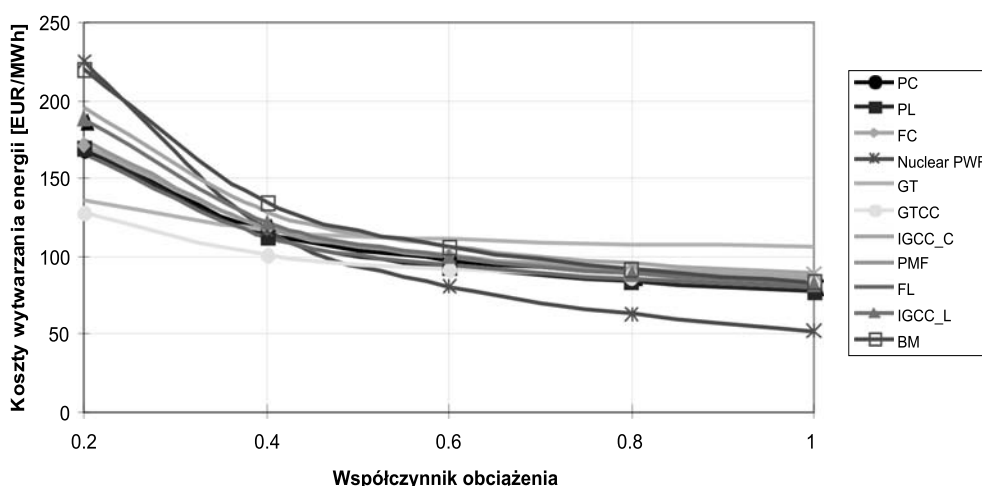
Dla powyższych technologii przyjęto wysokość nakładów inwestycyjnych stosownie do prognoz światowych ośrodków badawczych (tab. 1).

3. Podstawowe wyniki analizy

Do ustalenia konkurencyjności ekonomicznej źródeł wytwarzania energii określono:

- **krzywe konkurencyjności źródeł wytwarzania energii w systemie elektroenergetycznym** (*screening curves*), które przedstawiają graficznie zależności uśrednionych jednostkowych kosztów wytwarzania od współczynnika wykorzystania mocy danego źródła w systemie w skali rocznej (CF – *capacity factor*). Z krzywych konkurencyjności wyłączono elektrownie wiatrowe, które mają z natury ograniczony czas wykorzystania pełnej mocy w systemie i nie mogą być sterowane przez operatora systemu. Elektrownie wiatrowe włączono do porównania kosztów wytwarzania energii rozmaitych źródeł w typowych dla nich warunkach pracy w systemie;
- uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania źródeł pracujących w typowych warunkach w systemie, a więc przy określonych wartościach współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej.

Dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2020 r. krzywe konkurencyjne wykazują dużą przewagę elektrowni jądrowych w strefie obciążeń podstawowych nawet nad najtańszymi źródłami klasycznymi (rys. 2). Ta przewaga wynika przede wszystkim z uwzględnienia kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ dla źródeł na paliwa organiczne.

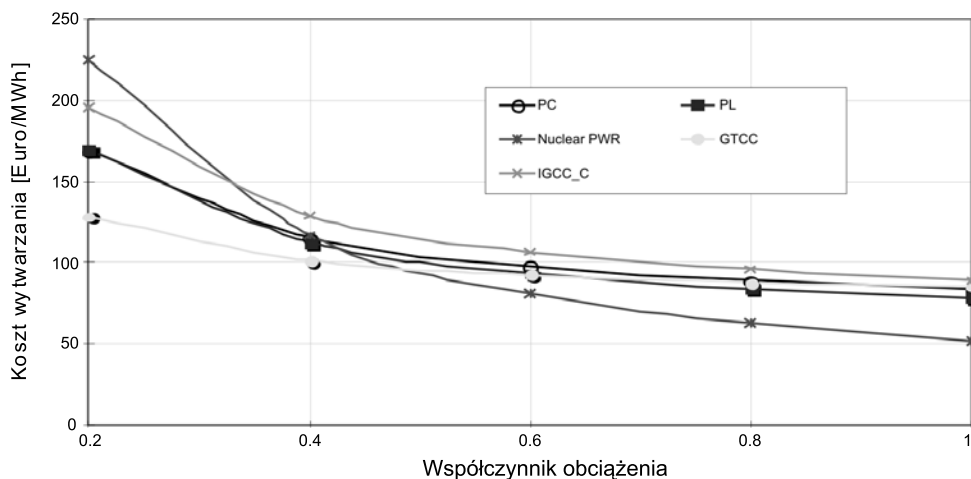


Rys. 2. Krzywe konkurencyjności elektrowni przewidzianych do uruchomienia około 2020 r.

Fig. 2. Screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2020

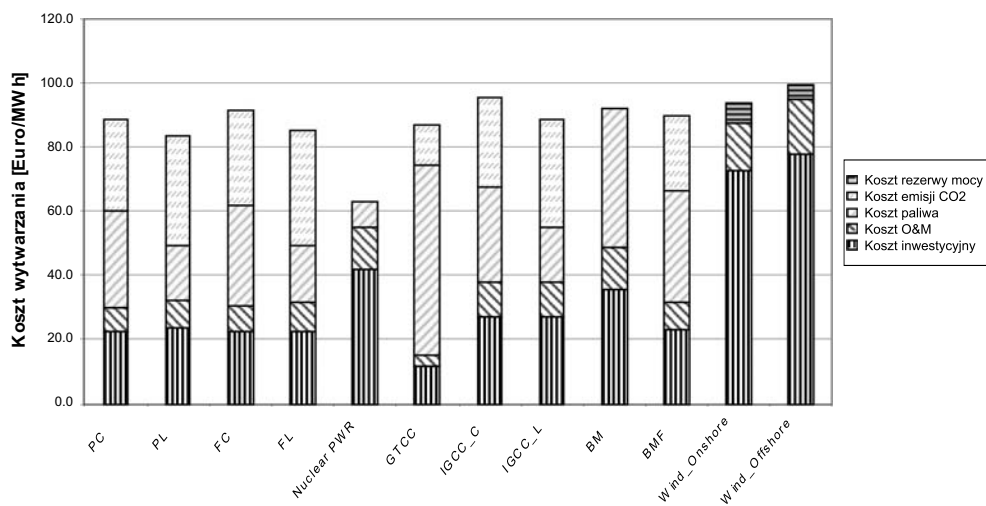
Niektóre technologie mają zbliżone krzywe kosztów uśrednionych i z tego względu możliwe było skonstruowanie krzywych zagregowanych dla rodzajów paliw i technologii (rys. 3).

Dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2020 r. i pracujących w typowych warunkach systemowych (czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłone i jądrowa: 7000 h/rok, wiatrowe na lądzie: 2190 h/rok, wiatrowe na morzu: 3066 h/rok.) wyraźnie zaznacza się przewaga konkurencyjna elektrowni jądrowych w odniesieniu do elektrowni ciepłych na



Rys. 3. Zagregowane krzywe konkurencyjności źródeł energii przewidzianych do uruchomienia około 2020 r.

Fig. 3. Aggregated screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2020

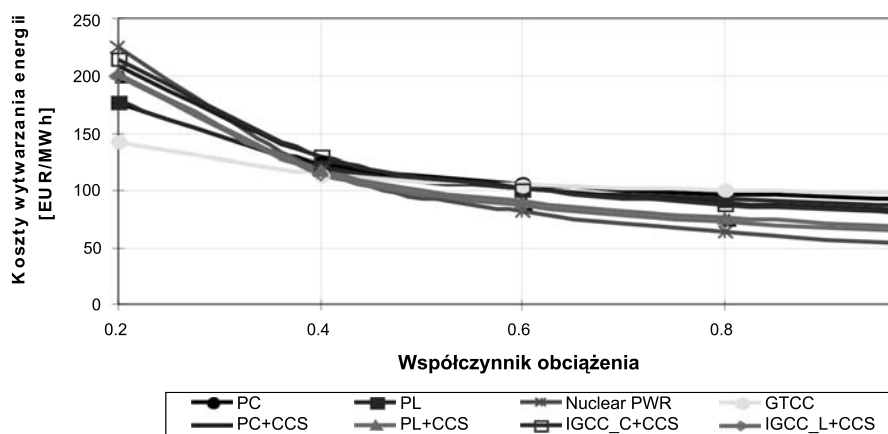


Rys. 4. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej i ich struktura dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2020 r., pracujących w typowych warunkach systemowych

Fig. 4. Levelized generation costs and their structure for power plants foreseen for commissioning around 2020 operated in typical load conditions

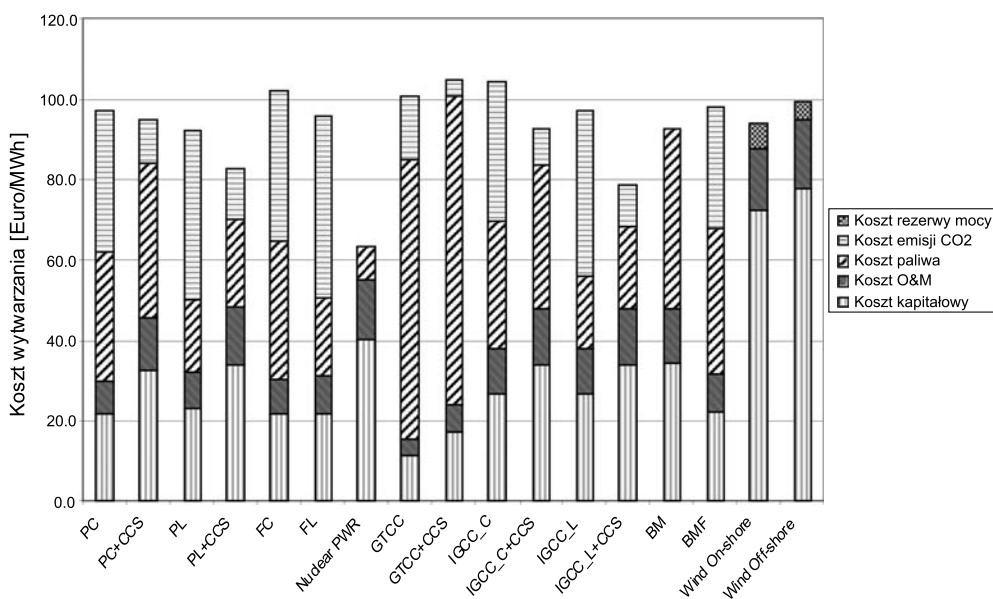
paliwo organiczne. Elektrownie węglowe wykazują podobny koszt wytwarzania do elektrowni gazowych GTCC. Zwraca uwagę mała różnica kosztów wytwarzania w elektrowniach wiatrowych w odniesieniu do innych źródeł.

Porównanie konkurencyjności źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. ma istotne znaczenie ze względu na przewidywane komercyjne dostawy technologii uchwytu



Rys. 5. Zagregowane krzywe konkurencyjności źródeł energii przewidzianych do uruchomienia około 2030 r.

Fig. 5. Aggregated screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2030



Rys. 6. Porównanie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ich struktury dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r., pracujących w typowych warunkach systemowych

Fig. 6. Comparison of levelized generation costs and their structure for power plants foreseen for commissioning around 2030, working at typical power system conditions

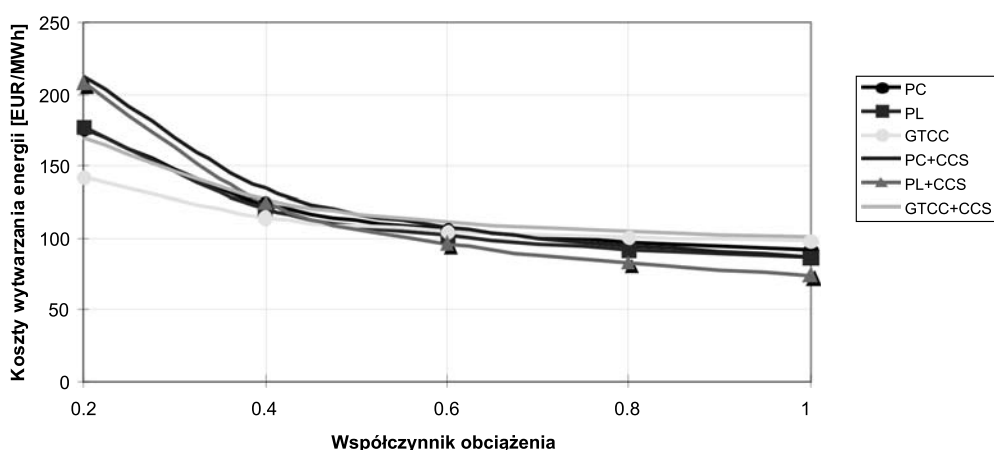
i składowania CO₂ (CCS) w zastosowaniu zarówno do technologii węglowych, jak i gazowych (rys. 5 i 6). Obok nadal wysoce konkurencyjnych elektrowni jądrowych dobre wyniki w porównaniu uzyskują technologie z instalacjami zgazowania węgla, wyposażone w instalacje CCS – o ile uda się opanować te technologie w skali komercyjnej.

Z porównania kosztów wytwarzania w elektrowniach przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. wynika (tab. 2, rys. 7), że elektrownie z instalacjami CCS uzyskują niższe

TABELA 2. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach na paliwo organiczne przewidzianych do uruchomienia około 2030 r.

TABLE 2. Levelized generation costs of electricity sources fired with organic fuels foreseen to commissioning around 2030

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
PC	x	168,75	116,03	98,45	89,67	84,40
PC+CCS	x	207,27	128,04	101,62	88,42	80,49
PL	x	168,21	111,50	92,60	83,14	77,47
PL+CCS	x	200,81	116,94	88,98	75,00	66,61
GTCC	x	139,52	111,70	102,43	97,79	95,01
GTCC+CCS	x	167,91	124,14	109,55	102,26	97,88
IGCC_C	x	196,82	130,12	107,88	96,76	90,09
IGCC_C+CCS	x	213,66	129,15	100,97	86,89	78,44
IGCC_L	x	188,25	121,55	99,31	88,19	81,52
IGCC_L+CCS	x	198,62	114,10	85,93	71,84	63,39



Rys. 7. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach na paliwo organiczne przewidzianych do uruchomienia około 2030 r.

Fig. 7. Levelized generation costs of electricity sources fired with organic fuels foreseen to commissioning around 2030

koszty jednostkowe niż elektrownie bez tych instalacji, uiszczające opłaty za uprawnienia do emisji po przekroczeniu pewnego granicznego współczynnika obciążenia w systemie. Wartość graniczna tego współczynnika obciążenia zależy od rodzaju paliwa oraz od relacji kosztów CCS i opłat za uprawnienia do emisji CO₂. Przy przyjętych założeniach dla elektrowni na węgiel kamienny z kotłami pyłowymi wartość ta wynosi około 0,5, a więc dla czasu wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie około 4500 h/a. Dla elektrowni na węgiel brunatny wartość ta jest niższa i wynosi około 0,4.

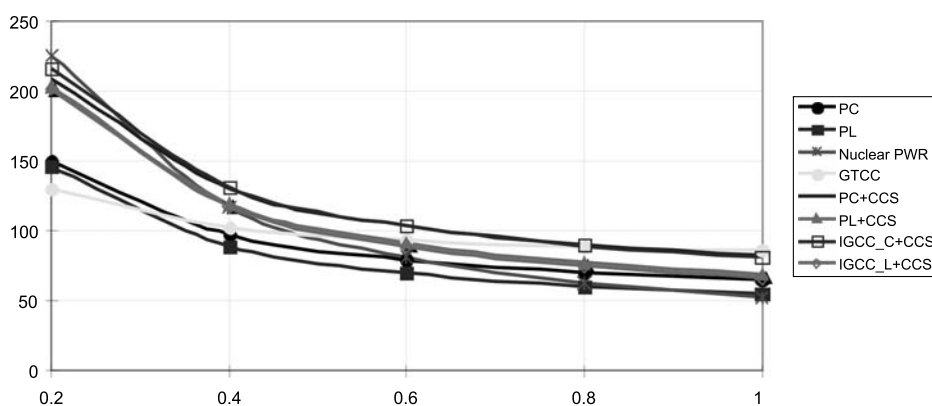
Jak wynika z porównania kosztów, około 2030 r. nie będzie już potrzebna (lub można będzie ją bardzo ograniczyć) pomoc publiczna dla elektrowni wiatrowych, gdyż koszty wytwarzania energii w tych źródłach będą porównywalne z kosztami wytwarzania w elektrowniach ciepłych.

4. Analiza wrażliwości wyników na niektóre założenia

Analiza wrażliwości jest nieodłączną częścią wszelkich prognoz, gdyż przyjmowane założenia obarczone są dużą niepewnością. W porównaniu uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, z których wynika wysoka konkurencyjność elektrowni jądrowych, istotna jest analiza wrażliwości kosztów wytwarzania EJ przede wszystkim na wysokość przyjmowanych nakładów inwestycyjnych, stopę dyskonta i koszty paliwa jądrowego. Istotne jest określenie konkurencyjności EJ względem innych technologii wytwarzania energii w zależności od wysokości opłat za uprawnienia do emisji CO₂.

Krzywe konkurencyjności źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. przy cenie uprawnień do emisji CO₂ równej 10 €'05/tCO₂ (rys. 8) wskazują, że jest to graniczny poziom konkurencyjności elektrowni jądrowych przy zachowaniu innych założeń na referencyjnym poziomie.

Graniczny poziom nakładów inwestycyjnych OVN dla elektrowni jądrowych, przy którym zachowana jest konkurencyjność elektrowni jądrowych względem innych techno-



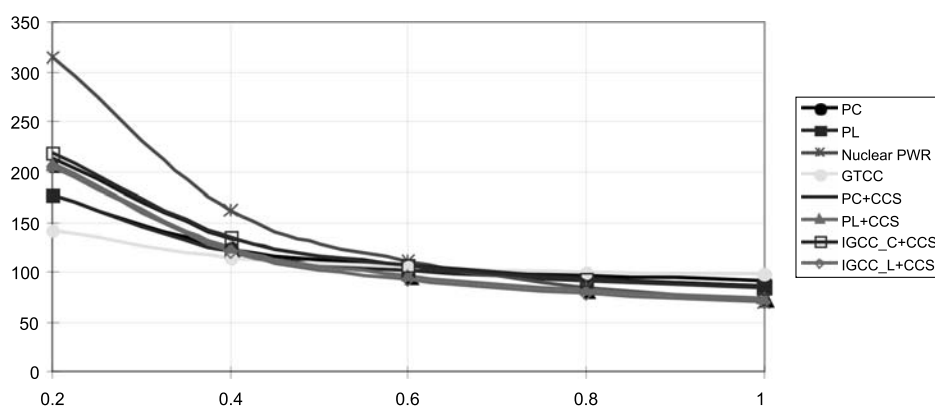
Rys. 8. Krzywe konkurencyjne dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. przy cenie uprawnień 10 €'05/tCO₂

Fig. 8. Screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2030 at CO₂ emission allowances of 10 €'05/tCO₂

logii wynosi około 4500 €'05/kW lub około 5500 €'05/kW przy zachowaniu innych założeń na tym samym poziomie (rys. 9). Należy jednak zwrócić uwagę, że podwyższenie nakładów inwestycyjnych może mieć miejsce i dla innych technologii i tego typu wnioski muszą być traktowane bardzo ostrożnie.

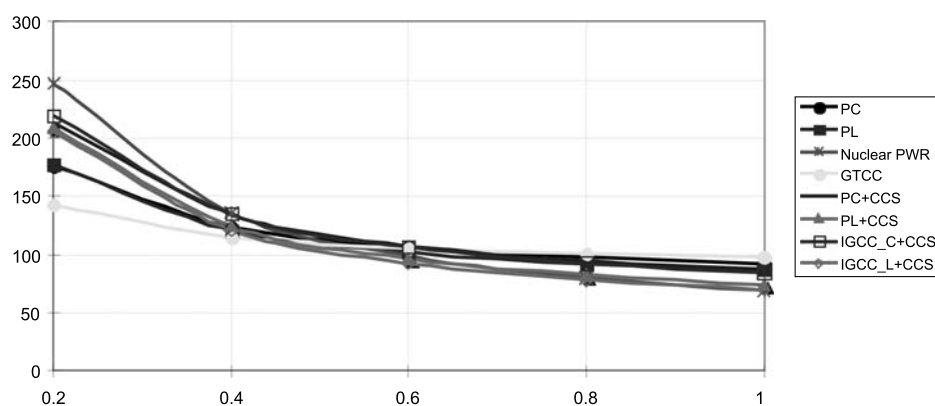
Jak należało się spodziewać konkurencyjność elektrowni jądrowych jest zachowana nawet dla trzykrotnego podwyższenia cen paliwa jądrowego (rys. 10).

Przyjęcie stopy dyskonta na poziomie 10% obniża nieco konkurencyjność elektrowni jądrowych, ale nie powoduje jej odwrócenia (rys. 11).



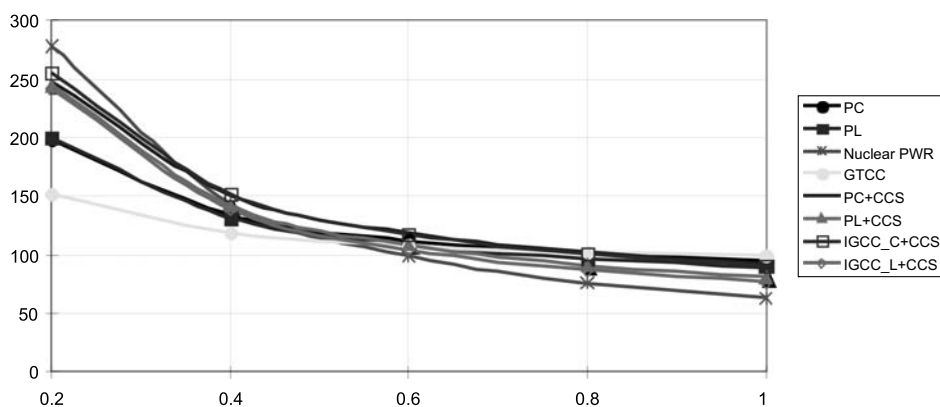
Rys. 9. Krzywe konkurencyjne dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. i przy nakładach inwestycyjnych OVN dla elektrowni jądrowych na poziomie 4500 €'05/kW

Fig. 9. Screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2030 for nuclear power plants' investment costs at the level of 4500 €'05/kW



Rys. 10. Krzywe konkurencyjności elektrowni przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. przy trzykrotnie wyższych cenach paliwa jądrowego

Fig. 10. Screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2030 at threefold higher nuclear fuel price



Rys. 11. Krzywe konkurencyjności elektrowni przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. przy stopie dyskonta na poziomie 10%

Fig. 11. Screening curves for power plants foreseen for commissioning around 2030 at discount rate of 10%

Podsumowanie

Krzywe konkurencyjne (*screening curves*) źródeł energii elektrycznej mogą stanowić wygodne narzędzie do szybkiej oceny konkurencyjności perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz do ich wstępnej selekcji do szczegółowych analiz systemowych. Na ich podstawie można sformułować wiele wniosków dotyczących prognoz wprowadzania na rynek poszczególnych technologii. Przeprowadzona analiza wykazała m.in., że elektrownie jądrowe są konkurencyjne w szerokim zakresie parametrów w stosunku do innych technologii wytwarzania energii elektrycznej, które emitują dwutlenek węgla. Wykazała również, że konkurencyjność elektrowni z instalacjami CCS w dużej mierze zależy od współczynnika wykorzystania ich mocy zainstalowanej w systemie i że istnieją pewne wartości progowe tego współczynnika, przy których nie opłacają się instalacje CCS. W analizie wykazano również, że już około 2030 r. nie będzie uzasadnienia do kontynuacji pomocy publicznej dla elektrowni wiatrowych, nawet przy doliczeniu kosztów niezbędnej rezerwy systemowej.

Krzywe konkurencyjne umożliwiają przeprowadzenie szerokiego zakresu analiz wraz z wynikiem porównania technologii na zmianę założeń.

Literatura

- [1] Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii. Opracowanie ARE S.A., wykonane na zamówienie Ministerstwa Gospodarki, listopad 2009 r.
- [2] Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook, IAEA, 1984.
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [4] The Role of Nuclear Power in Europe. World Energy Council, January 2007.