



---

*„Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii”*

**Wykonano na zamówienie  
Ministerstwa Energii  
Umowa nr 123/II/P/15004/4390/16/DEJ  
z dnia 21.11.2016**

*Oryginał*

**Warszawa, grudzień 2016**

Opracował zespół autorski w składzie:

*Hanna Mikołajuk*

*Mirosław Duda*

*Uroš Radović*

*Sławomir Skwierz*

*Michał Lewarski*

*Iwona Kowal*

## Spis treści

<b>1. Wstęp</b>	<b>5</b>
<b>2. Metodyka analizy</b>	<b>7</b>
2.1. Zasady ogólne	7
2.2. Sposób obliczania kosztów uśrednionych	10
2.3. Krzywe konkurencyjności źródeł wytwarzania energii elektrycznej	12
2.4. Metodyka uwzględnienia kosztów integracji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych do systemu elektroenergetycznego	13
2.5. Zewnętrzne koszty środowiskowe	19
<b>3. Porównywane technologie wytwarzania energii elektrycznej</b>	<b>24</b>
3.1. Uwagi ogólne	24
3.2. Rozpatrywane technologie	25
<b>4. Parametry techniczno-ekonomiczne przyjęte w analizie</b>	<b>27</b>
4.1. Stopa dyskonta (koszt kapitału)	28
4.2. Charakterystyki rozpatrywanych źródeł	29
4.3. Parametry techniczno-ekonomiczne rozpatrywanych źródeł	56
4.3.1. Nakłady inwestycyjne	56
4.3.2. Koszty inwestycyjne	61
4.3.3. Koszty stałe eksploatacji i remontów	62
4.3.4. Koszty wycofania z eksploatacji (likwidacji obiektu)	63
4.3.5. Koszty zmienne eksploatacji i remontów	64
4.3.6. Koszty paliwa	65
4.3.7. Koszty emisji, transportu i składowania CO <sub>2</sub>	69
<b>5. Wyniki analizy konkurencyjności źródeł energii w systemie elektroenergetycznym – WACC 7%</b>	<b>71</b>
5.1. Krzywe konkurencyjności źródeł systemowych - WACC 7%	71
5.1.1. Konkurencyjność źródeł systemowych, które byłyby uruchamiane około 2020 r.	72
5.1.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. dla typowych warunków pracy w systemie	75
5.1.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. dla typowych warunków pracy w systemie	79
5.2. Konkurencyjność źródeł dla typowych warunków pracy w systemie – WACC 7%	82
5.2.1. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. dla typowych warunków pracy w systemie	82
5.2.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. dla typowych warunków pracy w systemie	84
5.2.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. dla typowych warunków pracy w systemie	85
<b>6. Wrażliwość kosztów wytwarzania energii elektrycznej na zmiany podstawowych parametrów analizy – WACC 7%</b>	<b>87</b>
<b>7. Wyniki analizy konkurencyjności źródeł energii w systemie elektroenergetycznym – WACC 6%</b>	<b>96</b>
7.1. Krzywe konkurencyjności – WACC 6%	97
7.1.1. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.	97

7.1.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. ....	99
7.1.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. ....	102
7.2. Konkurencyjność źródeł dla typowych warunków pracy w systemie – WACC 6% .....	105
7.2.1. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. dla typowych warunków pracy w systemie .....	105
7.2.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. dla typowych warunków pracy w systemie .....	107
7.2.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. dla typowych warunków pracy w systemie .....	108
<b>8. Wrażliwość kosztów wytwarzania energii elektrycznej na zmiany podstawowych parametrów analizy – WACC 6% .....</b>	<b>109</b>
<b>9. Podsumowanie.....</b>	<b>114</b>
<b>10. Materiały referencyjne .....</b>	<b>117</b>
<b>Załączniki .....</b>	<b>118</b>

# 1. Wstęp

Niniejsze opracowanie stanowi aktualizację analiz porównawczych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach, przygotowywaną cyklicznie w mniej więcej dwuletnich interwałach czasowych od 2009 r. na zlecenie Departamentu Energii Jądrowej Ministerstwa Energii (wcześniej Ministerstwa Gospodarki). Opracowanie zawiera najnowsze szacunki odnośnie kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla szerokiego zestawu technologii, które są rozpatrywane do uruchomienia w dającej się przewidzieć przyszłości. Analiza uwzględnia jedynie te technologie, które znajdują się obecnie na zaawansowanym etapie rozwoju, umożliwiającym ich komercyjne zastosowanie, oraz te, dla których osiągnięcie takiego poziomu przewiduje się w perspektywie najbliższych kilkunastu lat.

Podstawowymi wskaźnikami efektywności wytwarzania energii zastosowanymi w niniejszej analizie porównawczej są uśrednione w okresie ekonomicznej eksploatacji obiektu koszty wytwarzania energii (Levelized Cost of Electricity - LCOE) obliczane jako roczne koszty na jednostkę zainstalowanej mocy [tys.€/MW-rok] oraz koszty na jednostkę wytworzonej energii [€/MWh]. LCOE wyrażony w [€/MWh] jest minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów jest równa sumie zdyskontowanych kosztów przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację w okresie życia jednostki. Będąca celem pracy ocena najbardziej korzystnych z punktu widzenia całkowitych kosztów ponoszonych przez społeczeństwo opcji technologicznych wytwarzania energii elektrycznej, nie może ograniczać się jedynie do kosztów generowanych w danym źródle. Z tego powodu w analizie uwzględniono również koszty środowiskowe emisji zanieczyszczeń powietrza oraz w przypadku elektrowni wiatrowych i słonecznych fotowoltaicznych dodatkowe koszty integracji do systemu elektroenergetycznego będące skutkiem niepewności i zmienności występowania produkcji z tychże źródeł. Jak pokazano w przeprowadzonej poniżej analizie uwzględnienie tychże kosztów a w szczególności kosztu pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub> (politycznie akceptowalnej zastępczej wartości kosztów zmian klimatu) może mieć bardzo istotny wpływ na względną konkurencyjność technologii wytwarzania.

Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej są ważne, gdyż mają atrakcyjną cechę umożliwienia szybkiego porównania różnych opcji wytwarzania energii elektrycznej, lecz nie dają one pełnego obrazu, gdyż nie odzwierciedlają wartość rynkową wytwarzanej energii. Deregulacja rynków energetycznych przesunęła akcent z minimalizacji kosztów na

maksymalizację dochodów. Różne technologie wytwarzania energii charakteryzuje niejednakowa opłacalność ekonomiczną, gdyż wartości rynkowe dostarczanej energii elektrycznej mogą być bardzo różniące się. Jest poważną wadą metodyki LCOE to, że nie uwzględnia w analizie bieżącego kosztu produkcji energii elektrycznej. Dlatego też, należy mieć świadomość, że metodyka porównawcza oparta na uśrednionych kosztach wytwarzania jest jedynie wstępną analizą, która ma za zadanie wskazanie potencjalnych kandydatów w procesie wyboru technologii, które będą w przyszłości rozwijane w systemie. Wyniki tych porównań nie mogą być jedynym kryterium wpływającym na podejmowane decyzje, gdyż przy zastosowaniu metodyki LCOE nie jest badana opłacalność poszczególnych technologii. LCOE nie zawiera bezpośrednio koszty finansowe związane z budową nowej elektrowni, lecz tylko pośrednio poprzez przyjętą w obliczeniach stopę dyskonta, co oczywiście jest tylko przybliżeniem. Ponadto, stosowana jest zazwyczaj jednolita, obojętna odnośnie sposobu finansowania i ryzyka stopa dyskonta dla wszystkich technologii. W praktyce koszty finansowania poszczególnych projektów będą się różnić w zależności od wielu czynników, w tym rodzaju finansowania, dewelopera projektu, warunków na rynkach finansowych, dojrzałości technologii oraz ryzyka i czynników politycznych.

Należy dodać, że dla pełnego obrazu konkurencyjności konkretnej technologii potrzebna jest także znajomość kompleksowych warunków jego funkcjonowania w systemie elektroenergetycznym, a zwłaszcza struktury źródeł zapewniającej optymalne kosztowo pokrycie dobowej krzywej poboru energii, ograniczeń systemowych wynikających ze struktury paliwowej źródeł w systemie, określonego w polityce energetycznej rozwoju odnawialnych źródeł energii i kogeneracji oraz konieczności ograniczania negatywnego wpływu na środowisko.

W niniejszej analizie porównano technologie wytwarzania energii elektrycznej przewidziane do uruchomienia w latach 2020, 2030 i 2050, przy czym najistotniejsze z punktu widzenia planowanego oddania do użytku pierwszego bloku elektrowni jądrowej są wyniki porównań zaprezentowane dla 2030 r.

Oszacowania LCOE są bardzo wrażliwe na zmianę podstawowych danych i założeń przyjętych w obliczeniach, w szczególności kosztów inwestycyjnych, kosztów paliw i pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub>, kosztów utrzymania i eksploatacji, profilu operacyjnego, współczynnika obciążenia oraz stóp dyskontowych. Dlatego też niniejszy raport zawiera analizę wrażliwości pozwalającą przechwycić niektóre z tych niepewności poprzez zastosowanie zakresów wartości wokół kluczowych danych/założeń. Obliczenia przeprowadzono przy stopie dyskonta, którą w metodzie LCOE utożsamia się ze średnim

realnym kosztem kapitału, na poziomie 7% w wariancie referencyjnym. W analizie wrażliwości zbadano wpływ niższych i wyższych wartości stopy dyskonta (4% i 10%). Na życzenie zamawiającego przygotowano również wyniki obliczeń dla stopy dyskonta na poziomie 6%. Konkurencyjność kosztowa technologii wytwarzania energii elektrycznej została rozpatrzona w całym zakresie wykorzystania mocy zainstalowanej (współczynnika obciążenia).

## 2. Metodyka analizy

### 2.1. Zasady ogólne

Uwzględniając cel niniejszej pracy, a więc określenie ekonomicznych przesłanek dla polityki energetycznej w zakresie wyboru kierunków rozwoju źródeł wytwarzania energii elektrycznej, w analizie wykorzystano metodykę<sup>1, 2</sup>, którą stosuje się w określaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej z punktu widzenia gospodarki krajowej i społeczeństwa. W odróżnieniu od analizy finansowej, stosowanej do określenia kosztów wytwarzania energii i prognozy wyników finansowych przedsiębiorstw energetycznych<sup>3</sup>, przyjmuje się w niej więcej założeń upraszczających i operuje się w większym stopniu wartościami średnimi parametrów ekonomicznych i technicznych rozpatrywanych technologii.

Z ekonomicznego punktu widzenia przy omawianiu i porównywaniu technologii wytwarzania energii elektrycznej istotne są dwa różne parametry: (1) nakłady inwestycyjne niezbędne do budowy elektrowni, wyrażone oraz (2) jednostkowe koszty wytwarzania energii. Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady kontraktowe (OVN - overnight investment costs) oraz koszt kapitału własnego i obcego, ponoszony przez inwestora w trakcie budowy (IDC – interest during construction). Nakłady inwestycyjne odzwierciedlane są w kosztach poprzez amortyzację majątku i koszty kapitału.

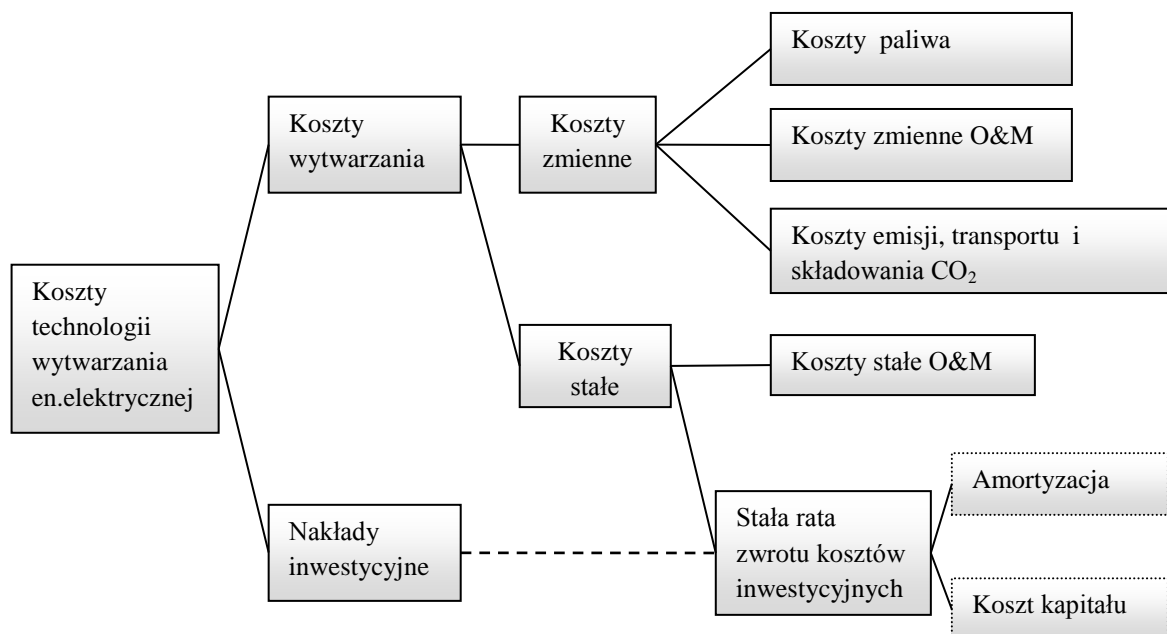
Do porównań konkurencyjności wykorzystuje się koszty wytwarzania energii w podziale na koszty stałe i zmienne i ich składniki (rysunek 2.1).

---

<sup>1</sup> Expansion Planning for Electrical Generating Systems, A Guidebook, IAEA, 1984.

<sup>2</sup> "Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition" – International Energy Agency, National Atomic Agency. Paris, 2015.

<sup>3</sup> „The Role of Nuclear Power in Europe” – World Energy Council. Paris, January 2007.



**Rys. 2.1. Struktura kosztów wytwarzania energii elektrycznej**

W analizie, porównuje się realne (w jednostkach pieniężnych o sile nabywczej wybranego roku<sup>\*</sup>):

- uśrednione **roczne** koszty wytwarzania energii, odniesione do jednostki mocy [tys.€/MW-rok] oraz
- uśrednione **jednostkowe** koszty wytwarzania energii, odniesione do jednostki wytworzonej energii [€/MWh].

W analizie nie uwzględnia się podatku dochodowego i VAT, które mają wpływ na ceny energii, a nie na porównywane koszty wytwarzania. Zwykle wyróżnia się koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, jako zinternalizowane koszty zewnętrzne, które mogą być czynnikiem decydującym dla konkurencyjności poszczególnych technologii wytwarzania energii. W prezentowanej analizie uwzględniono również koszty zewnętrzne związane z emisją innych niż CO<sub>2</sub> związków zanieczyszczających. Uwzględnione koszty zewnętrzne odnoszą się do działań w obrębie całego łańcucha dostaw, począwszy od wydobycia surowców energetycznych, aż do likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania jej odpadów. Kosztów tych nie pokrywa właściciel elektrowni, ale ponosi je społeczeństwo w postaci strat zdrowotnych, szkód w środowisku naturalnym, czy też niszczenia materiałów i budowli.

<sup>\*</sup> W niniejszej analizie EUR'2015.



Obliczenia wykonuje się przy realnej stopie dyskonta, którą w tej metodzie utożsamia się ze średnim realnym kosztem kapitału (WACC – Weighted Average Cost of Capital) dla inwestycji infrastrukturalnych przy określonej proporcji kapitału własnego i obcego:

$$WACC = \frac{EQ}{EQ + DB} \times ROE + \frac{DB}{EQ + DB} \times RDB$$

gdzie:

*EQ* - wartość inwestycji finansowanej kapitałem własnym (equity) [€];

*DB* – wartość inwestycji finansowanej kapitałem obcym (debt) [€];

*ROE* – roczna stopa zwrotu na kapitale własnym (rate of equity);

*RDB* – roczna stopa zwrotu na kapitale obcym (rate of debt).

W ramach założenia o porównywalnych warunkach zewnętrznych, w analizie dla wszystkich technologii przyjmuje się jednakową stopę dyskonta. Wpływ wartości stopy dyskonta bada się w analizie wrażliwości. Nie zakładano ponadinflacyjnego wzrostu kosztów operacyjnych.

W pierwszej fazie analizy sporządzono tzw. *krzywe konkurencyjności źródeł wytwarzania energii w systemie elektroenergetycznym (screening curves)*, które przedstawiają graficznie zależności od współczynnika wykorzystania mocy źródła w systemie w skali rocznej (CF - Capacity Factor) (1) uśrednionych rocznych kosztów wytwarzania, odniesionych do mocy źródeł, oraz (2) jednostkowych kosztów wytwarzania, odniesionych do wytworzonej energii. Przy sporządzaniu tych krzywych zakłada się, że każde źródło może pracować w systemie w całym zakresie współczynnika wykorzystania mocy. Z tego względu w krzywych konkurencyjności bierze się pod uwagę jedynie technologie, które mogą pracować z odpowiednio wysokimi współczynnikami wykorzystania mocy zainstalowanej, wyłącza się natomiast elektrownie wiatrowe i słoneczne, które mają z natury ograniczony czas wykorzystania pełnej mocy w systemie. Konkurencyjność ekonomiczną elektrowni wiatrowych i słonecznych rozpatruje się odrębnie określając dla nich koszty wytwarzania przy średnim osiągalnym współczynniku obciążenia w systemie. Do kosztów wytwarzania w poszczególnych źródłach dolicza się koszty bilansowania mocy w systemie oraz wykorzystania niezbędnych źródeł rezerwowych.

## 2.2. Sposób obliczania kosztów uśrednionych

Uśredniony jednostkowy koszt energii elektrycznej (Levelized Costs of Electricity - LCOE), zdyskontowany na pierwszy rok eksploatacji obiektu, z definicji odpowiada zerowej wartości bieżącej aktywów (NPV – Net Present Value), a więc sytuacji, w której inwestycja generuje zdyskontowane przychody równe zdyskontowanym kosztom:

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{c \times E_t}{(1+r)^t}$$

skąd wzór do obliczenia LCOE jest następujący:

$$c = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

- $c$  – uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w okresie ekonomicznego okresu eksploatacji [€/MWh]
- $C_t$  – całkowite koszty wytwarzania w roku  $t$  [€]
- $E_t$  – ilość energii wytworzonej w roku  $t$  [MWh]
- $r$  – uśredniona realna stopa dyskonta;

Po uwzględnieniu składników poszczególnych kosztów powyższy wzór można przekształcić do postaci:

$$c = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + (O \& M)_t + F_t + CO2_{e,t} + CO2_{t\&s,t} + A_t + EC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

- $I_t$  – Nakłady inwestycyjne w roku  $t$ ,
- $(O\&M)_t$  – koszty stałe i zmienne utrzymania i eksploatacji w roku  $t$ ,
- $F_t$  – koszty paliwa w roku  $t$ ,
- $CO2_{e,t}$  – koszty uprawnień do emisji  $CO_2$  w roku  $t$
- $CO2_{t\&s,t}$  – koszty transportu i składowania  $CO_2$  w roku  $t$  (jeśli dotyczy danej technologii),

$A_t$  – koszty rezerwowania i bilansowania w roku  $t$

$EC_t$  – koszty zewnętrzne związane z emisją innych niż  $CO_2$  związków zanieczyszczających

$E_t$  – ilość energii wytworzonej w roku  $t$  ;

oraz,

$I_t = \text{Jednostkowy nakład inwestycyjny} [\text{tys.€}/\text{MW}] * \text{Moc netto} [\text{MW}] * 1000,$

$(O\&M)_t = (O\&M)_{\text{stałe}} [\text{tys.€}/\text{MW-rok}] * \text{Moc netto} [\text{MW}] * 1000 + (O\&M)_{\text{zmienne}} [\text{€}/\text{MWh}] * E_t [\text{MWh}]$

$F_t = \text{Koszt paliwa} [\text{€}/\text{GJ}_{\text{paliwa}}] * (1/3.6) [\text{GJ}/\text{MWh}] / (\text{Sprawność cieplna} [\%] / 100) * E_t [\text{MWh}]$

$CO_{2e,t} = \text{Koszt uprawnień do emisji } CO_2 [\text{€}/\text{t}] * \text{Wskaźnik emisji} [\text{kg}/\text{GJ}_{\text{paliwa}}] / 1000$

$/ \text{Sprawność cieplna} [\%] / 100 * (1/3.6) [\text{GJ}/\text{MWh}] * E_t [\text{MWh}]$

$CO_{2t\&s,t} = \text{Koszt transportu i składowania } CO_2 [\text{€}/\text{t}] * \text{Wskaźnik emisji} [\text{kg}/\text{GJ}_{\text{paliwa}}] / 1000 * [1 / (1 - \text{uchwycona emisja} [\%] / 100) - 1] / (\text{Sprawność cieplna} [\%] / 100) * (1/3.6) [\text{GJ}/\text{MWh}] * E_t [\text{MWh}]$

$A_t = \text{Jednostkowy koszt rezerwowania i bilansowania} [\text{€}/\text{MWh}] * E_t [\text{MWh}]$

$EC_t = \text{Jednostkowy koszt zewnętrzny związany z emisją innych niż } CO_2 \text{ związków zanieczyszczających} [\text{€}/\text{MWh}] * E_t [\text{MWh}],$

$E_t = \text{Moc netto} [\text{MW}] * 8760 [\text{h}] * CF / 100,$

gdzie  $CF$  – współczynnik wykorzystania mocy źródła (capacity factor) [%]

Całkowite roczne koszty wytwarzania przedstawiono w analizie w podziale na koszty stałe i zmienne:

$$C_t = C_{t,\text{stałe}} + C_{t,\text{zmienne}}$$

W niniejszej analizie:

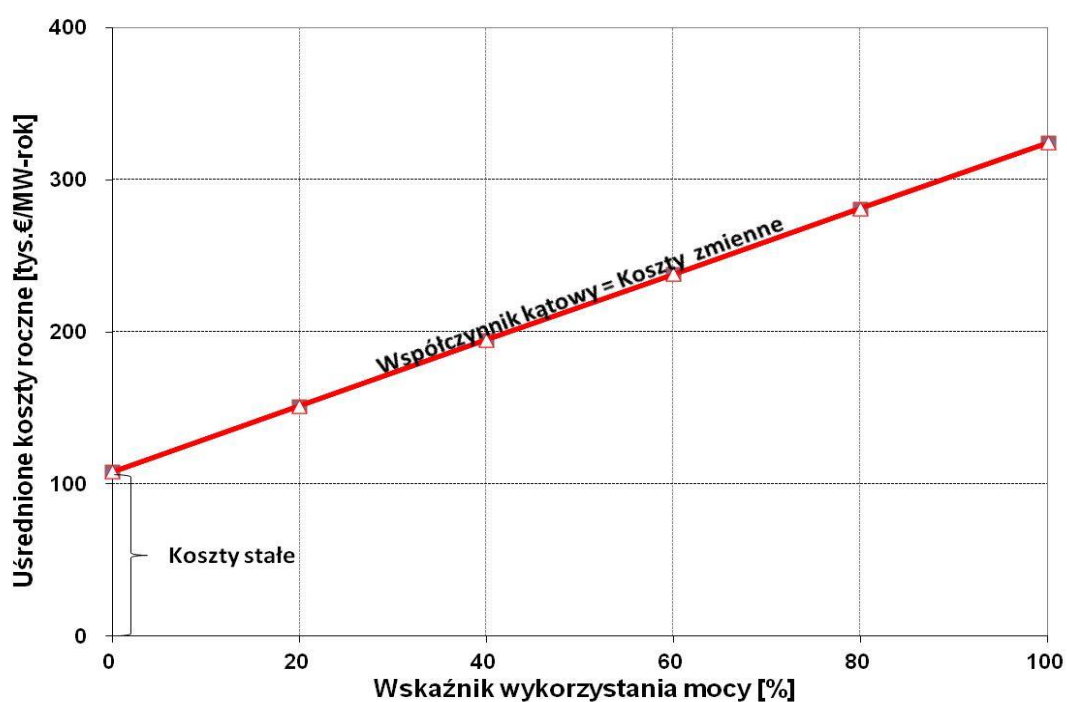
- koszty inwestycyjne (amortyzacja i koszt kapitału) zaliczono całkowicie do kosztów stałych;
- koszty eksploatacji i utrzymania podzielono na stałe i zmienne zaliczając do:
  - kosztów stałych: koszty robocizny, usług zewnętrznych, zakupu części zamiennych, ubezpieczeń i inne koszty specyficzne, jak w przypadku elektrowni jądrowych odpisy na fundusz likwidacji obiektu;

- kosztów zmiennych: koszty ochrony środowiska zależne od produkcji energii, w tym koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz koszty korzystania ze środowiska.
- koszty paliwa potraktowano jako koszty zmienne, co jest pewnym uproszczeniem dopuszczalnym w analizie.

### 2.3. Krzywe konkurencyjności źródeł wytwarzania energii elektrycznej

Krzywe konkurencyjności systemowych źródeł określa się zwykle jako zależność **uśrednionych rocznych kosztów wytwarzania** w tys.€/MW-rok lub **uśrednionych jednostkowych kosztów wytwarzania** w €/MWh od współczynnika wykorzystania mocy źródła w systemie energetycznym.

Przykład krzywych konkurencyjności pokazano na rysunkach 2.2 i 2.3.



Rys. 2.2. Przykładowa krzywa konkurencyjności



*Rys. 2.3. Przykładowa krzywa konkurencyjności sporządzona na podstawie kosztów jednostkowych*

#### **2.4. Metodyka uwzględnienia kosztów integracji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych do systemu elektroenergetycznego**

Niepewność, specyfika lokalizacyjna oraz zmienność wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe lub fotowoltaiczne powoduje dodatkowe koszty związane z integracją tychże źródeł do systemu elektroenergetycznego (SEE), np. koszty wzmocnienia sieci przesyłowej, dodatkowych usług bilansowania mocy, zapewnienia gwarantowanej rezerwy mocy, wzrost kosztów O&M w wyniku bardziej nierównomiernej pracy oraz większej liczby uruchamiania i wyłączenia konwencjonalnych jednostek. Dostępne w literaturze oszacowania wielkości kosztów integracji obarczone są dużym stopniem niepewności i zależą od charakterystyk i wymaganego stopnia niezawodności zasilania badanego systemu elektroenergetycznego. Uwzględnienie prognoz wiatru w planowaniu dobowej pracy SEE, zwiększenie elastyczności pracy jednostek konwencjonalnych, elastyczne i szybkie dostosowanie planowanej wymiany z systemami ościennymi, możliwość zarządzania popytem, między innymi, z powodzeniem pozwoli wyższą penetrację źródeł odnawialnych w SEE przy umiarkowanym wzroście kosztów integracji. Niemniej jednak, przy dużym udziale niestabilnych źródeł odnawialnych w systemie koszty integracji są zbyt duże aby je pominąć. Dlatego też w warunkach rosnącego udziału niestabilnych źródeł odnawialnych w systemie, analiza porównawcza LCOE technologii wytwarzania energii elektrycznej powinna uwzględniać również koszty integracji tychże źródeł do systemu. Koszty te powinny być dodane do kosztów prywatnych (koszty kapitałowe, paliwa oraz

O&M) i środowiskowych przy obliczeniu całkowitego kosztu ekonomicznego, używanego do określenia optymalnego miks energetyczny, przeprowadzania analiz kosztów i korzyści, czy porównania LCOE poszczególnych technologii wytwarzania. Wbrew bogatej literaturze poświęconej współpracy systemu energetycznego z elektrowniami wiatrowymi i słonecznymi PV (W&PV) brak jest ścisłej definicji kosztów integracji. Najczęściej pod pojęciem "koszty integracji" omawiane są trzy główne składowe<sup>4,5,6</sup>: dodatkowe koszty bilansowania mocy, koszty wzmocnienia i rozbudowy sieci elektrycznej oraz koszty profilowe - koszty skutków dla elektrowni konwencjonalnych (tzw. "efekt wykorzystania").

#### 2.4.1 Koszty bilansowania

Koszty bilansowania elektrowni W&PV obejmują koszty utrzymania oraz aktywacji wystarczającej dodatkowej operacyjnej rezerwy mocy centralnie dysponowanych jednostek wytwórczych niezbędnej dla bilansowania systemu w warunkach zwiększonej niepewności (błędu) w prognozowaniu ich produkcji. Bilansowanie mocy jest konieczne dla utrzymywania ciągłego bilansu popytu i podaży umożliwiającego regulację napięcia i częstotliwości w systemie wymuszoną nieuchronnymi błędami prognozy zapotrzebowania mocy, nieplanowanymi awariami jednostek wytwórczych lub w sieci przesyłowej. Błędy w prognozie wielkości generacji w elektrowniach wiatrowych lub słonecznych muszą być zrównoważone w krótkim czasie, co jest kosztowne.

Większość dotychczas przeprowadzonych badań szacuje koszty bilansowania w wyniku nieprzewidywalności pracy elektrowni wiatrowych w wysokości 2.0-3.0 €/MWh przy udziale energii z wiatru poniżej 25% (rys. 2.4.) oraz poniżej 6.0 €/MWh nawet przy 40% udziale<sup>7,8</sup>. W niniejszej analizie przyjęto uśrednione koszty bilansowania dla elektrowni wiatrowych uruchamianych w 2020 r., 2030 r. i 2050 r. odpowiednio w wysokości 2.0 €/MWh, 3.0 €/MWh oraz 4.0 €/MWh. Ponieważ jest niewiele badań odnośnie wielkości kosztów bilansowania dla technologii słonecznych fotowoltaicznych, w analizie przyjęto wartości 0.0 €/MWh, 1.0 €/MWh oraz 2.0 €/MWh odpowiednio w 2020 r., 2030 r. i 2050 r.

---

<sup>4</sup> IEA (2014): *The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, International Energy Agency (IEA/OECD), Paris.

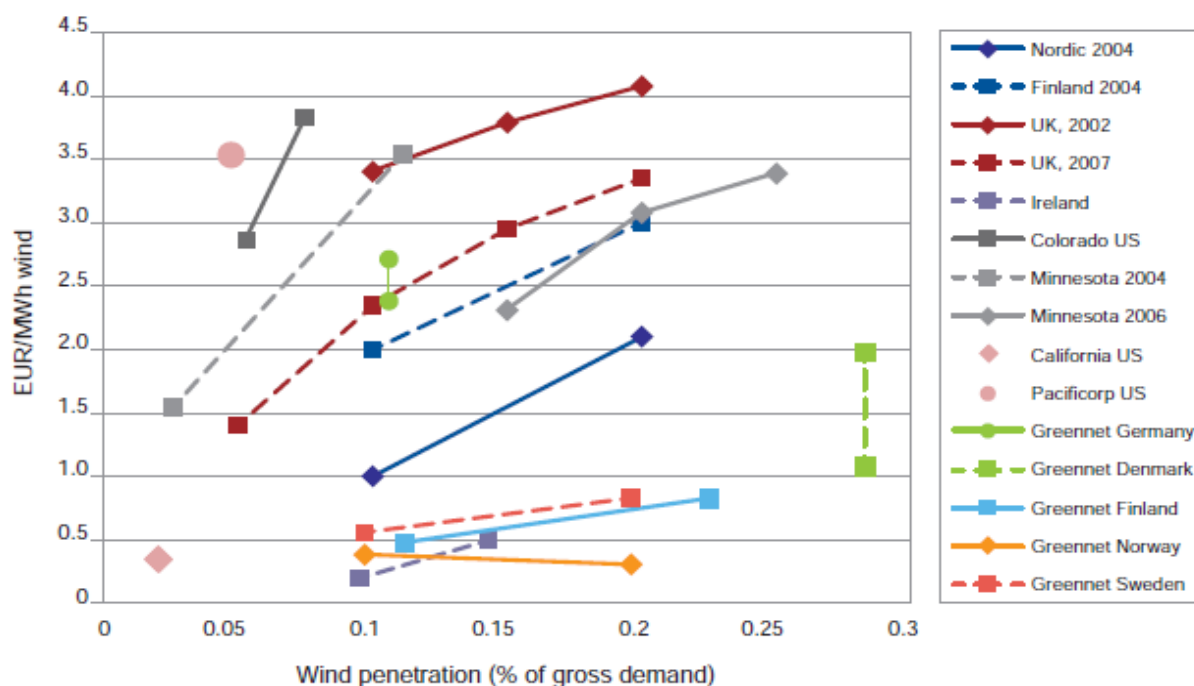
<sup>5</sup> IEA/NEA (2015): *Projected Costs of Generating Electricity*, International Energy Agency, Paris,

<sup>6</sup> Hirth L. at al. (2015): "Integration Costs Revisited - An economic framework of wind and solar variability", *Renewable Energy* 74, 925-933. (Dostępne na: [www.neon-energie.com/en/publikationen/](http://www.neon-energie.com/en/publikationen/))

<sup>7</sup> Hirth L. at al. (2015): "Integration Costs Revisited - An economic framework of wind and solar variability", *Renewable Energy* 74, 925-933. (Dostępne na: [www.neon-energie.com/en/publikationen/](http://www.neon-energie.com/en/publikationen/))

<sup>8</sup> OECD- NEA (2012): *Nuclear Energy and Renewables - System effects in Low- carbon Electricity Systems*, Nuclear Energy Agency, Paris.

biorąc pod uwagę ich przewidywany, znacznie niższy niż elektrowni wiatrowych, udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce<sup>9</sup>.



**Rys. 2.4. Koszty bilansowania w funkcji udziału energii wiatrowej w systemie**

*Źródło: OECD-NEA (2012)*

Koszty bilansowania mogą również występować i w przypadku elektrowni ciepłych, jeśli na przykład elektrownia nie dostarczy odpowiednią ilość energii. Z drugiej strony, elektrownie ciepłe mają możliwość zarobku na usługi bilansowania systemu.

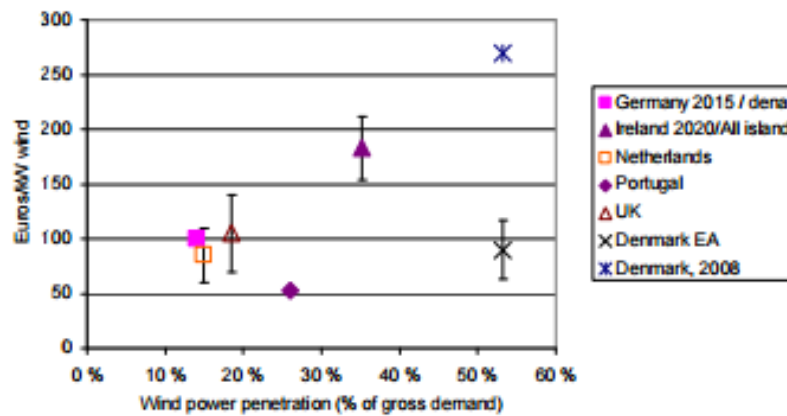
## 2.4.2 Koszty sieciowe

Koszty sieciowe są to koszty rozbudowy lub wzmocnienia sieci przesyłowej/dystrybucyjnej związane z wprowadzeniem nowych mocy do systemu. Ponadto, koszty te zawierają zwiększone lub uniknione straty w liniach sieci, natomiast nie obejmują koszty podłączenia do sieci (do najbliższego punktu istniejącej sieci), gdyż koszty te są generalnie uwzględnione w całkowitych kosztach inwestycyjnych elektrowni. Elektrownie wiatrowe jak i elektrownie słoneczne często są budowane z dala od obszarów wysokiego popytu, co może wymagać nowej lub dodatkowej infrastruktury sieciowej. Wielkość kosztów sieciowych elektrowni W&PV zależy od odległości źródeł od centrów popytu, lokalizacji od

<sup>9</sup> Udział dla elektrowni wiatrowych: ~ 9%, 15% oraz 25%, natomiast dla elektrowni słonecznych PV: ~0.5%, 2% oraz 5%, odpowiednio w 2020r., 2030 r. oraz 2050r.

konwencjonalnych elektrowni, istniejących ograniczeń sieciowych, kosztów rozbudowy sieci przesyłowych etc.

Ocena wielkości kosztów sieciowych jest zadaniem trudnym, gdyż nie istnieje sprawdzona metodyka wyodrębnienia tychże kosztów dla określonej technologii. Z dostępnych opracowań, pomimo że jest ich niewiele na ten temat, można wnioskować, iż wzrost niestabilnych źródeł odnawialnych powoduje umiarkowane koszty rozbudowy lub wzmocnienia sieci elektrycznej. Wg raportu Holttinen et al. (2009)<sup>10</sup> koszty inwestycyjne wzmocnienia sieci przy penetracji elektrowni wiatrowych w systemie poniżej 40% wynoszą 50-200 €/kW (~ 2-7 €/MWh, zakładając stopę dyskonta 7% oraz 2000 pełnych godzin pracy elektrowni) (Rys. 2.5.). Przy 15-20% udziału energii z elektrowni wiatrowych koszty te są około 100 €/kW (~ 3.75 €/ MWh).



**Rys. 2.5. Koszty wzmocnienia sieci przesyłowej w funkcji udziału energii wiatrowej w systemie**

*Źródło: Holttinen et al. (2009)*

Dla potrzeb niniejszej analizy dla warunków polskich przyjęto koszty wzmocnienia sieci dla elektrowni wiatrowych w wysokości 2.0 €/MWh, 3.0 €/MWh oraz 5.0 €/MWh odpowiednio w 2020 r., 2030 r. i 2050 r., natomiast dla technologii słonecznych fotowoltaicznych wartości 0.0 €/MWh, 1.0 €/MWh oraz 2.0 €/MWh odpowiednio w 2020 r., 2030 r. i 2050 r., ze względu na ich niewielki przewidywany udział w ogólnej produkcji energii elektrycznej oraz, że są zazwyczaj umieszczone w niewielkich odległościach od punktu poboru mocy. Ponadto,

<sup>10</sup> Holttinen H. et al. (2009): "Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems", ([https://www.ieawind.org/AnnexXXV/PDF/Task\\_25\\_Paper\\_Bremen\\_final20090814.pdf](https://www.ieawind.org/AnnexXXV/PDF/Task_25_Paper_Bremen_final20090814.pdf))



przy przewidywanym niewielkim stopniu penetracji, elektrownie PV mogą się przyczynić do obniżenia strat w przesyłu/dystrybucji.

### 2.4.3 Koszty profilu

Podczas gdy koszty bilansowania są skutkiem niepewności występowania produkcji z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych a koszty sieciowe efektem specyfiki lokalizacyjnej, koszty profilowe występują w następstwie trzeciej fundamentalnej charakterystyki tychże źródeł - zmienności wytwarzania energii elektrycznej. Koszty profilowe wynikają z interakcji pomiędzy jednostkami W&PV a istniejącymi mocami w systemie, i są następstwem trzech efektów<sup>11</sup>:

- Elektrownie W&PV obniżają ilość godzin wytwarzania pełną mocą istniejących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Konsekwencją obniżenia ich produkcji jest wzrost uśrednionego kosztu wytwarzania (za MWh) z tychże źródeł - efekt wykorzystania.
- Długofalowe skutki wprowadzania niestabilnych źródeł to dodatkowe koszty zapewnienia dodatkowej rezerwy mocy (backup-u) w celu zapewnienia adekwatności<sup>12</sup> struktury źródeł w systemie. Elektrownie W&PV w niewielkim stopniu obniżają zapotrzebowanie na wymaganą rezerwę mocy z JWCD, zwłaszcza w godzinach szczytu obciążenia
- Przy wysokiej penetracji W&PV w SEE część produkcji elektrowni W&PV może przekraczać obciążenie i w warunkach braku możliwości jej magazynowania nadpodaż trzeba będzie ograniczyć. Obniża to efektywne wykorzystanie mocy W&PV i w konsekwencji wzrost ich jednostkowych kosztów wytwarzania.

Koszty profilu określane są na podstawie względnej rynkowej wartości energii elektrycznej z rozpatrywanego źródła<sup>13</sup>. Zmienność generacji energii elektrycznej wpływa na jej wartość rynkową, ponieważ określa, kiedy energia elektryczna jest wytwarzana. Elektrownie, które są w stanie dostosować swoją produkcję zgodnie z czasowym

---

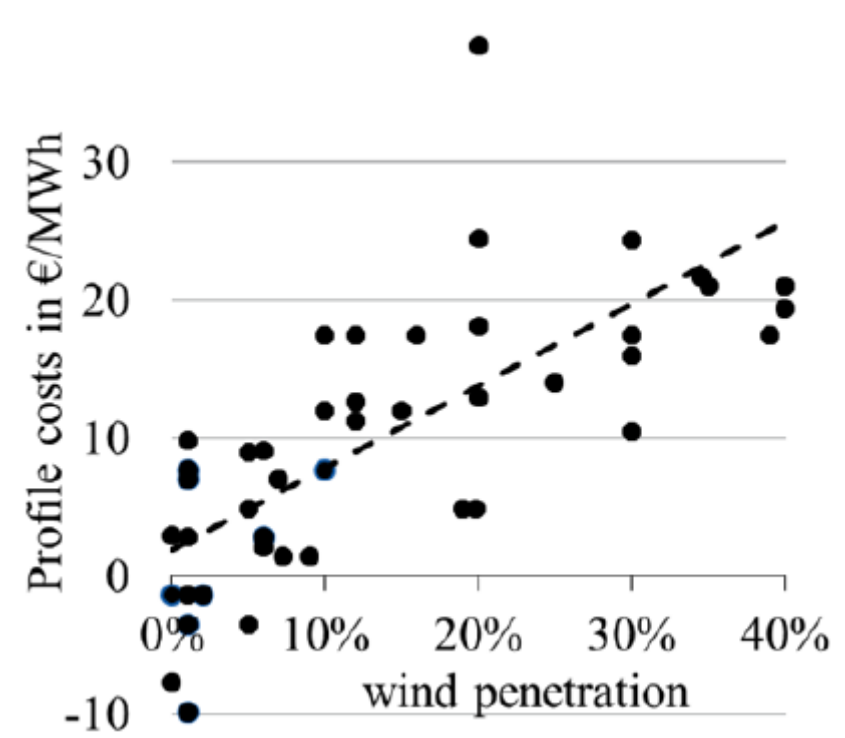
<sup>11</sup> Ueckerdt F. et al. (2013): " *System LCOE: What are the costs of variable renewables?*", Energy 63, 61-75. (Dostępne na: [www.neon-energie.com/en/publikationen/](http://www.neon-energie.com/en/publikationen/))

<sup>12</sup> Adekwatność jest długookresową zdolnością systemu elektroenergetycznego do zaspokajania potrzeb w każdym momencie, z uwzględnieniem wahaniami popytu i podaży, realnie spodziewanej niedyspozycyjności i ubytków mocy na skutek awarii, przewidywanej likwidacji przestarzałych jednostek itp. Jej znaczenie rośnie szczególnie w warunkach opóźniających się inwestycji w nowe moce konwencjonalne oraz wzrostu obciążenia szczytowego przy wątpliwej zdolności niestabilnych źródeł odnawialnych do pokrycia tego obciążenia.

<sup>13</sup> Hirth L. et al. (2015): " *Integration Costs Revisited - An economic framework of wind and solar variability*", Renewable Energy 74, 925-933. (Dostępne na: [www.neon-energie.com/en/publikationen/](http://www.neon-energie.com/en/publikationen/))

zapotrzebowaniem systemu mają wyższą wartość rynkową energii elektrycznej, inne, o zmiennej wielkości produkcji (jak np. W&PV) mają wartość produkcji niższą. Jako benchmark do określenia kosztu profilu używana jest średnioroczna ważona wielkość ceny energii elektrycznej na rynku: jeśli technologia zarabia poniżej średniej rynkowej ceny energii, różnicę można uważać za koszt profilu.

Na rys. 2.6. przedstawiono koszty profilu w funkcji udziału energii wiatrowej w systemie, będące wynikiem przeglądu ponad trzydziestu publikacji. Przy niskiej penetracji w systemie oszacowane koszty profilu są zerowe (lub nawet ujemne), natomiast rosną do ok. 25 €/MWh przy 40% udziale. Aby umożliwić porównanie wszystkie wartości literaturowe zostały znormalizowane do średniorocznej ceny rynkowej energii elektrycznej w wysokości 70 € / MWh (przy niższej zakładanej cenie rynkowej koszty profilowe są odpowiednio wyższe).



**Rys. 2.6. Koszty profilowe w funkcji udziału energii wiatrowej w systemie**

*Źródło: Hirth et al. (2015)*

Chociaż z grubsza wielkość i kształt kosztów profilowych są podobne dla wiatru i energii słonecznej, istnieją pewne różnice. Przy niskich udziałach koszty profilowe elektrowni

słonecznych PV są niższe. Przy umiarkowanych i wysokich udziałach natomiast, elektrownie PV mają wyższe koszty profilowe niż elektrownie wiatrowe<sup>14</sup>.

Koszty profilowe elektrowni W&PV przyjęte w niniejszej analizie przedstawiono w Tab. 2.1. razem z kosztami bilansowania, kosztami wzmocnienia sieci oraz sumarycznymi kosztami integracji elektrowni W&PV do systemu elektroenergetycznego.

**Tab. 2.1. Koszty integracji do SEE elektrowni wiatrowych i słonecznych PV [€/MWh]**

	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Koszty bilansowania</b>			
Elektrownie wiatrowe	2.0	3.0	4.0
Elektrownie słoneczne PV	0.0	1.0	2.0
<b>Koszty sieciowe</b>			
Elektrownie wiatrowe	2.0	3.0	5.0
Elektrownie słoneczne PV	0.0	1.0	2.0
<b>Koszty profilowe</b>			
Elektrownie wiatrowe	8.0	12.0	17.0
Elektrownie słoneczne PV	0.0	2.0	16.0
<b>Sumaryczne koszty integracji</b>			
<b>Elektrownie wiatrowe</b>	<b>12.0</b>	<b>18.0</b>	<b>26.0</b>
<b>Elektrownie słoneczne PV</b>	<b>0.0</b>	<b>4.0</b>	<b>20.0</b>

## 2.5. Zewnętrzne koszty środowiskowe

Wytwarzanie energii elektrycznej związane jest z szeregiem oddziaływań na środowisko naturalnie, które mogą wyrządzić szkody społeczno-ekonomiczne (z powodu ujemnych efektów zdrowotnych, zanieczyszczenia wody i gleby, zmian klimatu itd.). Koszty wywoływanych w ten sposób szkód, które nie są odpowiednio odzwierciedlane (zinternalizowane) w rynkowej cenie energii określane są mianem „kosztów zewnętrznych” (będące na zewnątrz systemu cenowego). Takie koszty muszą zatem być skwantyfikowane i uwzględnione w procesie wyboru przyszłych technologii energetycznych, jeśli celem jest optymalne wykorzystywanie zasobów oraz zapewnienie największych korzyści dla społeczeństwa.

Pomimo, iż efekty zewnętrzne produkcji energii są przedmiotem wieloletnich intensywnych badań, obliczenie ich pieniężnej wartości jest sprawą ciągle kontrowersyjną. Obecnie za najbardziej zaawansowaną i autorytatywną metodykę do szacowania kosztów zewnętrznych uznaje się metodykę „ścieżki oddziaływań” rozwiniętą w ramach kolejnych faz

<sup>14</sup> Ueckerdt F. et al. (2013): " *System LCOE: What are the costs of variable renewables?*, Energy 63, 61-75. (Dostępne na: [www.neon-energie.com/en/publikationen/](http://www.neon-energie.com/en/publikationen/))

projektu Komisji Europejskiej ExternE i jego sukcesorach [NewExt, ExternE-Pol, NEEDS i CASES]<sup>15</sup>. Najważniejsze skutki środowiskowe wytwarzania energii wg badań projektu ExternE opartych na podejściu analizy całego cyklu paliwowego to (Tab. 2.2.):

- Zmiany klimatu z powodu emisji gazów cieplarnianych
- Skutki (głównie zdrowotne) wynikające z emisji zanieczyszczenia powietrza - gazów i cząstek stałych
- W odniesieniu do energetyki jądrowej, emisje pierwiastków promieniotwórczych podczas wydobywania paliwa oraz ryzyka związane ze możliwą awarią, składowaniem odpadów i likwidacją elektrowni.

**Tab. 2.2. Szkodliwe substancje związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ich skutki uwzględnione w projekcie ExternE**

<b>Zanieczyszczenie</b>	<b>Skutki</b>
<b>Dwutlenek siarki - SO<sub>2</sub></b>	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez aerozole siarczanów. Obniżenie wydajności upraw rolniczych. Erozja, utrata koloru itp. materiałów budowlanych. Zakwaszenie gleb i wód.
<b>Tlenki azotu – NO<sub>x</sub></b>	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez aerozole azotanów. Zakwaszenie gleb i wód oraz eutrofizacja wód powierzchniowych.
<b>Drobne pyły – PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub></b> Pierwotne, Wtórne (azotany, siarczany)	– Wzrost umieralności (zgony nagłe oraz zgony przedwczesne w wyniku przewlekłego narażenia na wdychanie zanieczyszczeń). Wzrost zachorowalności (choroby układu oddychania i krążenia, ataki astmy, bronchit przewlekły, kaszel, obniżenie zdolności płuc, itd.)
<b>Niemetanowe lotne związki organiczne NMVOC</b>	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez ozon. Ryzyko nowotworu, osteoporoza, dysfunkcja nerek, zaburzenia układu nerwowego.
<b>Ozon – O<sub>3</sub></b>	Wzrost umieralności i zachorowalności (układ oddychania, podrażnienie oczu, itd.). Obniżenie wydajności upraw rolniczych.
<b>Metale ciężkie</b>	Toksyczność i rakotwórczość.
<b>Pierwiastki promieniotwórcze</b>	Nowotwory (uleczalne i nieuleczalne), wady dziedziczne.
<b>Gazy cieplarniane CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, ...</b>	– Oddziaływanie w skali globalnej na umieralność i zachorowalność ludzi, uprawy rolnicze, ekosystemy, gospodarkę itd. w wyniku zmiany temperatury oraz wzrostu poziomu mórz i oceanów.

W niniejszej analizie uwzględniono tylko skutki emisji zanieczyszczeń powietrza podczas pracy elektrowni. Szereg innych skutków środowiskowych związanych z wydobywaniem i transportem paliwa (z wyjątkiem paliwa jądrowego), emisją metali

<sup>15</sup> Raporty w ramach każdego projektu są dostępne na oficjalnej stronie internetowej projektu ExternE: [www.externe.info](http://www.externe.info)

toksycznych, zużyciem wody, degradacją terenu, emisją podczas produkcji urządzeń i budowy elektrowni itp. zostało pominiętych ponieważ są znacznie mniej istotne niż trzy wyżej wymienione. W konsekwencji, poniższa dyskusja dotyczy tylko elektrowni ciepłych i jądrowych.

Koszty szkód w wyniku emisji gazów cieplarnianych (globalnej zmiany klimatu) są jedną z najważniejszych kategorii szkód związanych z wykorzystaniem paliw kopalnych, ale również wśród najbardziej kompleksowych, niepewnych i kontrowersyjnych. Obecnie praktycznie nie jest możliwe dokładniejsze określenie pieniężnej wartości zmian globalnego klimatu, gdyż prawdopodobne skutki tychże zmian są niezwykle złożone, obejmują ogromną liczbę różnych efektów które mogą mieć miejsce w bliższej lub znacznie bardziej odległej przyszłości. Dlatego też, zalecane jest stosowanie, jako wartości zastępczych, kosztów uniknięcia szkód, określanych jako koszty krańcowe osiągnięcia redukcji emisji CO<sub>2</sub> do pewnego wyznaczonego, politycznie akceptowalnego poziomu. W konsekwencji zależy on od wyznaczonego celu oraz podejmowanych miar i działań niezbędnych do osiągnięcia tegoż celu. W niniejszej analizie przyjęto, że koszty społeczne emisji CO<sub>2</sub> zostały już zinternalizowane poprzez ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na Europejskim rynku handlu emisjami (EU ETS), pomimo ich niskiego poziomu w ostatnich latach. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> omówiono poniżej w rozdziale 4.3.7.

Metodyka ExternE określa koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń powietrza stosując podejście „ścieżki oddziaływań”, innymi słowy analizując serię zdarzeń łączących każdą z rozpatrywanych aktywności (np. emisji SO<sub>2</sub>) z jej „skutkami” (oddziaływaniem na zdrowie ludzi, rośliny, dobra materialne itp.) we wszystkich lokalizacjach dotkniętych tymi skutkami a następnie określając wartość pieniężną tychże skutków. Najważniejsze i jednocześnie najbardziej kontrowersyjne w analizach kosztów zewnętrznych są koszty szkód związanych ze zdrowiem ludzi (wzrost zachorowalności / umieralności). Koszty te określane są poprzez szacunek „gotowości do zapłaty” (ang. willingness to pay - WTP), czyli ile przeciętna osoba w pewnym kraju jest gotowa zapłacić za obniżenie ryzyka zgonu i uzyskania lepszego zdrowia, lub „gotowości do zaakceptowania” (ang. willingness to accept - WTA) zapłaty za zwiększone ryzyko. W przypadku zachorowań uwzględniane są również koszty leczenia oraz stracone zarobki i produkcja<sup>16</sup>.

W zasadzie szacowany jest koszt krańcowy, tzn. dodatkowy koszt zewnętrzny w wyniku wzrostu emisji rozpatrywanego zanieczyszczenia powietrza. Jest to konieczne, ponieważ powstawanie zanieczyszczeń wtórnych, jak np. aerozoli siarczanów i azotanów oraz ozonu, zależy między innymi od stężenia tła NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, NMVOC itd. Koszty zewnętrzne na tonę emitowanego zanieczyszczenia powietrza dla elektrowni krajowych w latach 2020, 2030 oraz 2050 przedstawiono w Tab. 2.3., na podstawie obliczeń przeprowadzonych w ramach europejskiego projektu NEEDS<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> ExternE methodology 2005 Update, 2005

<sup>17</sup> NEEDS, Preiss, P., Friedrich, R. and Klotz, V. (2008), "Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data, including ExternalCosts\_per\_unit\_emission\_080821.xls Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

**Tab. 2.3. Koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń powietrza w Polsce dla wybranego roku [€'2015/tonę emisji zanieczyszczenia]**

	2020	2030	2050
NM VOC	226	255	288
NO <sub>x</sub>	15176	17860	21051
PM <sub>&lt;2.5µm</sub>	1,126	1333	1579
PM <sub>2.5-10 µm</sub>	26746	31656	37496
SO <sub>2</sub>	15400	18111	21335

Można zauważyć, że koszt zewnętrzny rośnie razem z upływem czasu. Jest to następstwem zastosowanej metodyki określenia pieniężnej wartości kosztu: „gotowość do zapłaty” (WTP) dla obniżenia ryzyka zdrowotnego rośnie ze wzrostem zamożności społeczeństwa. W analizie przyjęto liniowy wzrost kosztu zewnętrznego w latach 2020-2030, oraz w okresie 2030-2050, natomiast utrzymano stałą wartość kosztu po 2050 r.

Koszty zewnętrzne na jednostkę energii elektrycznej można obliczyć mnożąc uśrednione (dla okresu życia technologii) wartości kosztów zewnętrznych na tonę emisji zanieczyszczenia przez wskaźnik emisji na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej. Wskaźniki emisji na jednostkę używanego paliwa podano w Tab. 2.4. dla wybranych technologii wytwarzania<sup>18</sup>.

**Tab. 2.4. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń powietrza dla wybranych technologii [g/GJ paliwa]**

	PC	IGCC	PL	CCGT	GT	BM	PC +CCS	IGCC +CCS	PL+ CCS
PM	3	0.1	3	0.1	0.1	6	3	0.1	3
PM <sub>&lt;2.5µm</sub>	2.1	0.05	2.55	0.07	0.06	4.6	2.1	0.05	2.55
PM <sub>2.5-10 µm</sub>	0.9	0.05	0.45	0.03	0.04	1.4	0.9	0.05	0.45
NO <sub>x</sub>	50	25	55	36	50	80	50	25	55
SO <sub>2</sub>	50	10	55	0	0	25	50	10	55
NM VOC	1	1.5	2	1.3	5	20	1	1.5	2

Wskaźniki emisji zanieczyszczeń na jednostkę energii elektrycznej można obliczyć na podstawie danych w Tab. 2.4. znając sprawności wytwarzania technologii<sup>19</sup>. Koszty zewnętrzne na jednostkę energii elektrycznej netto dla poszczególnych technologii uruchamianych w latach 2020, 2030 oraz 2050 przedstawiono w Tab. 2.5.

<sup>18</sup> Technologie scharakteryzowane w rozdziale 3.2.

<sup>19</sup> Sprawności wytwarzania dla rozpatrywanych technologii zawarte są w Tab.8, Rozdz. 4.3.6. w zależności od rodzaju technologii/paliwa oraz roku uruchomienia.

**Tab. 2.5. Koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń powietrza dla wybranych technologii i wybranego roku uruchomienia [€/2015/MWh]**

Rok uruch.	Stopa dysk.	PC	IGCC	PL	CCGT	GT	BM	PC+CCS	IGCC+CCS	PL+CCS
2020	4%	13.4	4.5	15.4	3.7	8.0	19.2	16.7	5.1	20.5
	6%	13.2	4.4	15.2	3.7	7.9	18.9	16.5	5.1	20.2
	7%	13.1	4.4	15.1	3.7	7.9	18.8	16.4	5.0	20.1
	8%	13.0	4.4	15.0	3.6	7.8	18.7	16.3	5.0	20.0
	10%	12.9	4.3	14.8	3.6	7.7	18.4	16.1	4.9	19.7
2030	4%	14.7	5.0	16.9	4.1	8.8	21.1	18.4	5.6	22.5
	6%	14.6	4.9	16.8	4.1	8.7	20.9	18.2	5.6	22.3
	7%	14.5	4.9	16.7	4.0	8.7	20.8	18.1	5.6	22.2
	8%	14.5	4.9	16.6	4.0	8.7	20.7	18.1	5.5	22.2
	10%	14.3	4.8	16.5	4.0	8.6	20.6	17.9	5.5	22.0
2050*	-	15.8	5.3	18.2	4.4	9.5	22.7	19.8	6.1	24.3

\*Ponieważ nie zakłada się dalszej eskalacji wielkości kosztów zewnętrznych po 2050r., uśredniona cena nie zależy od stopy dyskonta.

Chociaż w poszczególnych fazach cyklu jądrowego uwalniane są do środowiska różne substancje, najważniejsze efekty ujemne występują w wyniku uwolnienia substancji promieniotwórczych i ich oddziaływania na zdrowie ludzi, w szczególności w wyniku:

- ewentualnych awarii jądrowych (rozprzestrzenianie się materiałów radioaktywnych)
- emisji substancji promieniotwórczych z kopalni przeróbczych

Koszty związane z długotrwałym przechowywaniem odpadów promieniotwórczych oraz likwidacją elektrowni jądrowych można uznać już za zinternalizowane w kontekście zakładanego kosztu paliwa jądrowego uwzględniającego koszt składowania odpadów oraz kosztu O&M do którego zazwyczaj dołączony jest koszt likwidacji elektrowni.

Oszacowane w 1999 roku przez ExternE koszty zewnętrzne cyklu paliwa jądrowego mieszczą się w szerokim przedziale wartości (od 0.6 €/MWh do 7 €/MWh) i zależą wyraźnie od przyjętej wartości statystycznego życia i stopy dyskonta. Późniejsze oszacowanie (ExternE-Pol) określa koszt zewnętrzny elektrowni jądrowej w wysokości ok. 2 €/MW. W przeglądzie syntetycznym zrobionym na zamówienie Komisji Europejskiej<sup>20</sup> koszty zewnętrzne dla nowych reaktorów jądrowych z wyłączeniem kosztów awarii mieszczą się w przedziale 1-4 €/MWh. Koszt ten zawiera jednak koszty utylizacji i składowania odpadów promieniotwórczych w wysokości 2 €/MWh. Rząd wielkości kosztu zewnętrznego awarii jądrowej oszacowano natomiast w przedziale 0.3-3 €/MWh.

<sup>20</sup> William D. D'haeseleer, *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, Study for the European Commission, DG Energy, November 2013*

W niniejszym opracowaniu przyjęto koszt zewnętrzny elektrowni jądrowej w wysokości 3 €/MWh.

Niewielkie, w porównaniu z kosztami zewnętrznymi elektrowni konwencjonalnych, koszty zewnętrzne elektrowni jądrowych nie powinny dziwić. Każda faza cyklu jądrowego podlega ostrym normom odnośnie bezpieczeństwa i ochrony radioaktywnej, w wyniku czego potencjalne efekty wpływu na zdrowie ludzi i środowisko są ograniczone do bardzo niskich poziomów. W konsekwencji, koszty inwestycyjne oraz koszty operacyjne elektrowni jądrowych już zinternalizowały bardzo dużą część potencjalnych kosztów zewnętrznych.

Z ankiety przeprowadzonej w ramach projektu NEEDS dotyczącej stosunku społeczeństwa do wielkości oszacowanych kosztów zewnętrznych, większość z 2000 ankietowanych zgadza się, że paliwa kopalne mają najwyższe, gaz umiarkowane, a źródła odnawialne niskie koszty zewnętrzne. Jednak ponad połowa ankietowanych nie zgodziła się z propozycją, że energia jądrowa ma niskie koszty zewnętrzne. Prawdopodobnie spowodowane jest to niespójnością proponowanej odpowiedzi z powszechną percepcją niebezpieczeństw związanych z energią jądrową, przy czym przeciwnicy energii jądrowej wskazują przede wszystkim na awarie reaktora, składowanie odpadów oraz proliferację broni nuklearnej. Awarie i proliferacja mieszczą się w kategorii rzadkich zdarzeń o bardzo dużych skutkach (ryzyko Damoklesa), dla których oszacowania pieniężne zawsze będą problematyczne. Metodyka ExternE szacuje „oczekiwane” koszty zewnętrzne w następstwie awarii reaktora uwzględniając prawdopodobieństwo takiego zdarzenia. Pomimo, iż potencjalna szkoda awarii liczona jest w miliardach Euro, biorąc pod uwagę bardzo niskie prawdopodobieństwo awarii reaktorów stosowanych w Europie zachodniej (awarie typu Czarnobyla nie są możliwe) „oczekiwany koszt awarii” przeliczony na jednostkę wyprodukowanej energii jest stosunkowo niewielki.

Trzeba podkreślić, że możliwość poważnych awarii o skutkach katastrofalnych dotyczy również innych cykli paliwowych (awarie tam wodnych, eksplozje gazu, wybuchy metanu w kopalniach węgla, wycieki ropy naftowej itp.). Niemniej jednak, analizy przeprowadzone w ramach projektu ExternE wskazały, że podobnie jak i w przypadku cyklu jądrowego, koszt zewnętrzny tychże zdarzeń obliczony jako „oczekiwany koszt” na jednostkę wytwarzanej energii, z powodu małego prawdopodobieństwa, jest pomijalny.

### **3. Porównywane technologie wytwarzania energii elektrycznej**

#### **3.1. Uwagi ogólne**

W analizie porównano technologie wytwarzania energii elektrycznej, które byłyby uruchamiane w latach 2020, 2030 i 2050. Dane dla 2020 roku mają jedynie charakter odniesienia, gdyż nie da się w Polsce uruchomić EJ w tym okresie. Oszacowania



uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej przeprowadzono dla typowego zestawu technologii w warunkach krajowych, występujących również w analizach renomowanych instytucji i ośrodków badawczych na świecie. Analizę oparto na doświadczeniach eksploatacyjnych istniejących i danych projektowanych obiektów oraz prognozach prezentowanych w najbardziej aktualnych źródłach literaturowych.

Konkurencyjność kosztowa technologii wytwarzania energii elektrycznej została rozpatrzona w całym zakresie wykorzystania mocy zainstalowanej. Podobnie jak w analizie, której dotyczy niniejsza aktualizacja nie brano pod uwagę technologii źródeł szczytowych, których koszty wytwarzania zależą od struktury źródeł podstawowych np. elektrownie szczytowo-pompowe oraz których koszty w dużym stopniu zależą od warunków lokalnych, np. elektrownie wodne przepływowe. Z porównań wyłączono także elektrociepłownie, gdyż koszty wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem zależą od lokalnego zapotrzebowania na ciepło i zewnętrznych warunków regulacji cen ciepła sieciowego. W analizie porównawczej rozpatrzono natomiast elektrownie wiatrowe (na lądzie i na morzu) oraz instalacje fotowoltaiczne. Należy jednak podkreślić, że ich rola w systemie elektroenergetycznym jest inna niż dużych konwencjonalnych jednostek wytwarzania i nie można traktować ich jako źródeł w pełni alternatywnych (np. nie jest możliwe porównanie tych źródeł ze źródłami konwencjonalnymi w całym zakresie współczynnika wykorzystania mocy). Dlatego w odniesieniu do tych źródeł zastosowano nieco inne podejście metodyczne, a koszty wytwarzania są prezentowane w innym układzie niż dla źródeł tradycyjnych (podejście to zostało szczegółowo opisane w punkcie 2.4). W analizie kosztów wytwarzania nie były brane pod uwagę kwestie związane z subsydiowaniem jakiejkolwiek technologii. Zakres subsydiowania powinien być określony odrębnie przez politykę ekologiczną i klimatyczną przy wykorzystaniu wyników niniejszej analizy i analizy systemowej.

### **3.2. Rozpatrywane technologie**

Podstawowym zagadnieniem ekonomicznym energetyki jądrowej jest jej konkurencyjność wobec innych metod wytwarzania energii elektrycznej, przede wszystkim wobec elektrowni opalanych węglem kamiennym i gazem.

Spośród rozpatrywanych technologii największe znaczenie mają te źródła, które byłyby uruchamiane około 2030 roku, ponieważ będą one brane pod uwagę przez inwestorów nowych źródeł wytwarzania energii w Polsce. W tym właśnie okresie planowane jest oddanie do użytku pierwszej elektrowni jądrowej.

Przeprowadzone porównania kosztów, dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej już dziś dostępnych komercyjnie, oraz tych, które są intensywnie rozwijane i oczekuje się, że w najbliższych kilku, kilkunastu latach osiągną poziom zaawansowania umożliwiające ich komercyjne zastosowanie. Takimi instalacjami są na przykład instalacje CCS (*ang. carbon capture and storage*) skojarzone ze składowiskami CO<sub>2</sub>, które zgodnie z przewidywaniami powinny być dostępne na skalę komercyjną po 2025 r., i z tego względu włączono je do analizy porównawczej w tym okresie. Oczekuje się, że również technologia IGCC, która wygląda szczególnie obiecująco w perspektywie zintegrowania jej z instalacją wychwytu CO<sub>2</sub> osiągnie do tego czasu odpowiedni poziom dojrzałości, umożliwiając komercyjne zastosowanie.

Z kolei dla 2050 r., ze względu na to, że wszelkie przewidywania odnośnie nowych technologii w tak odległym horyzoncie czasowym, z natury rzeczy wiążą się z dużą niepewnością, w analizie porównawczej uwzględniono (oprócz technologii dostępnych już wcześniej) tylko te technologie, które są obecnie rozwijane, lecz znajdują się jeszcze we wczesnym stadium rozwoju.

W tym horyzoncie przewiduje się istotny rozwój technologii jądrowej. W zakresie tej technologii założono, że powinny w tym czasie być dostępne EJ z reaktorami IV generacji. Na 2050 rok rozpatrzono zatem ten sam zestaw technologii co dla roku 2030, przy uwzględnieniu rozwoju technicznego prowadzącego do osiągnięcia w przyszłości wyższych sprawności wytwarzania przez te jednostki z istotnie różniącymi się wartościami parametrów kosztowych i dodatkowo elektrownie jądrowe IV generacji.

W analizie przyjęto, że moce reprezentatywnych jednostek wytwórczych odpowiadają typowym, budowanym obecnie jednostkom – ok. 800-1000 MW w przypadku bloków węglowych, ok. 500 MW dla bloków gazowo-parowych (GTCC), ok. 600 MW dla bloków gazowo-parowych ze zgazowaniem węgla (IGCC), ok. 1000-1600 MW dla bloków jądrowych i ok. 200 MW dla turbin gazowych. Niewielkie odchylenia od przyjętych poziomów mocy nie mają kluczowego znaczenia dla kosztów jednostkowych.

W analizie porównano następujące technologie:

- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych (**PC** – pulverized coal) z instalacjami odsiarczania (DeSO<sub>2</sub>) i odazotowania spalin (DeNO<sub>x</sub>);
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny i instalacjami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (**PC +CCS**);

- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych (**PL** – pulverized lignite) z instalacjami DeSO<sub>2</sub> i DeNO<sub>x</sub>;
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny i instalacjami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (**PL +CCS**);
- elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi generacji III+ (**Nuclear III+ GEN**);
- elektrownie jądrowe z reaktorami IV generacji (**Nuclear IV GEN**);
- elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego (**IGCC\_C** – coal integrated gasification combined cycle);
- elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla kamiennego i instalacjami uchwytu i składowania CO<sub>2</sub> (**IGCC\_C + CCS**);
- elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny (**GTCC** – gas turbine combined cycle);
- turbiny gazowe (**GT** - gas turbine);
- elektrownie na biomasę (**BM** – biomass power plant);
- elektrownie wiatrowe na lądzie (**Wind on-shore**);
- elektrownie wiatrowe na morzu (**Wind off-shore**);
- elektrownie słoneczne (**PV** – solar photovoltaics).

## 4. Parametry techniczno-ekonomiczne przyjęte w analizie

Niniejszy rozdział zawiera zestawienie danych wejściowych do modeli obliczeniowych, dotyczących parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej, które zostały uwzględnione w analizie kosztów oraz ich krótką charakterystykę. Dane wejściowe dotyczące kosztów technologii zostały przedstawione w cenach stałych €'2015 (zastosowano kursy walut podawane przez EUROSTAT<sup>21</sup> oraz w przeliczeniach zmiany wartości pieniądza w czasie European Power Capital Costs Index<sup>22</sup> publikowany przez IHS Markit).

Prezentowane w porównaniach nakłady inwestycyjne OVN (koszty inwestora przed budową, koszty obejmujące prace inżynierskie, koszty dostaw i budowę aż do rozruchu, liczone tak jak gdyby te koszty następowały natychmiastowo) nie obejmują kosztu kapitału

<sup>21</sup> <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

<sup>22</sup> [www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/](http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/)

ponoszonego przez inwestora w trakcie budowy (IDC) – został on dodany w obliczeniach na podstawie przyjętej stopy dyskonta i rozkładu należności w trakcie budowy dla każdej z rozpatrywanych technologii.

Wartości referencyjne określone na rysunkach od 4.1 do 4.25 oznaczają poziom kosztów przyjętych do modeli obliczeniowych.

Nie zakładano ponadinflacyjnego wzrostu kosztów operacyjnych (tzw. eskalacji kosztów). Wszystkie dane wejściowe dotyczące parametrów techniczno-ekonomicznych badanych technologii zestawiono w odpowiednich tabelach w rozdziale 4.3 raportu.

#### **4.1. Stopa dyskonta (koszt kapitału)**

W obliczeniach zastosowano realną stopę dyskonta, którą określono jako średni koszt kapitału (WACC – Weighted Average Cost of Capital). Wartość tego wskaźnika jest szczególnie istotna dla inwestycji kapitałochłonnych, a do takich należy w szczególności budowa elektrowni jądrowej. Dla wariantu referencyjnego obliczeń, wartość realną WAAC przyjęto na poziomie 7%. W analizie wrażliwości zbadano wpływ niższych i wyższych wartości WACC (4% i 10%). Stopa 4% odpowiada w przybliżeniu społecznemu kosztowi kapitału, natomiast stopa dyskonta na poziomie 10% odpowiada kosztowi kapitału inwestycji obciążonej bardzo dużym ryzykiem. W raporcie OECD<sup>1</sup> do obliczeń LCOE, przyjęto stopę dyskonta na poziomie 3%, 7% i 10%. Założona w wariantcie referencyjnym stopa dyskonta zakłada uwzględnienie w przedsięwzięciu gwarancji rządowych ograniczających ryzyko inwestycyjne w postaci gwarantowanej taryfy na energię, gwarancji kredytowych, gwarancji odnośnie okresu wydawania zezwoleń i ubezpieczenie inwestora.

Przyjęcie stopy 7% jest założeniem realnym w przypadku elektrowni jądrowej. Zakłada się, że oprocentowanie kapitału pożyczonego wynosi 6% rocznie, a koszt kapitału własnego 9,5% (udział kapitału własnego w strukturze finansowania inwestycji wynosi 30%).

$$WACC = \frac{D}{D + E} * K_d + \frac{E}{D + E} * K_e = \frac{0,7}{0,7 + 0,3} * 6,0 + \frac{0,3}{0,7 + 0,3} * (9,5) = 7,0\%$$

gdzie:

- WACC – średni ważony koszt kapitału,
- D – udział kredytu w strukturze finansowania inwestycji,
- E – udział środków własnych w strukturze finansowania inwestycji,
- K<sub>d</sub> – koszt kredytu,
- K<sub>e</sub> – koszt kapitału własnego.

---

<sup>1</sup> “Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition” – International Energy Agency, National Atomic Agency. Paris, 2015.

Niskie oprocentowanie kapitału obcego możliwe jest przy udziale w finansowaniu inwestycji agencji kredytów eksportowych, które z reguły udzielają kredytów w wysokości do 85% wartości kontraktu. Szacowane oprocentowanie takiej pożyczki nie powinno przekraczać 4%.

## 4.2. Charakterystyki rozpatrywanych źródeł

*Elektrownie spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych (PC)* obecnie budowane są na parametry nadkrytyczne, co umożliwia uzyskanie większej mocy jednostek i sprawia, że są bardziej ekonomiczne w eksploatacji oraz jednocześnie charakteryzują się mniejszą emisją szkodliwych dla środowiska naturalnego związków. Koszt inwestycyjny kotłów o parametrach nadkrytycznych jest nieco wyższy niż kotłów o parametrach podkrytycznych, jednak oszczędności paliwa i względy ekologiczne kompensują tę stratę. Jednostki te odznaczają się wysoką sprawnością (min. 45% netto we współcześnie oferowanych przez dostawców rozwiązaniach technicznych), niezawodnością i dyspozycyjnością. Wszystkie są wyposażone obecnie w elektrofiltry oraz instalacje DeSO<sub>2</sub> i DeNO<sub>x</sub>, umożliwiające spełnienie zastrzonych wymagań unijnych z zakresu ochrony środowiska (IED i konkluzje BAT). Zakres mocy dla dostępnych komercyjnie bloków energetycznych pracujących według technologii pyłowej z parametrami nadkrytycznymi to 350-1050 MW i nie ma ograniczeń w przyjęciu dowolnej mocy z tego przedziału. Typowe bloki na parametry nadkrytyczne mają obecnie moc w przedziale 600 - 900 MW netto i parametry pary świeżej - ciśnienie 25-30 MPa, temperaturę 600/610°C. Za graniczne parametry pary odpowiadające ostatnim osiągnięciom inżynierii materiałowej można obecnie przyjąć 30 MPa i 630/630°C.

Przyszłość bloków pyłowych na parametry nadkrytyczne po 2020 r. z perspektywą do 2050 to:

- 35 MPa, 700/720°C, sprawność 50-51%,
- 35 MPa, 700/720/720°C, sprawność 53-54%, dyspozycyjność 97%<sup>23</sup>.

Główną przeszkodą na drodze osiągnięcia wymienionych wyżej parametrów są ograniczenia materiałowe. Z opracowań zagranicznych ośrodków badawczych wynika, że bariery te zostaną pokonane i sprawności rzędu 53-54% po 2030 roku zostaną osiągnięte. Do obliczeń przyjęto nieco bardziej konserwatywne założenia dotyczące sprawności tego typu jednostek i wynoszą one w latach 2020, 2030 i 2050 odpowiednio: 46%, 48%, 50% netto.

---

<sup>23</sup> Technologie energetyczne dla województwa śląskiego - wyniki foresightu regionalnego. Andrzej Ziębik, Marcin Liszka - Komisja Energetyki Oddziału PAN w Katowicach, Politechnika Śląska, Instytut Techniki Ciepłej. „Energetyka, listopad 2008”.

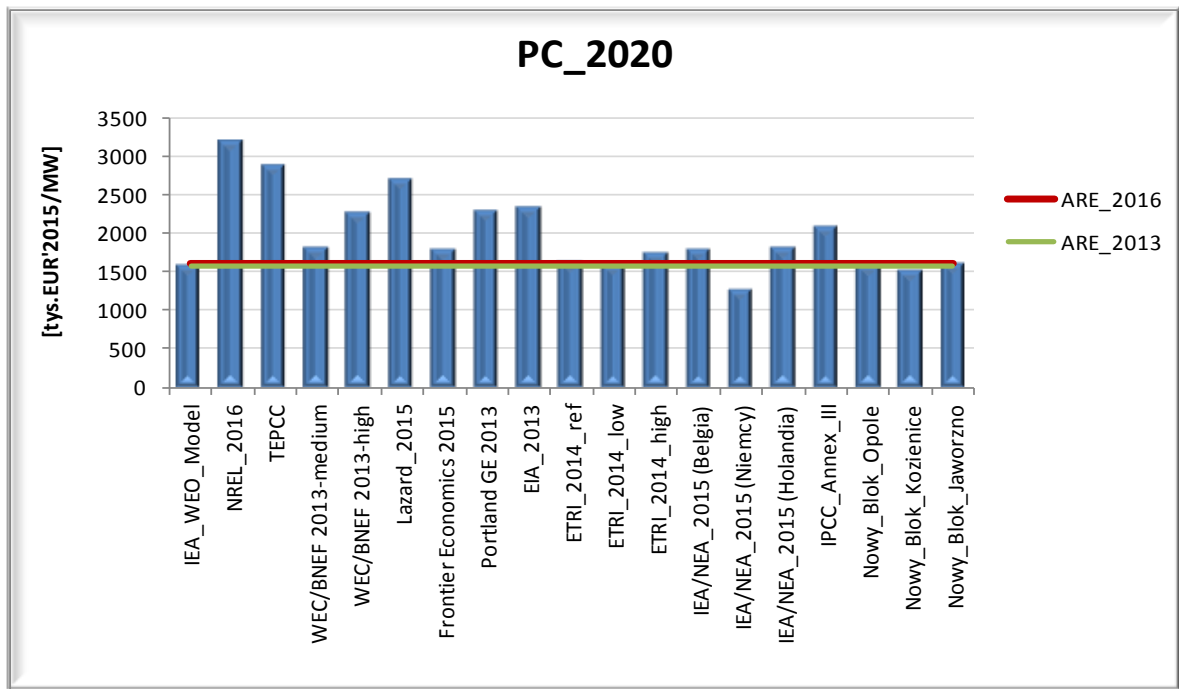
Nakłady inwestycyjne (OVN) dla elektrowni kondensacyjnych spalających węgiel kamienny w kotłach pyłowych, zostały przyjęte na poziomie 1600 tys. €/MW dla 2020, 2030 i 2050 r. oraz koszty stałe i zmienne eksploatacji i remontów (O&M) odpowiednio 40 tys. €/MW<sub>-rok</sub> oraz 3,2 €/MWh.

Na rys. 4.1 i rys. 4.2, zestawiono szacunki jednostkowych nakładów inwestycyjnych na podstawie najbardziej aktualnych źródeł literaturowych dla lat 2020 i 2030 wraz z wysokością nakładów inwestycyjnych przyjętych do obliczeń w wariantcie referencyjnym dla rozpatrywanej technologii.

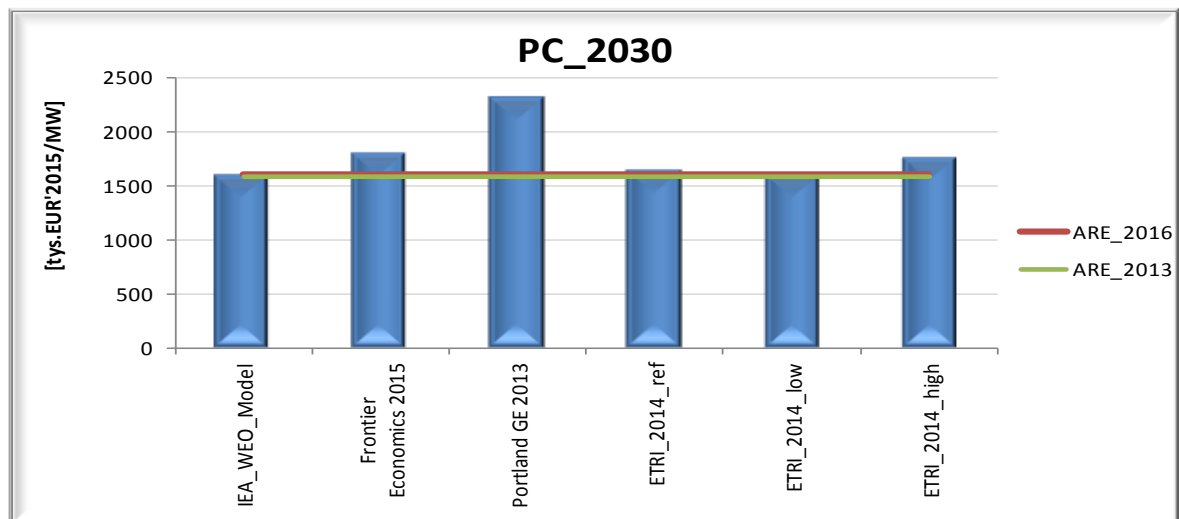
Na poziom przyszłych nakładów inwestycyjnych w jednostkach węglowych mogą mieć w nieodległej przyszłości wpływ nowe regulacje odnośnie wytycznych dotyczących “najlepszych dostępnych technologii” tzw. konkluzje BAT (formułują one wnioski dotyczące najbardziej efektywnego i zaawansowanego poziomu rozwoju technologii i metod prowadzenia danej działalności energetycznej lub przemysłowej). Nowe regulacje zastrzegają dotychczasowe poziomy emisji tlenków siarki (SO<sub>x</sub>) azotu (NO<sub>x</sub>) oraz wprowadzają nowe związki podlegające kontroli takie jak: chlorowódz, fluorowódz i rtęć. Wszystkie nowoprojektowane elektrownie na węgiel kamienny będą spełniać wymogi odnośnie tlenków siarki, azotu i rtęci (redukcja emisji rtęci zachodzi przy usuwaniu pyłu, azotu i siarki), natomiast zapobieganie emisji chlorowodoru i fluorowodoru może wymagać zastosowania wtórnych metod oczyszczania spalin<sup>24</sup>. Jest jednak zbyt wcześnie, aby możliwa była ocena kosztów z tym związanych.

---

<sup>24</sup> Wojciech Orzeszek – „Seminarium Przegląd BREF/BAT Conclusions oraz implikacje dla prowadzących instalacje, Jak dostosować się do wymagań konkluzji BAT dla dużych źródeł spalania?”. Warszawa, 2013 r.



**Rys. 4.1. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.2. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

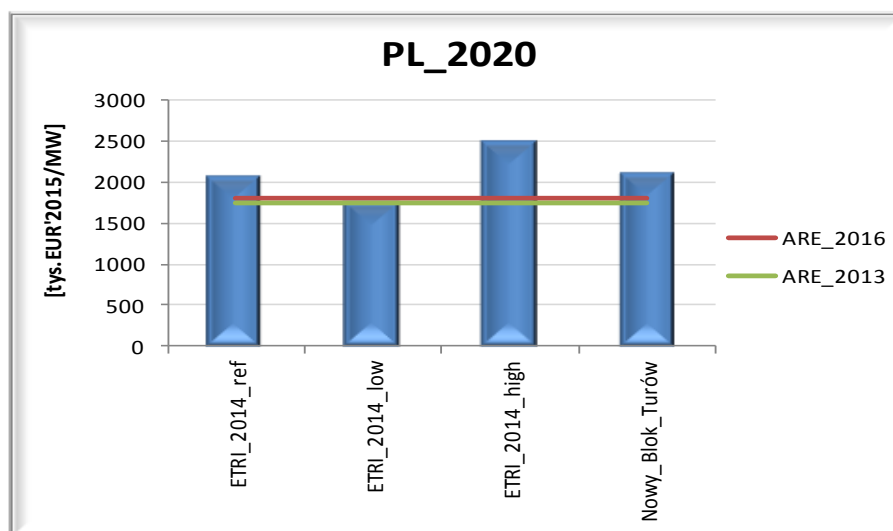
- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [TEPCC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.

- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [EIA\_2013] - U.S. Energy Information Administration - "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". Washington, 2013.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.
- [IPCC\_Annex\_III] - Intergovernmental Panel on Climate Change - "Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters". Cambridge and New York, 2014.
- [Nowy\_Blok] – Informacje prasowe.

**Elektrownie spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych (PL)** są również budowane na parametry nadkrytyczne, obecnie osiągnięte sprawności tego typu bloków wynoszą min. 44%. netto. Ich rozwój w Polsce, warunkowany jest eksploatacją nowych złóż węgla brunatnego. W analizie przyjęto, że nakłady inwestycyjne dla elektrowni na węgiel brunatny, będą o ok. 13% wyższe od tych samych jednostek na węgiel kamienny.

Koszty stałe przyjęto na poziomie 48 tys. €/MW-rok, natomiast koszty zmienne na poziomie 3,4 €/MWh dla wszystkich rozpatrywanych lat (2020, 2030 i 2050).

Trudną do oszacowania wielkością w przypadku tego rodzaju źródeł wytwarzania są przyszłe koszty paliwa, które muszą uwzględniać koszty uruchomienia nowych złóż. Budowa kopalni odkrywkowej węgla brunatnego jest inwestycją jedyną w swoim rodzaju i trudno posługiwać się standardowymi kosztami budowy kopalni. W analizie przyjęto cenę węgla brunatnego dla nowych elektrowni na to paliwo na poziomie 2,5 EUR'2015/GJ dla całego okresu życia elektrowni.



**Rys. 4.3. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**





**Rys. 4.4. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [Nowy\_Blok] – Press Informations.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Deployment - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.

#### ***Elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi generacji III+ (Nuclear – III+ GEN)***

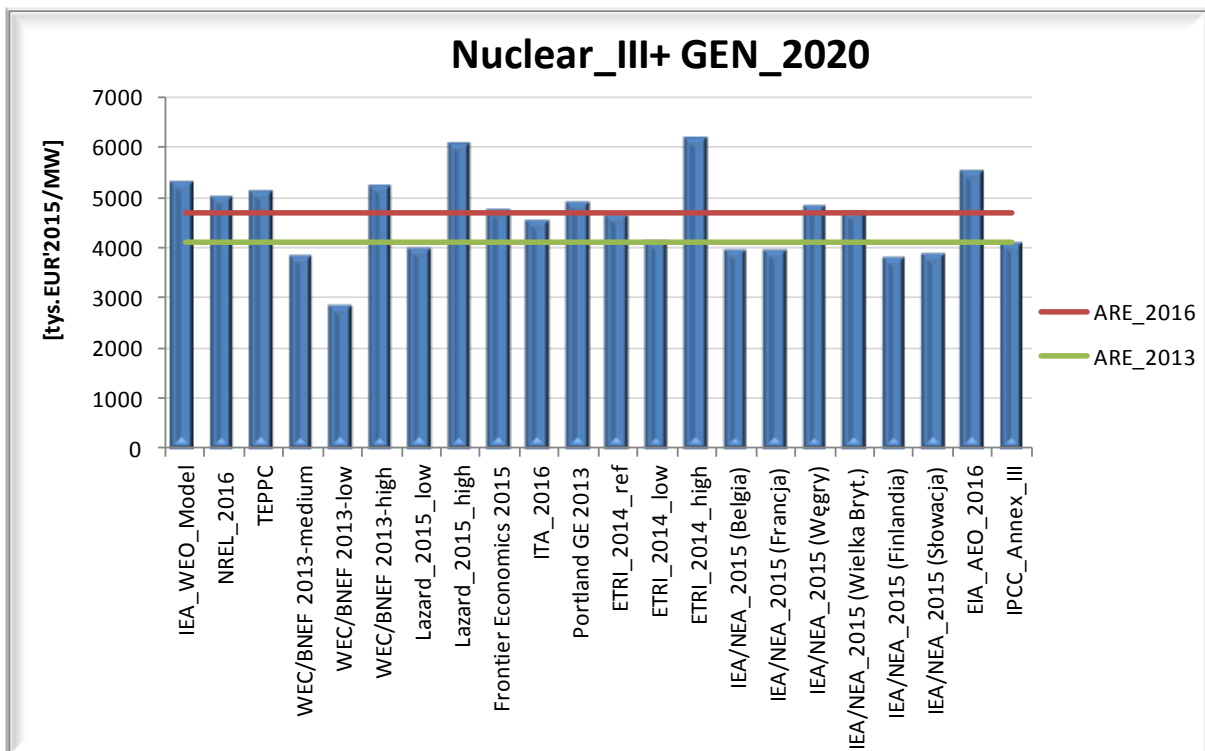
W analizie **jako reprezentatywną dla elektrowni jądrowych przyjęto** elektrownię jądrową z reaktorem lekkowodnym LWR (*ang. Light Water Reactor*) typu PWR (*ang. Pressurized Water Reactor*) generacji III+, o nazwie handlowej AP1000, oferowanym przez amerykański koncern Westinghouse, i jego modyfikacje dostarczane przez koncerny japońskie i koreańskie. Wśród elektrowni jądrowych generacji III+ wyróżnić można również:

- EJ z reaktorem typu EPR (*ang. European Pressurized Reactor*) opracowanym przez Framatome i dostarczany obecnie przez koncern Areva,
- EJ z reaktorami wodnymi wrzącymi, m.in. typu ABWR i ESBWR oferowane przez koncern General Electric, SWR1000 opracowanymi przez Framatome i oferowanymi przez Arewę,
- EJ z reaktorem rosyjskim typu WWER 1200, dostarczany obecnie przez Atomenergostroj,

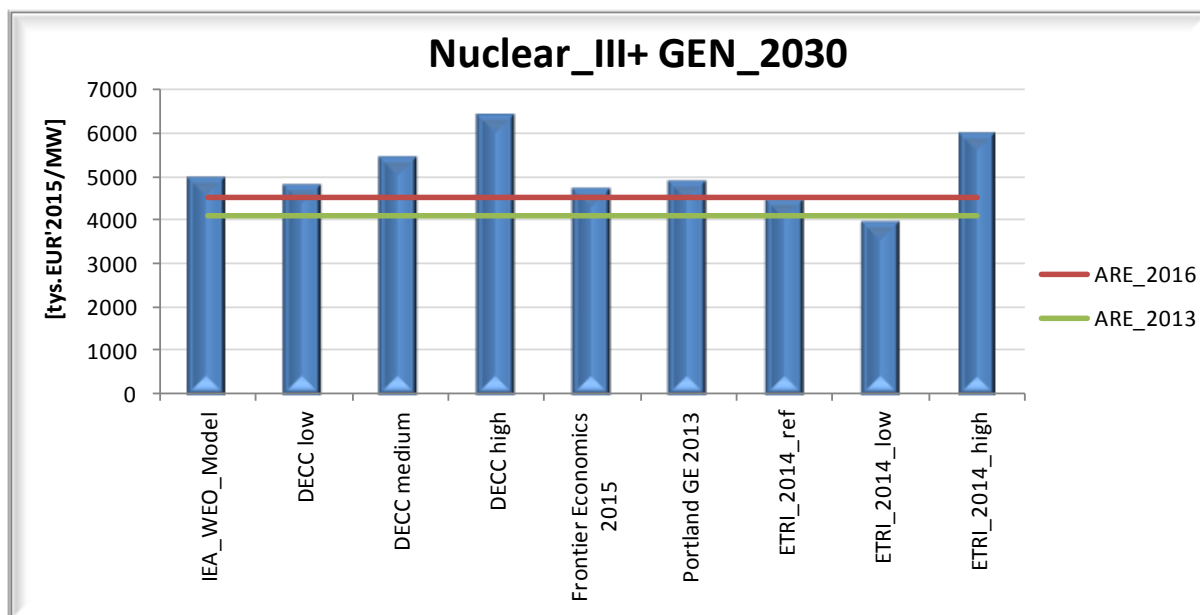
- EJ z reaktorami chłodzonymi wodą ciężką z zastrzeżeniem, że muszą one uzyskać certyfikat zgodności z Europejskimi Wymaganiami Bezpieczeństwa Jądrowego, jak np. typu ACR 700 opracowany przez kanadyjską firmę AECL.

Zaprezentowane koszty dla jednostki reprezentatywnej w opracowaniu dotyczą technologii już wdrażanej, zatem jednostkę taką nie należy traktować jako FOAK (First Of A Kind). Ponadto zakłada się, że program jądrowy będzie dotyczył budowy kilku bloków, co powinno przełożyć się na redukcję kosztów przy wykorzystaniu korzyści skali.

Jednostkowe nakłady inwestycyjne (obejmujące: koszty inwestora przed budową, prace inżynierskie, koszty dostaw, budowę, rozruch oraz rezerwę na nieprzewidziane wypadki) dla tych elektrowni zostały oszacowane na podstawie danych prezentowanych przez uznane ośrodki badawcze oraz na podstawie kontraktów zawieranych w ostatnich latach na terenie Unii Europejskiej. Poniżej porównano obecnie obserwowane poziomy nakładów inwestycyjnych według założeń różnych ośrodków analitycznych i zawieranych ostatnio kontraktów na dostawy i budowę oraz prognozy tych kosztów na 2020 i 2030 r. w różnych regionach świata.



**Rys. 4.5. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni jądrowych - 2020 r.**  
[tys. €2015'/MW]



**Rys. 4.6. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni jądrowych - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [ITA\_2016] - U.S. Department of Commerce, International Trade Administration - "2016 ITA Civil Nuclear Top Markets Report. A Market Assessment Tool for U.S. Exporters". Washington, 2016.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.
- [EIA\_AEO\_2016] - U.S. Energy Information Administration - "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016". Washington, 2016.
- [IPCC\_Annex\_III] - Intergovernmental Panel on Climate Change - "Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters". Cambridge and New York, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.

Duża rozpiętość kosztów budowy jest najczęściej wynikiem występowania w różnych regionach i krajach różnych warunków ekonomicznych i finansowych (koszty pracy, materiałów konstrukcyjnych, relacja waluty krajowej do dolara), organizacyjnych (zasady organizacji budowy, czas trwania budowy, przepisy prawne, procedury licencyjne) oraz

technicznych (moc jednostkowa reaktora, powtarzalność produkcji jednostek reaktorowych, wspólna infrastruktura dla kilku reaktorów itp.). Najniższe koszty budowy elektrowni jądrowych osiągane są w Azji, głównie w Chinach, gdzie bardzo intensywnie rozwijana jest ta technologia. Tak niskie wartości (koszty OVN dla reaktorów jądrowych budowanych w Chinach podawane w opracowaniu OECD<sup>2</sup> wynoszą od 1807-2615 USD/kWe) są możliwe do osiągnięcia dzięki wykorzystaniu ekonomii skali (obecnie w tym kraju w budowie jest 25 reaktorów) i niskim kosztem materiałów i pracy. Obserwacje na przestrzeni ostatnich 10 lat wskazują na stopniowy wzrost nakładów inwestycyjnych na elektrownie jądrowe, czego głównym powodem są rosnące wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego, których szczególny wpływ widoczny jest po katastrofie w Fukushima. Stąd też w tegorocznej analizie założono wyższy poziom tych nakładów.

Z analiz wynika, że najwyższymi nakładami na budowę elektrowni jądrowych odznaczają się projekty na terenie Unii Europejskiej. Jest to spowodowane rozbudowanymi procedurami uzgodnień z Komisją Europejską, głównie zagadnień dopuszczalnej pomocy publicznej dla obiektów funkcjonujących na europejskim rynku energii elektrycznej i brakiem wyraźnego stanowiska KE w tej sprawie. Te skomplikowane uzgodnienia mogą wydłużyć okres przygotowania i realizacji inwestycji. Powoduje to podwyższenie ryzyka potencjalnych inwestorów, wzrost rezerw na skutki nieprzewidywalnych decyzji administracyjnych i w konsekwencji wzrost nakładów inwestycyjnych. W związku z powyższym, w prezentowanej analizie przy wyborze wartości referencyjnych nakładów inwestycyjnych bazowano przede wszystkim na danych prezentowanych dla projektów europejskich.

Do obliczeń modelowych analizy porównawczej zostały przyjęte następujące wielkości dla reprezentatywnej elektrowni jądrowej:

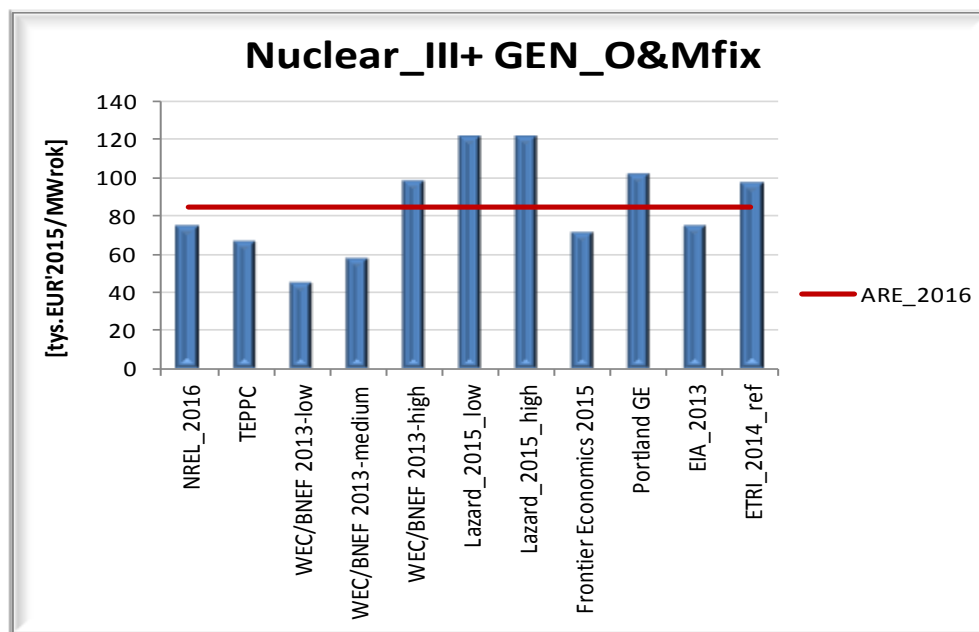
- nakłady inwestycyjne OVN dla jednostek, które byłyby uruchamiane w 2020 r. na poziomie 4700 tys. €/MW, w 2030 r. - 4500 tys. €/MW oraz w 2050 r. - 4200 tys. €/MW
- koszty stałe O&M – 85 tys. €/MW-rok (2020, 2030 i 2050 r.)
- koszty zmienne O&M – 0.8 €/MWh (2020, 2030 i 2050 r.).

Na podstawie przeanalizowanych opracowań podających szacunki przewidywanych nakładów inwestycyjnych dla elektrowni jądrowych założono, że w przyszłości będą one ulegać pewnemu obniżeniu ze względu na pozytywny wpływ krzywej uczenia się przemysłu jądrowego.

---

<sup>2</sup> "Projected Cost of Generating Electricity. 2015 Edition" – International Energy Agency, National Atomic Agency. Paris, 2015.

Koszty eksploatacyjne podobnie jak dla pozostałych rozpatrywanych w analizie technologii podzielono na dwie podkategorie: kosztów stałych i zmiennych. Do pierwszej kategorii zaliczono: koszty zatrudnienia, ubezpieczenia, podatki, koszty transportu i załadunku oraz rozładunku paliwa, jak również jego przechowywania w basenach na terenie elektrowni. W kosztach stałych uwzględniono także koszty wycofania z eksploatacji źródła (szerzej o tym napisano w punkcie 4.3.4.), ponieważ fundusz na ten cel tworzony jest na drodze składek rocznych, włączonych do opłat za energię elektryczną. Na rysunku poniżej przedstawiono porównanie przyjętych do obliczeń kosztów stałych z prezentowanymi przez inne źródła. W kosztach zmiennych nie ujmowano kosztów operacyjnych składających się na pełny cykl paliwowy – włączając koszty składowania odpadów radioaktywnych i ich utylizacji do kosztów paliwa. Koszty zmienne nie stanowią istotnej pozycji z punktu widzenia ekonomiki funkcjonowania energii jądowej.



**Rys. 4.7. Porównanie szacowanych kosztów stałych O&M w elektrowniach jądowych.**  
[tys. €2015'/MW]

Źródła:

- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.

- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resorce Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [EIA\_2013] - U.S. Energy Information Administration - "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". Washington, 2013.
- [ETRI\_2014] - European Commision JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.

### ***Elektrownie jądrowe z reaktorami IV generacji (Nuclear GEN IV)***

Członkowie Międzynarodowego Forum Generacji IV – grupy 13 państw aktywnie zaangażowanych w rozwój reaktorów IV Generacji – wybrali sześć technologii reaktorów, które mają zapewnić realizację założeń wdrożenia nowej generacji, czyli m.in. zrównoważony rozwój, bezpieczeństwo, niezawodność, korzystne aspekty ekonomiczne. Do tych technologii należą :

- reaktor wysokotemperaturowy (HTR, VHTR)
- reaktor chłodzony wodą o parametrach nadkrytycznych (SCWR)
- reaktor prędkości chłodzony gazem (GFR)
- reaktor prędkości chłodzony sodem (SFR)
- reaktor prędkości chłodzony ołowiem (LFR)
- reaktor chłodzony solami (MSR).

W założeniu reaktory IV generacji mają cechować się zwiększoną wydajnością energetyczną z ok. 33 - 35 % w reaktorach III generacji do nawet 45 – 50 %. Reaktory te mają być o wiele bardziej przyjazne środowisku naturalnemu ze względu na wydłużony cykl paliwowy oraz możliwości wykorzystania odpadów promieniotwórczych powstających podczas eksploatacji elektrowni poprzednich generacji. Reaktory IV generacji stanowiąc będą zupełnie nowe konstrukcje reaktorów jądrowych charakteryzujące się najwyższym możliwym stopniem bezpieczeństwa (wolne od ryzyka stopienia rdzenia i uwolnienia substancji radioaktywnych), odpornością na ataki terrorystyczne. Reaktory takie, będą również bezpieczne z punktu widzenia proliferacji. Zakłada się w nich redukcję kosztów wybudowania i uruchomienia w porównaniu do dotychczas wdrażanych projektów.

Ponieważ trudno w chwili obecnej oszacować poziom przyszłych kosztów reaktorów IV generacji, założono, że będą one zbliżone do kosztów reaktorów generacji III+. Przyjeto, że poziom komercyjny osiągną te jednostki dopiero z 20-30 lat. Do uzyskanych wyników, odnośnie kosztów wytwarzania energii elektrycznej z zastosowaniem tej technologii należy podchodzić z dużą rezerwą.

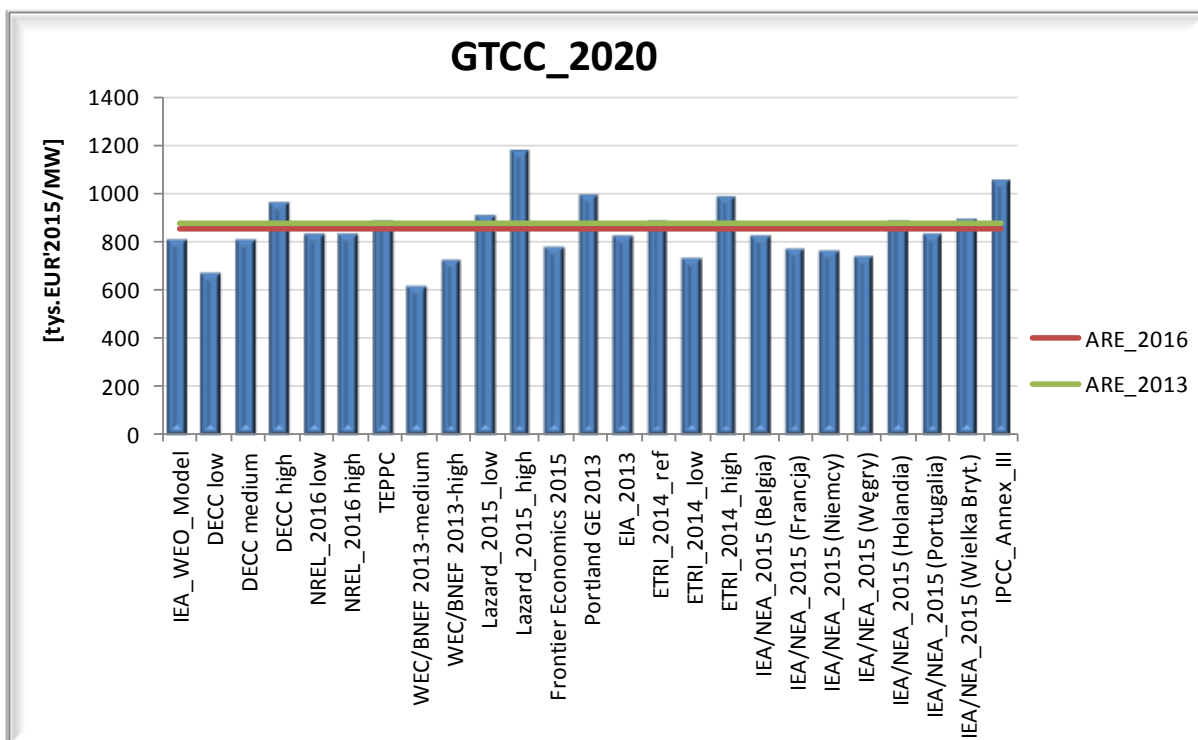
*Elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny (GTCC)* odgrywają coraz większe znaczenie w polskim systemie elektroenergetycznym i stanowią najbardziej typową technologię wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa gazowe. Wysoka sprawność tego typu bloków, przekraczająca w chwili obecnej 61%, osiągana jest dzięki połączeniu dwóch obiegów: otwartego układu turbiny gazowej i zamkniętego układu parowego. W pierwszym obiegu gaz ziemny spalany jest w turbinie gazowej, napędzającej generator energii elektrycznej. Spaliny trafiające do części gazowej z temperatury na jej wlocie 1600 °C (1700 °C za komorą spalania) ochładzają się do około 500 – 650 °C. Kierowane są następnie do kotła odzysknicowego, gdzie ich energia wykorzystywana jest do produkcji pary, stanowiącej czynnik roboczy drugiego obiegu. Wytworzona para zasila turbinę parową napędzającą generator energii elektrycznej. Układ ten pozwala na odzyskanie w obiegu parowym część energii spalin z turbiny gazowej, która w obiegu otwartym turbiny gazowej jest tracona.

W porównaniu do bloków węglowych bloki gazowo-parowe charakteryzują się wyższą sprawnością, niższymi kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi, stosunkowo krótkim czasem budowy oraz niską emisyjnością. Podstawowym komponentem kształtującym koszty wytwarzania energii elektrycznej w blokach gazowo-parowych jest koszt paliwa, którego udział może wynosić do 80% całości<sup>25</sup>.

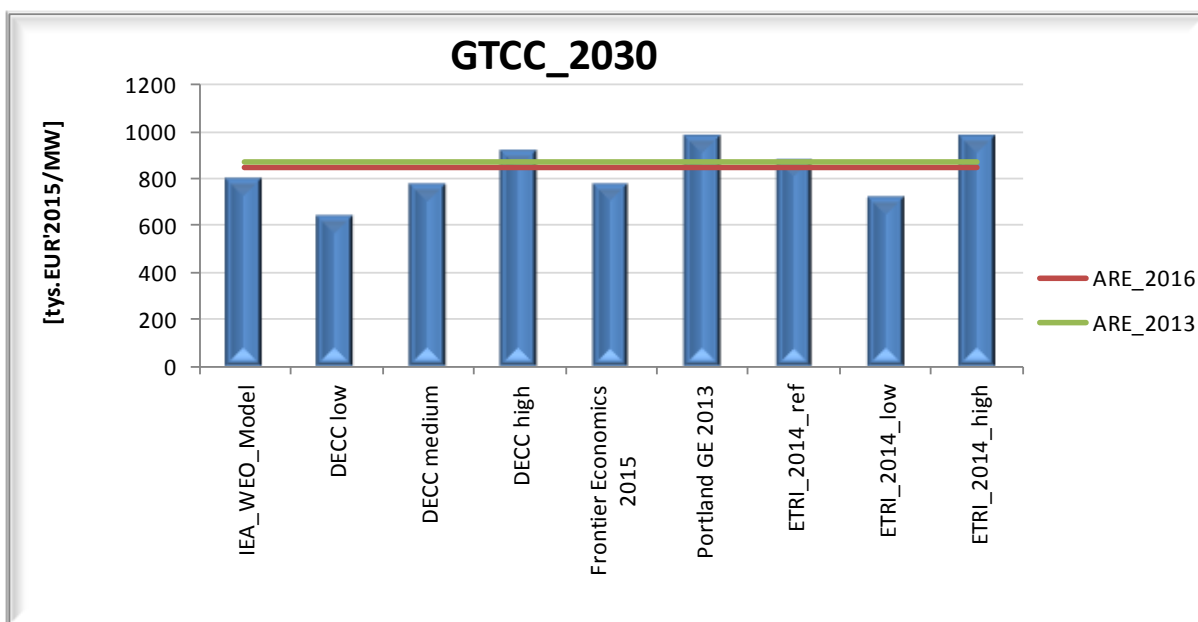
Do obliczeń przyjęto jednostkowe nakłady inwestycyjne w wysokości 850 tys. €/MW dla wszystkich rozpatrywanych okresów. Koszty stałe tej technologii przyjęto na poziomie 22 tys. €/MW-rok, natomiast koszty zmienne 2,4 €/MWh.

---

<sup>25</sup> Bez uwzględnienia kosztów zakupu uprawnień emisyjnych



**Rys. 4.8. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni gazowo-parowych na gaz ziemny (GTCC) - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.9. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni gazowo-parowych na gaz ziemny (GTCC) - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.



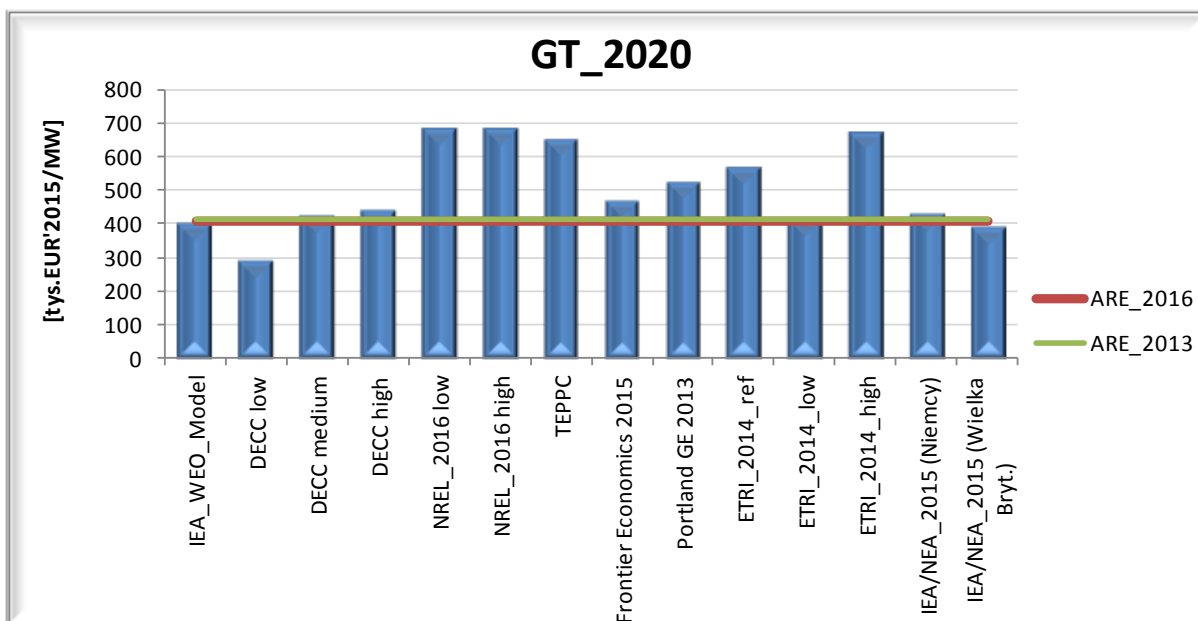
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [EIA\_2013] - U.S. Energy Information Administration - "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". Washington, 2013.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.
- [IPCC\_Annex\_III] - Intergovernmental Panel on Climate Change - "Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters". Cambridge and New York, 2014.

**Turbiny gazowe (GT)** charakteryzują się niezawodnością działania, dużą elastycznością cieplną (krótki czas rozruchu), niskimi nakładami inwestycyjnymi oraz lekkością i zwartością budowy<sup>26</sup>. Sprawność nowoczesnych turbin gazowych oscyluje na poziomie 41 %. Niska efektywność wykorzystania paliwa w turbinach gazowych powoduje, że czas ich pracy w ciągu doby jest krótki. Ze względu na wysokie jednostkowe koszty wytwarzania (wynikające z wysokich kosztów paliwa i stosunkowo niskiej sprawności jego wytwarzania) turbiny gazowe zazwyczaj pełnią funkcję źródeł szczytowych pracujących w okresach dużego zapotrzebowania na energię elektryczną, stanowiąc jednocześnie wsparcie dla energetyki wiatrowej.

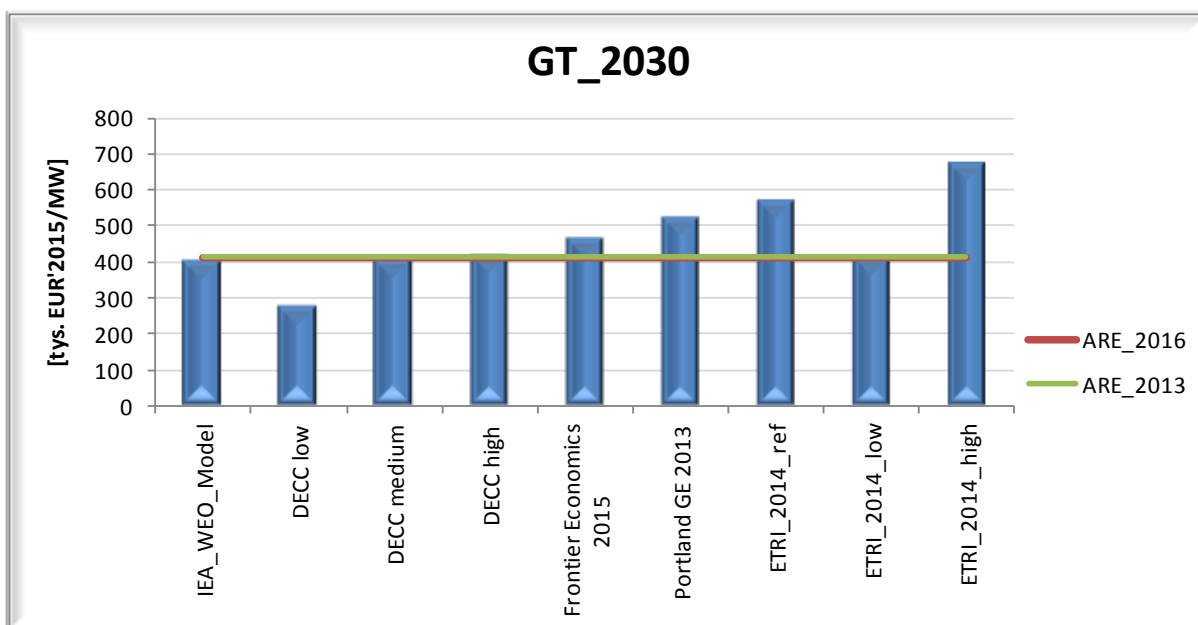
Nakłady inwestycyjne dla tej technologii określono na poziomie 410 tys. €/MW (dla 2020, 2030 i 2050 r.), natomiast koszty stałe i zmienne przyjęto odpowiednio na poziomie: 8 tys. €/MW-rok, 1,4 €/MWh.

---

<sup>26</sup> W porównaniu z siłowniami parowymi ponad dwukrotnie mniejszy współczynnik charakteryzujący stosunek powierzchni do zainstalowanej na niej mocy.



**Rys. 4.10. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN turbin gazowych (GT) - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.11. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN turbin gazowych (GT) - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.

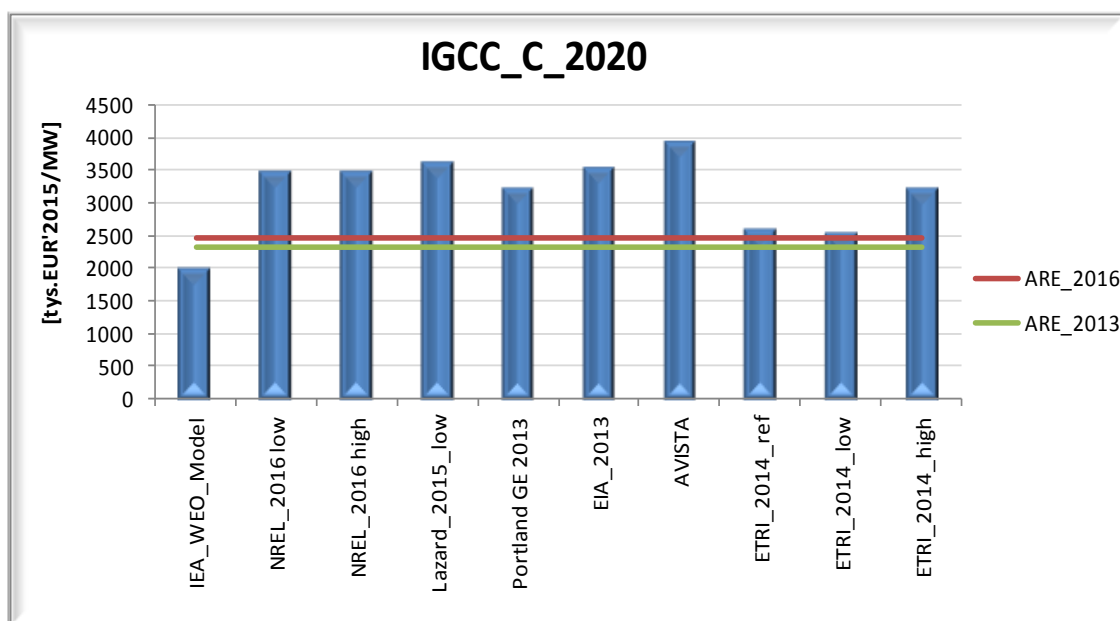
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.

***Elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla (IGCC)*** posiadają najwięcej zalet energetycznych i ekologicznych wśród technologii wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujących paliwa węglowe. Elektrownie te charakteryzują się wysoką sprawnością elektryczną (ok. 51%), uzyskiwaną dzięki obiegowi gazowo-parowemu, najniższymi emisjami SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, oraz pyłów, największym potencjałem w obniżeniu emisji rtęci i CO<sub>2</sub>. W porównaniu z konwencjonalną elektrownią instalacje IGCC zużywają prawie o połowę mniej wody.

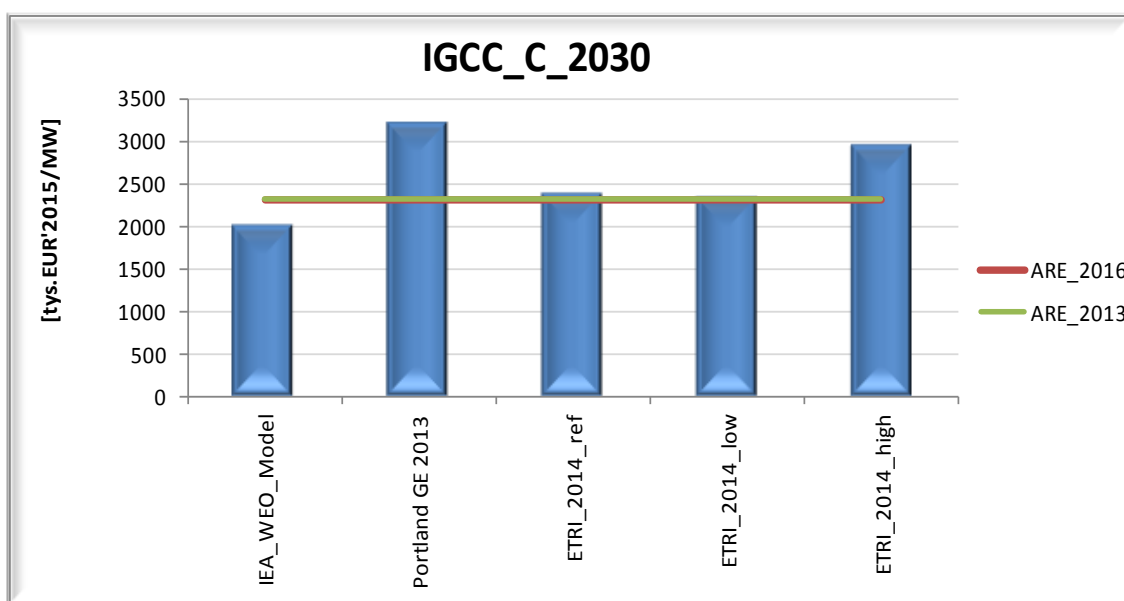
Instalacje IGCC działające obecnie na świecie nie mogą jeszcze konkurować z węglową technologią pyłową na parametry nadkrytyczne, czy też technologią fluidalną. Instalacje IGCC nie uzyskały jeszcze konkurencyjnego poziomu dyspozycyjności, a jednostkowe nakłady inwestycyjne są znacznie wyższe niż analogicznych nadkrytycznych, parowych bloków węglowych - pyłowych i fluidalnych. Studia literaturowe pozwoliły stwierdzić, że osiągnięcie przez bloki ze zgazowaniem węgla porównywalnych wskaźników kosztowych i potwierdzenie ich na reprezentatywnej liczbie bloków komercyjnych nie wydaje się realne przed 2030 rokiem. Obowiązek wprowadzenia sekwestracji CO<sub>2</sub> mógłby istotnie wpłynąć na relacje w nakładach pomiędzy blokami tradycyjnymi i blokami ze zgazowaniem. Rozwiązanie IGCC ma tę istotną zaletę z punktu widzenia redukcji CO<sub>2</sub>, że większość (do 90%) dwutlenku węgla można usunąć z gazu syntezowego przed jego spalaniem. Jednostką referencyjną w tej analizie, reprezentującą omawianą technologię jest blok o mocy 600 MW netto opalany węglem kamiennym.

Przewiduje się, że postępujący rozwój tej technologii spowoduje spadek kosztów budowy w przyszłości. Do obliczeń przyjęto wysokość referencyjnych jednostkowych nakładów inwestycyjnych na poziomie 2 450 tys. €/MW dla roku 2020, 2300 tys. €/MW dla roku 2030 oraz 2 100 tys. €/MW dla roku 2050.

Koszty stałe O&M dobrano w następujący sposób: 62 tys. €/MW-rok (2020), 58 tys. €/MW-rok (2030) oraz 52 tys. €/MW-rok (2050) i zmienne na stałym poziomie 5 €/MWh.



**Rys. 4.12. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni IGCC - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.13. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni IGCC - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

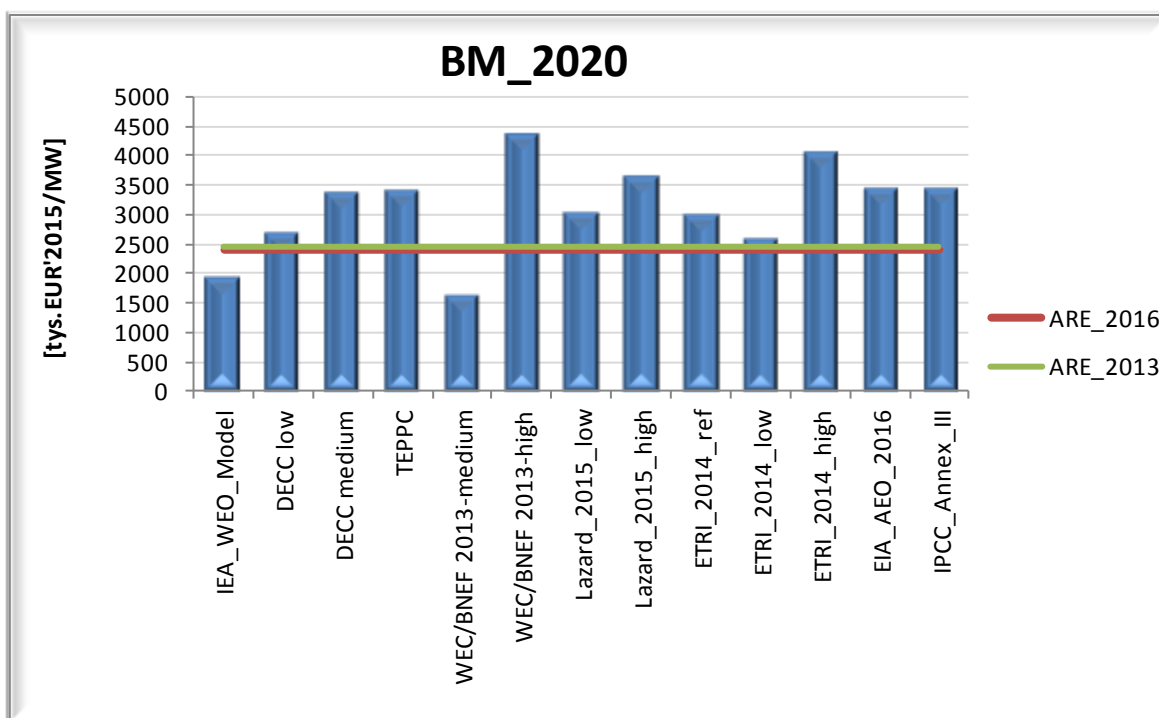
- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.

- [EIA\_2013] - U.S. Energy Information Administration - "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". Washington, 2013.
- [AVISTA] - Avista Corporation - "Electric Integrated Resorce Plan". Spokane, 2013.
- [ETRI\_2014] - European Commision JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.

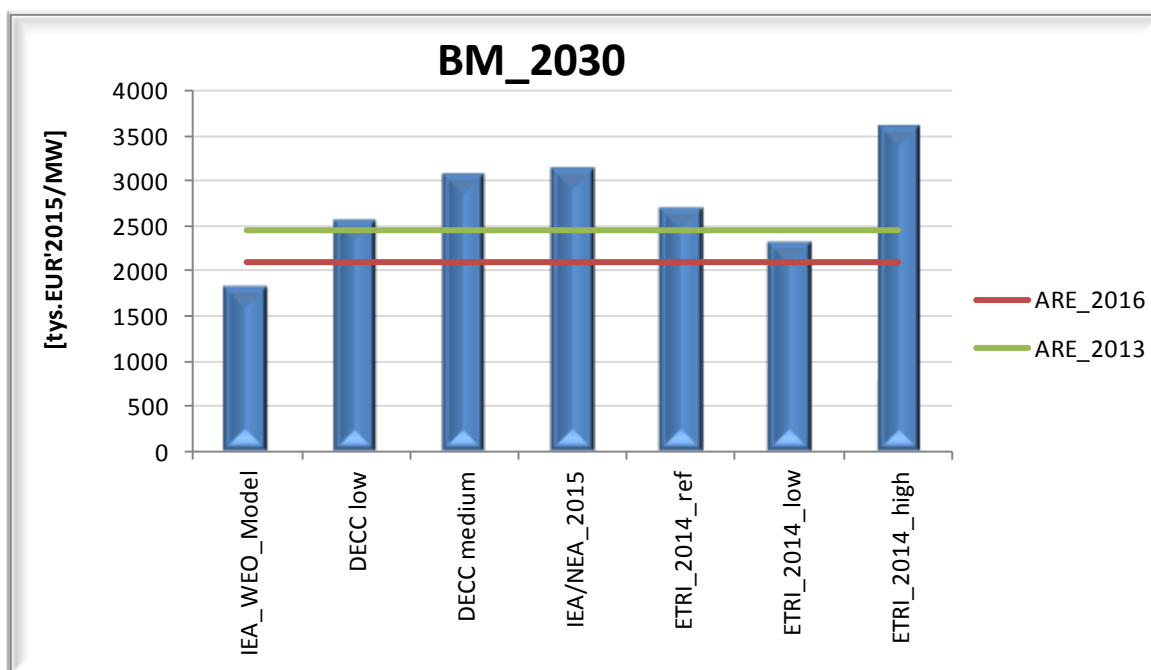
### ***Elektrownie na biomasę (BM)***

Jednostką reprezentatywną dla danej technologii jest blok o mocy 50 MW, w którym spalanie biomasy odbywa się w sposób bezpośredni dla tej technologii w kotle fluidalnym ze złożem cyrkulacyjnym (CFB). Blok taki jest przystosowany do spalania szerokiego spektrum biomasy rolniczej i leśnej o zróżnicowanych parametrach. Jest to technologia w pełni dojrzała komercyjnie, stanowiąca stabilne źródło energii odnawialnej, jednak ze względu na wysokie ceny biomasy, jej zastosowanie w procesie wytwarzania energii w kraju podyktowane jest głównie obowiązującymi regulacjami prawnymi dotyczącymi zwiększania udziału OZE w zużyciu energii i redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Spalanie biomasy, wiąże się z występowaniem trudności w dostawach i przygotowaniu odpowiednich ilości paliwa, niższą wydajnością i sprawnością kotła w porównaniu z kotłami węglowymi, oraz efektami ubocznymi spalania związanymi z dużą zawartością substancji mineralnych. Decydujący wpływ na rozwój technologii spalania biomasy w kotłach dedykowanych ma system wsparcia.

Nakłady inwestycyjne dla tej technologii przyjęto na poziomie: 2 400 tys. €/MW (2020), 2 100 tys. €/MW (2030) i 2 000 tys. €/MW (2050). Koszty stałe O&M dobrano w następujący sposób: 60 tys. €/MW-rok (2020), 58 tys. €/MW-rok (2030) oraz 56 tys. €/MW-rok (2050) i zmienne: 4 €/MWh dla wszystkich rozpatrywanych lat.



Rys. 4.14. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni na biomasę - 2020 r. [tys. €2015'/MW]



Rys. 4.15. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni na biomasę - 2030 r. [tys. €2015'/MW]

Źródła:

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.

- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [EIA\_AEO\_2016] - U.S. Energy Information Administration - "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016". Washington, 2016.
- [IPCC\_Annex\_III] - Intergovernmental Panel on Climate Change - "Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters". Cambridge and New York, 2014.

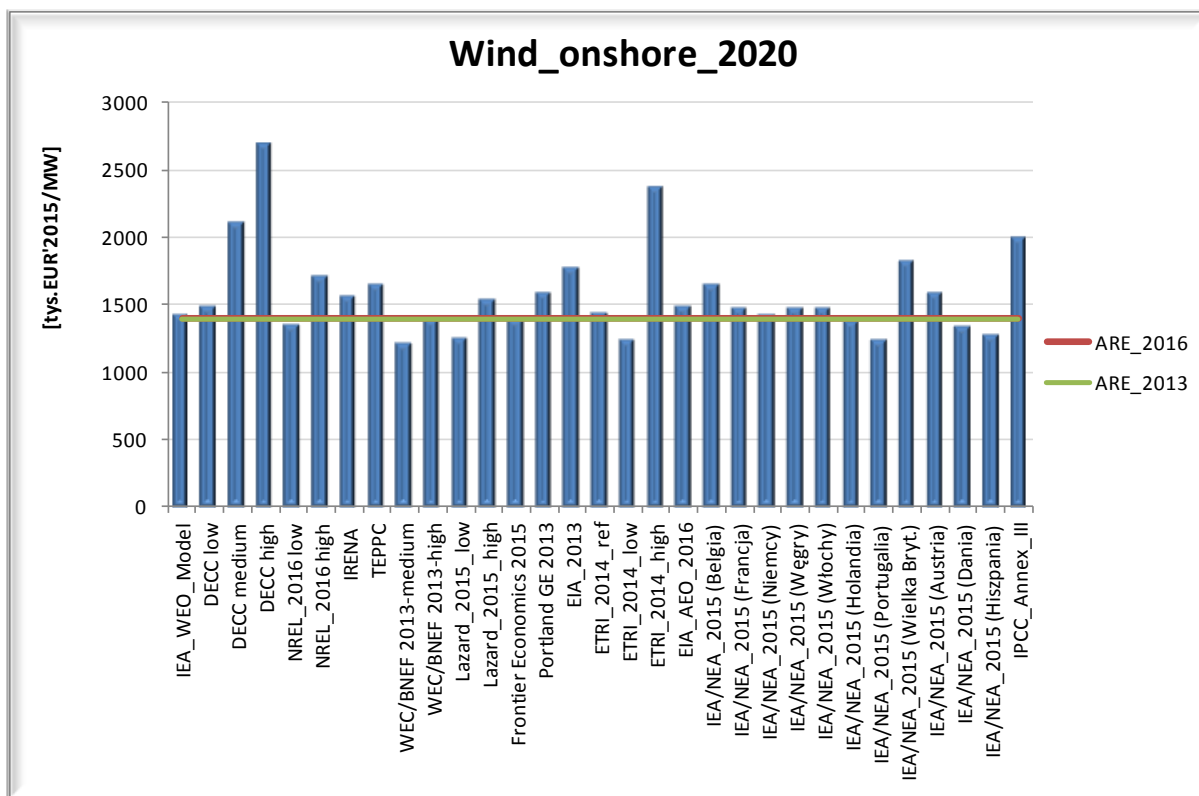
**Elektrownie wiatrowe na lądzie (*Wind on-shore*)** wykorzystują energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej. W skład elektrowni wiatrowej wchodzi: wirnik i gondola umieszczone na wieży (której wysokość uzależniona jest od mocy oraz warunków wietrznych w danej lokalizacji). Rozpatrywane w analizie jednostki to turbiny o mocy 2-3 MW (typowe wielkości turbin instalowanych obecnie w Polsce, o wysokości wieży i średnicy wirnika rzędu 100-120 m), budowane w celu sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci. W warunkach naszego kraju, lądowe elektrownie wiatrowe, charakteryzują się niskim wskaźnikiem wykorzystania mocy, w zakresie 17% - 29%<sup>27</sup> oraz znaczną zmiennością dostarczanej mocy, która powoduje konieczność zapewnienia rezerwy operacyjnej przez inne źródła. Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest uwarunkowany nie tylko odpowiednimi warunkami wietrznymi, ale przede wszystkim poziomem wsparcia oraz dostępem do sieci energetycznej. Do tej pory energetyka wiatrowa była najszybciej rozwijającą się technologią OZE w Polsce, jednakże wprowadzenie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych spowodowało istotne ograniczenia w zakresie budowy i lokalizacji elektrowni wiatrowych.

Koszty w energetyce wiatrowej zależą od uwarunkowań lokalnych i mieszczą się w dość szerokim zakresie. Zestawienie nakładów inwestycyjnych pochodzących z różnych źródeł (rys. 4.16 i 4.17) wskazuje na ich znaczne zróżnicowanie.

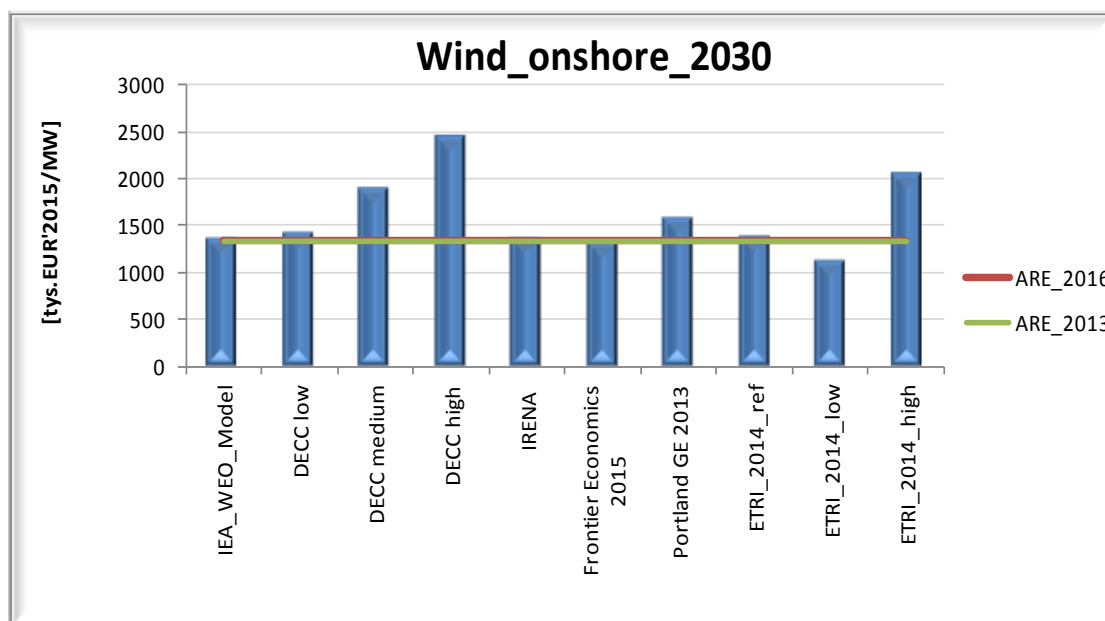
Nakłady inwestycyjne dla tej technologii przyjęto na poziomie: 1 400 tys. €/MW (2020), 1 350 tys. €/MW (2030) i 1 300 tys. €/MW (2050), natomiast koszty stałe przyjęto na poziomie 35 tys. Euro. Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej przyjęto na poziomie 25% w wariancie referencyjnym.

---

<sup>27</sup> Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej dla elektrowni wiatrowej o mocy 2 MW w 2014 r. wynosił ok 29%



**Rys. 4.16. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni wiatrowych on-shore - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.17. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni wiatrowych on-shore - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.



- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [IRENA] - International Renewable Energy Agency - "The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025". Bonn, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [EIA\_2013] - U.S. Energy Information Administration - "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". Washington, 2013.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [EIA\_AEO\_2016] - U.S. Energy Information Administration - "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016". Washington, 2016.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.
- [IPCC\_Annex\_III] - Intergovernmental Panel on Climate Change - "Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters". Cambridge and New York, 2014.

*Elektrownie wiatrowe na morzu (Wind off-shore)* charakteryzują się znacznie wyższymi rocznymi wskaźnikami wykorzystania mocy i stabilniejszą produkcją energii elektrycznej niż farmy wiatrowe zlokalizowane na lądzie. W porównaniu z innymi źródłami odnawialnymi morska energetyka wiatrowa odznacza się korzystną charakterystyką pracy w podstawie. Średni roczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej dla instalacji na morzu wynosi 40-51%<sup>28</sup>, podczas gdy dla elektrowni wiatrowych lądowych jest dwukrotnie mniejszy. Na przestrzeni ostatnich lat można zauważyć wzrost mocy turbin, ich wielkości oraz wysokości. Średnia moc turbin instalowanych w 2002 r. wynosiła ok. 2 MW, podczas gdy obecnie wynosi 4,8 MW<sup>29</sup>, a w roku 2020 ma wzrosnąć do 8 MW. Wraz z mocą rosną również średnice wirników oraz wysokość turbin. Wysokość nakładów inwestycyjnych turbin wiatrowych na morzu zależy od rodzaju technologii, wielkości jednostki oraz warunków lokalizacyjnych. Największy wpływ na wzrost nakładów ma głębokość i struktura dna morskiego.

W warunkach polskich, farmy wiatrowe będą lokalizowane w odległości ok. 23 km od linii brzegowej, gdzie głębokość morza wynosi 20-40 m (na wysokości gminy Smołdzino i miasta Łeba). Obszar dostępny pod zabudowę elektrowniami wiatrowymi wchodzącymi

---

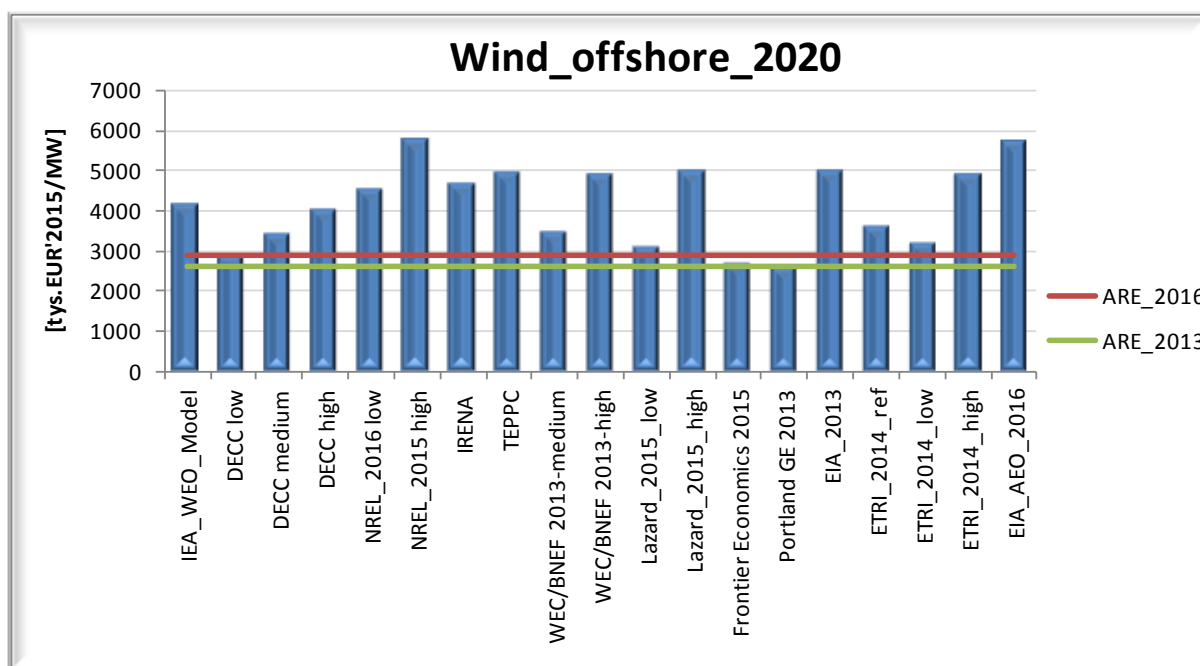
<sup>28</sup> McKinsey&Company, „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”, 2016

<sup>29</sup> WindEurope, “The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2016”

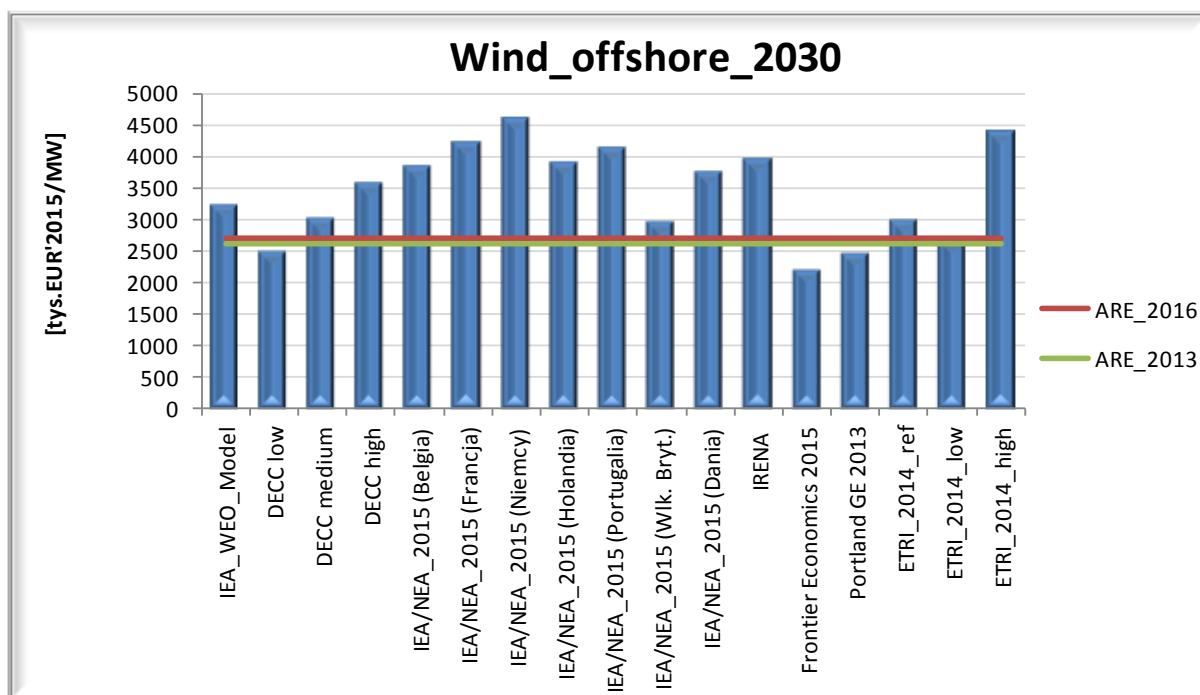
w skład farmy wynosi ok. 89 m<sup>2</sup>. Stały rozwój technologii prawdopodobnie umożliwi w przyszłości stawianie instalacji w coraz większych odległościach od linii brzegowej oraz na większych głębokościach, ale będzie się to wiązało z większymi kosztami budowy. Wzrost odległości od lądu ma mniejszy wpływ na koszty inwestycyjne, ale podnosi koszty eksploatacji.

Rozwój elektrowni wiatrowych na morzu zależy głównie od dwóch powiązanych ze sobą czynników, którymi są: konkurencyjność kosztu wytwarzania energii elektrycznej oraz polityka wsparcia dla rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i Europie. Brak istotnej zmiany w konkurencyjności kosztu wytwarzania może skutkować zmianą korzystnych systemów wsparcia, a to z kolei może zahamować rozwój nowych inwestycji.

Do dalszych obliczeń przyjęto, że nakłady inwestycyjne dla tej technologii w latach 2020, 2030 i 2050 wynoszą odpowiednio: 2 900 tys. €/MW, 2 700 tys. €/MW i 2 500 tys. €/MW, natomiast koszty stałe odpowiednio 95 tys. €/MW<sub>rok</sub> (2020), 90 tys. €/MW<sub>rok</sub> (2030), 85 tys. €/MW<sub>rok</sub> (2050). W wariantcie referencyjnym założono wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie 40%.



**Rys. 4.18. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni wiatrowych off-shore - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.19. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni wiatrowych off-shore - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [IRENA] - International Renewable Energy Agency - "The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025". Bonn, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resource Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [EIA\_2013] - U.S. Energy Information Administration - "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". Washington, 2013.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [EIA\_AEO\_2016] - U.S. Energy Information Administration - "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016". Washington, 2016.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.

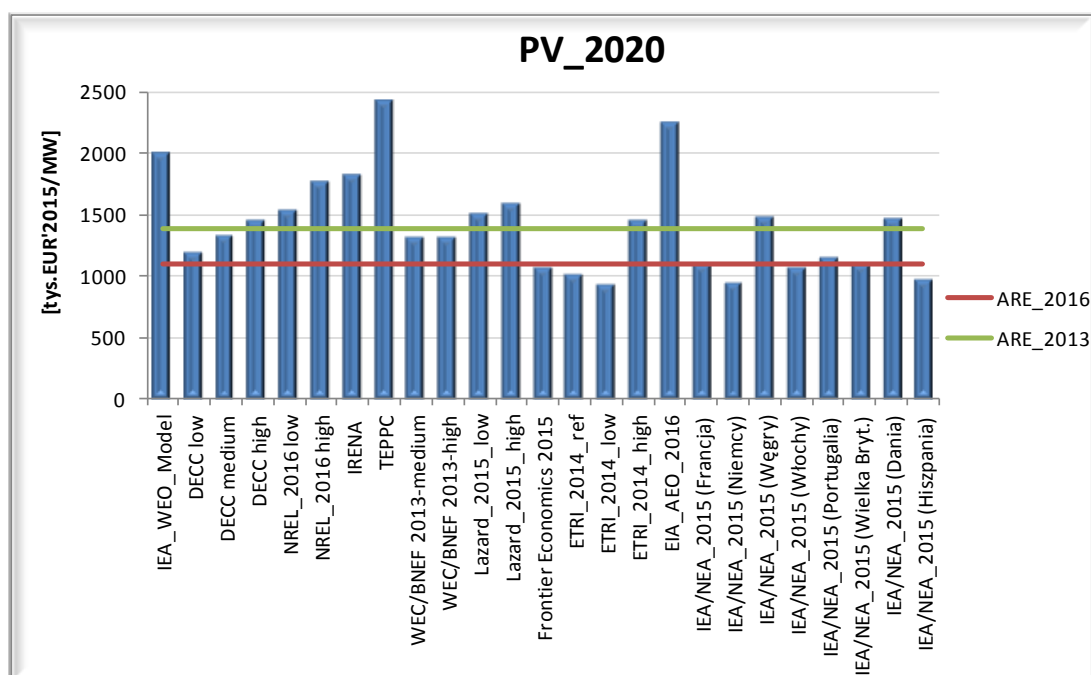
### ***Elektrownie słoneczne (PV)***

Ogniwa fotowoltaiczne są to urządzenia, w których zachodzi bezpośrednia konwersja energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. Jednostkami reprezentującymi w analizie tę technologię są panele fotowoltaiczne o mocy mieszczącej się w zakresie 0,1 – 1MW. Pojedyncze ogniwa fotowoltaiczne charakteryzują się niewielką mocą, dlatego łączy się je w panele lub moduły, co wpływa na zajmowaną przez nie powierzchnię. Ogniwa mogą być połączone szeregowo, równolegle lub szeregowo-równolegle. Maksymalna sprawność modułów nie przekracza 13,5%, jednakże na skutek eksploatacji (zacieniania i zabrudzeń) oraz strat w układzie akumulacyjnym będzie ona mniejsza.

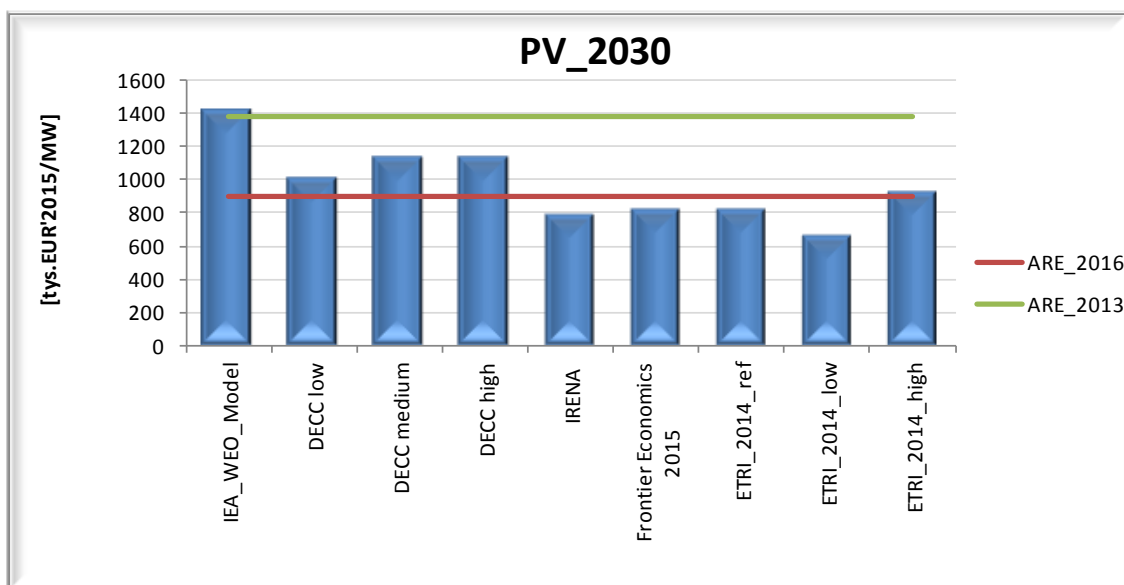
Prowadzone obecnie na świecie badania nad systemami fotowoltaicznymi zmierzają w kierunku redukcji kosztów, poprawy wydajności oraz wdrażania nowych materiałów, przede wszystkim materiałów organicznych, które otwierają nowe perspektywy zastosowania.

Panele fotowoltaiczne podobnie jak inne technologie generacji rozproszonej charakteryzują się dość dużym zakresem kosztów produkcji energii (zależą one od lokalizacji, jak i od indywidualnej charakterystyki źródła). Oczekuje się, że koszty tej technologii będą spadać w przyszłości, dlatego też jest ona traktowana jako alternatywa dla innych źródeł.

Dla projektów wielkoskalowych przyjęto jednostkowe nakłady inwestycyjne na poziomie: 1 100 tys. €/MW w 2020 r., 900 tys. €/MW w 2030 r. oraz 750 tys. €/MW w 2050 r. Koszty stałe przyjęto na poziomie 20 €/MW.



***Rys. 4.20. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni słonecznych (PV) - 2020 r. [tys. €2015'/MW]***



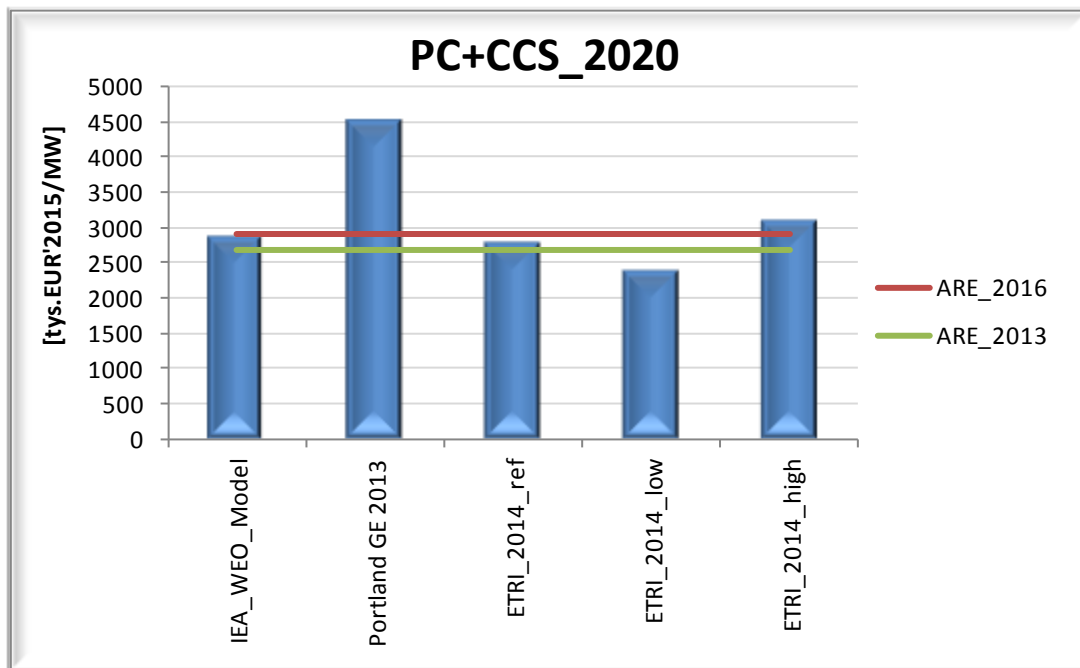
**Rys. 4.21. Porównanie nakładów inwestycyjnych elektrowni słonecznych (PV) - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

Źródła:

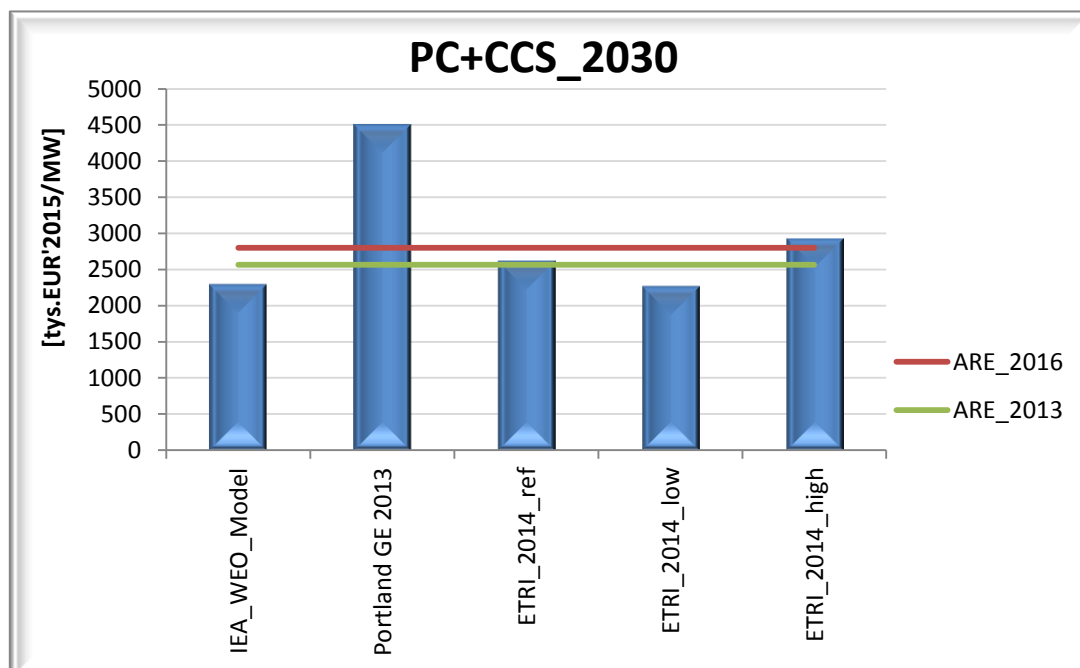
- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [IRENA] - International Renewable Energy Agency - "The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025". Bonn, 2016.
- [TEPPC] - Energy and Environmental Economics - "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies". San Francisco, 2014.
- [WEC/BNEF 2013] - World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance - "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies". London, 2013.
- [Lazard\_2015] - Lazard - "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0". New York, 2015.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [ETRI\_2014] - European Commission JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [EIA\_AEO\_2016] - U.S. Energy Information Administration - "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016". Washington, 2016.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.

**Elektrownie węglowe z kotłami pyłowymi i instalacjami CCS (PC+CCS)** charakteryzują się znacznym obniżeniem sprawności w stosunku do elektrowni nie wyposażonych w wychwyty i składowanie CO<sub>2</sub>. Zastosowanie tego rozwiązania prowadzi do obniżenia sprawności o 8÷14 pkt. proc. co znacząco wpływa na poziom kosztów wytwarzania. Technologie CCS mają zastosowanie zarówno dla węgla kamiennego jak

i brunatnego. Obecnie na świecie prowadzi się intensywne prace w obszarze technologii CCS, jednak funkcjonujące do tej pory jednostki to jedynie projekty pilotażowe.



*Rys. 4.22. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny wyposażonymi w instalacje CCS (PC+CCS) - 2020 r. [tys. €2015'/MW]*



*Rys. 4.23. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny wyposażonymi w instalacje CCS (PC+CCS) - 2030 r. [tys. €2015'/MW]*

Źródła:

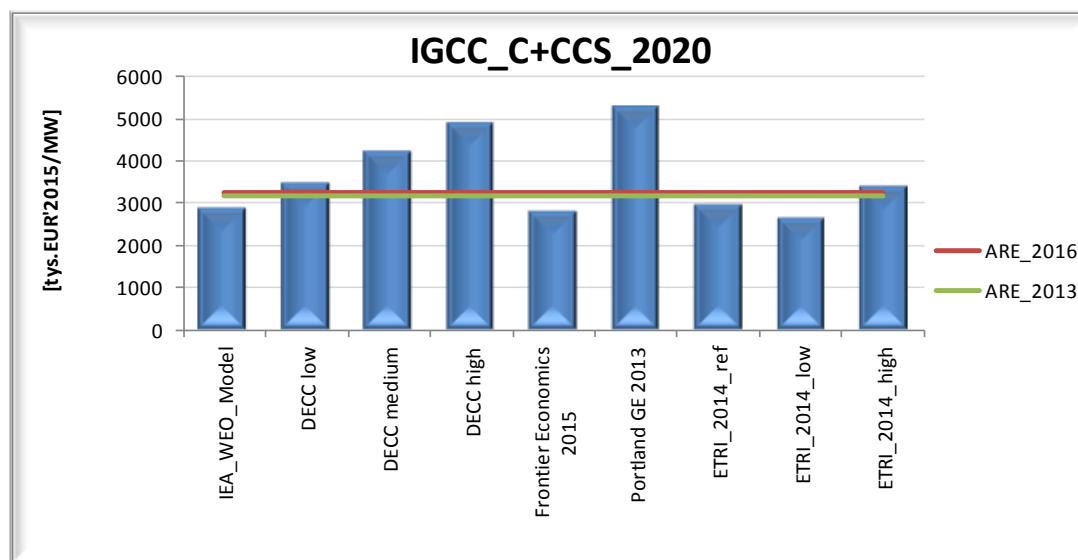
- IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resorce Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [ETRI\_2014] - European Commision JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.

**Elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla i instalacjami CCS (IGCC+CCS)** charakteryzują się tym, że z wytworzonych spalin w elektrowni IGCC łatwiej wydzielić można CO<sub>2</sub>. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w tego typu jednostkach na węgiel kamienny wynosi 37 - 42%, z kolei emisja CO<sub>2</sub> określana jest na poziomie 9 kg/GJ.

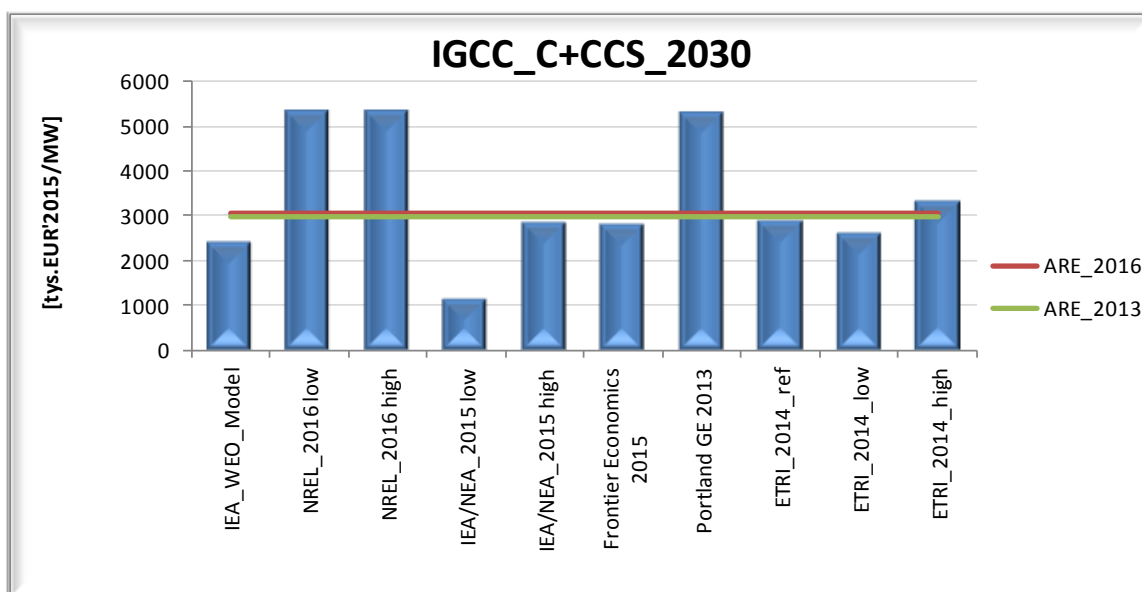
Badania przeprowadzone przez Amerykański Departament Energii wykazały, że połączenie IGCC i przechwytywania dwutlenku węgla może być tańsze w eksploatacji niż kombinacja opalania pyłem węglowym i późniejszego wychwytywania CO<sub>2</sub> ze spalin, z czego wypływa wniosek, że technologia ta ma duże szanse rozwoju jako jedna z czystych technologii węglowych.

Wychwytywanie CO<sub>2</sub> dla technologii IGCC wymaga dodatkowego wyposażenia, którego koszt szacunkowo wynosi 40% początkowych nakładów inwestycyjnych dla elektrowni w nowej lokalizacji.

Nakłady inwestycyjne w rozpatrywanym przypadku przyjęto na poziomie 3 250 tys. €/MW w roku 2020, 3 050 tys. €/MW w roku 2030 i 2 750 tys. €/MW w roku 2050. Koszty stałe dla poszczególnych lat przyjęto na następujących poziomach: 82 tys. €/MW (2020), 75 tys. €/MW (2030), 70 tys. €/MW (2050).



**Rys. 4.24. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni IGCC na węgiel kamienny wyposażonymi w instalacje CCS (IGCC\_C+CCS) - 2020 r. [tys. €2015'/MW]**



**Rys. 4.25. Porównanie nakładów inwestycyjnych OVN elektrowni IGCC na węgiel kamienny wyposażonymi w instalacje CCS (IGCC\_C+CCS) - 2030 r. [tys. €2015'/MW]**

*Źródła:*

- [IEA\_WEO\_Model] - International Energy Agency - "WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions". Paris, 2014.
- [DECC] - Department of Energy & Climate Change-"Electricity Generation Costs". London, 2013.
- [Frontier Economics 2015] - Frontier Economics - "Scenarios for the Dutch electricity supply system". London, 2015.
- [Portland GE] - Portland General Electric - "Integrated Resorce Plan - Appendix A". Portland, 2014.
- [ETRI\_2014] - European Commision JRC Institute for Energy and Transport - "Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050". Brussels, 2014.
- [NREL\_2016] - National Renewable Energy Laboratory - "2016 ATB Cost and Performance Summary". Golden, 2016.
- [IEA/NEA\_2015] - International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Deployment - "Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition". Paris, 2015.

### 4.3. Parametry techniczno-ekonomiczne rozpatrywanych źródeł

#### 4.3.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne stanowią podstawę naliczania kosztów kapitałowych wytwarzania energii. Z tego względu ich poziom w dużej części determinuje koszty produkcji energii, zwłaszcza w przypadku technologii kapitałochłonnych. W przyjętej w niniejszej analizie metodologii określa się całkowite nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy stanowiące sumę nakładów bieżących lub kontraktowych (OVN – overnight) i kosztów



kapitału w trakcie budowy (IDC – interest during construction). Nakłady inwestycyjne zostały określone na podstawie najbardziej aktualnych danych prezentowanych w szeregu różnych źródeł literaturowych, natomiast IDC wyznaczono stosownie do przyjętego w analizie średnioważonego kosztu kapitału WACC, czasu budowy i rozkładu należności w trakcie budowy:

$$IDC = \sum CX_t [(1 + r)^{-t} - 1], \quad t = -LT$$

gdzie,

LT jest czas realizacji/trwania budowy projektu (Lead Time, w latach)

$CX_t$  są wydatki inwestycyjne w roku  $t$ ,

$r$  - koszt kapitału w czasie budowy.

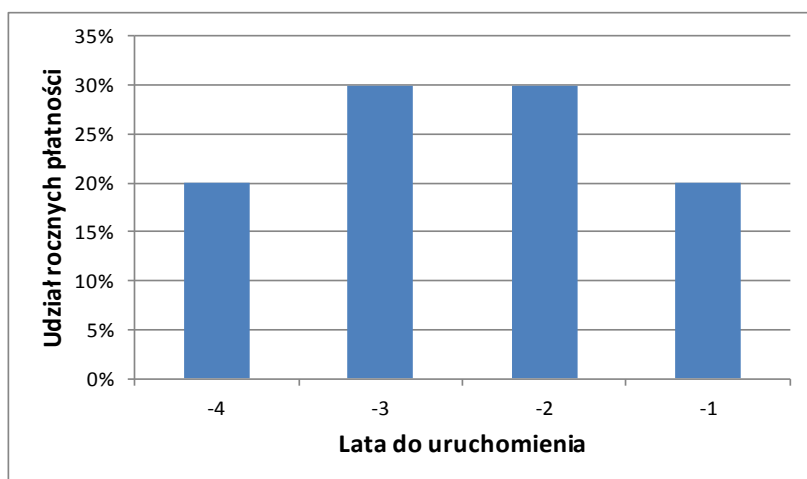
W niniejszej analizie operuje się nakładami inwestycyjnymi liczonymi na jednostkę mocy źródła typowych wielkości jednostek oferowanych obecnie lub przewidywanych w ofertach komercyjnych w przyszłości. Moc jednostki nie ma wpływu na wyniki analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii. Ma natomiast istotny wpływ na wielkość jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz na kształt optymalnej struktury źródeł wytwórczych w systemie, co nie jest przedmiotem niniejszej analizy.

W dostępnych publikacjach wysokość bieżących nakładów inwestycyjnych na budowę rozpatrywanych źródeł (OVN) charakteryzuje się dużym rozrzutem wynikającym z rozmaitych warunków realizacji inwestycji. Dla potrzeb niniejszej analizy oszacowano referencyjne wielkości tych nakładów dla obiektów, które przewiduje się do uruchomienia w latach 2020, 2030 i 2050 (tab. 4.1). Nakłady te obejmują również nakłady własne przedsiębiorstw energetycznych, których nie wyodrębniano uwzględniając cel niniejszej analizy.

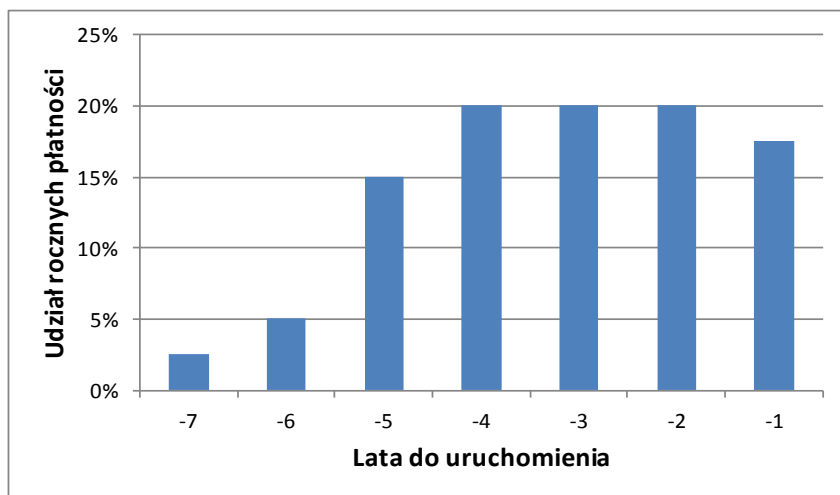
**Tab. 4.1. Wysokość referencyjnych jednostkowych nakładów inwestycyjnych OVN dla rozpatrywanych źródeł[tys. €'2015/MW]**

Rodzaj źródła	2020	2030	2050
PC	1600	1600	1600
PC+CCS	2900	2800	2700
PL	1800	1800	1800
PL+CCS	3200	3000	2850
Nuclear III+ GEN	4700	4500	4200
Nuclear IV GEN	x	x	4500
GT	410	410	410
GTCC	850	850	850
IGCC_C	2450	2300	2100
IGCC_C+CCS	3250	3050	2750
BM	2400	2100	2000
Wind on-shore	1400	1350	1300
Wind off-shore	2900	2700	2500
PV	1100	900	750

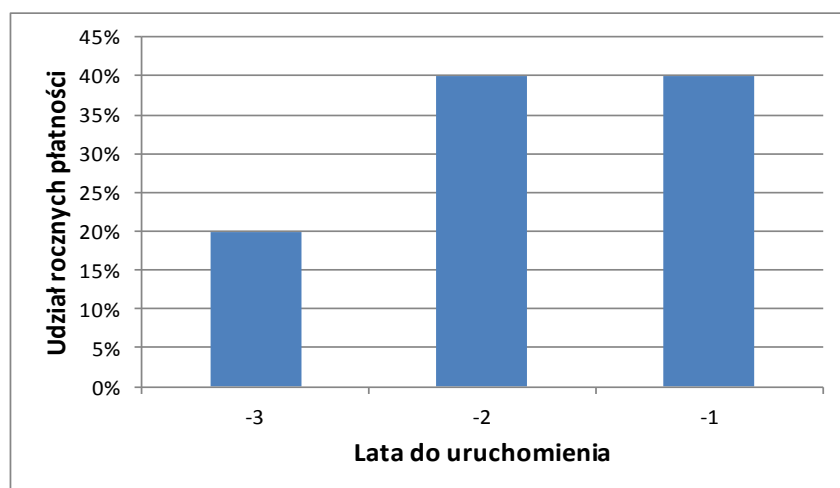
W celu określenia wartości IDC wykorzystano typowe cykle budowy i rozkłady należności w trakcie budowy rozpatrywanych jednostek wytwórczych (rys. 4.26-4.31). Wartości IDC dla trzech poziomów WACC (stopy dyskonta): 4, 7 i 10 % przedstawiono w tabeli 4.2.



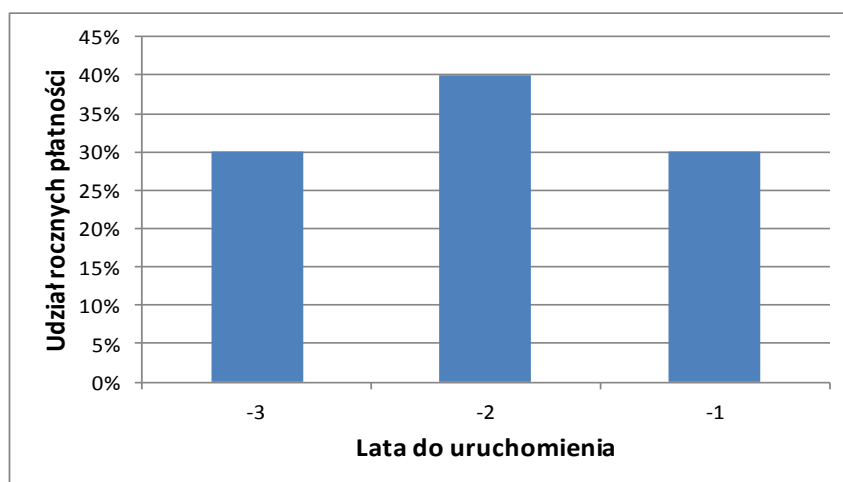
**Rys. 4.26. Cykl budowy i harmonogram należności finansowych w trakcie budowy elektrowni węglowych.**



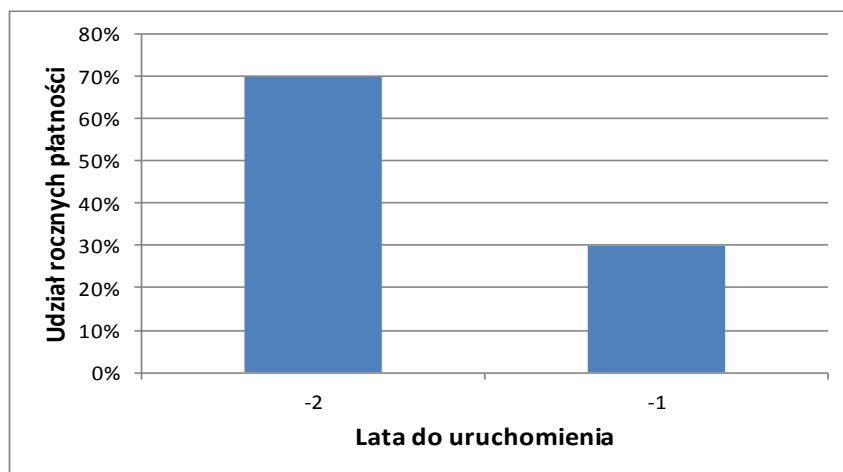
*Rys. 4.27. Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni jądrowych*



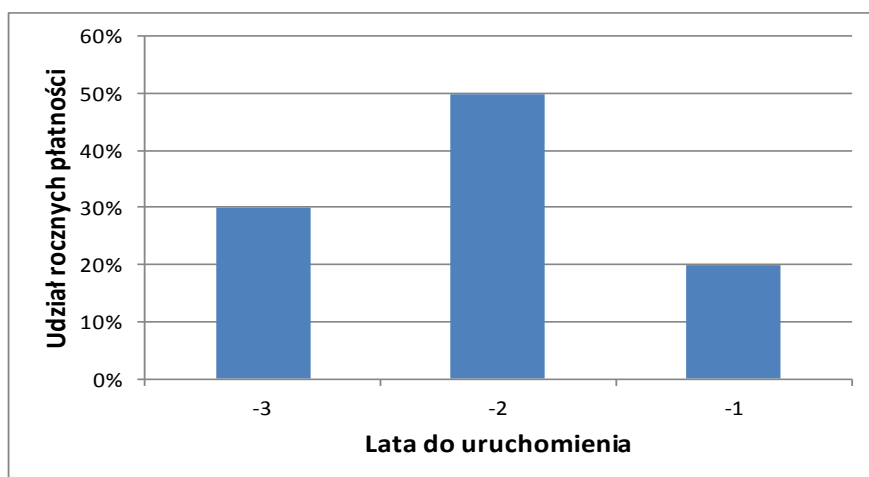
*Rys. 4.28. Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni parowo-gazowych*



*Rys. 4.29. Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni na biomasę*



***Rys. 4.30. Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni wiatrowych na lądzie***



***Rys. 4.31. Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni wiatrowych na morzu***

W przedstawionych harmonogramach pominięto dla uproszczenia wstępne fazy cyklu budowy, w których nie występują jeszcze należności finansowe.

**Tab. 4.2. Wartości IDC dla rozpatrywanych w analizie źródeł wytwarzania**

Rodzaj źródła	IDC [%] dla WACC (stopy dyskonta)		
	4%	7%	10%
PC	10,4	18,7	27,5
PC+CCS	10,4	18,7	27,5
PL	10,4	18,7	27,5
PL+CCS	10,4	18,7	27,5
Nuclear III+ GEN	13,6	24,9	37,2
Nuclear IV GEN	13,6	24,9	37,2
GT	4,0	7,0	10,0
GTCC	7,4	13,1	19,0
IGCC_C	10,4	18,7	27,5
IGCC_C+CCS	10,4	18,7	27,5
BM	8,2	14,6	21,3
Wind on-shore	6,9	12,2	17,7
Wind off-shore	8,6	15,4	22,4
PV	4,0	7,0	10,0

#### 4.3.2. Koszty inwestycyjne

Koszty inwestycyjne (amortyzacja i koszty kapitału) w analizie zaliczono w całości do kosztów stałych. Ich wysokość zależy, obok stopy dyskonta (średnioważonego kosztu kapitału), od przyjętego okresu ekonomicznej eksploatacji źródła. Okres ten przyjmuje się różny dla poszczególnych rodzajów źródeł. Do obliczeń zaimplementowano występujące typowo w źródłach literaturowych okresy, (dla elektrowni jądrowych w analizie przyjęto 60 letni czas życia).

Ponieważ nie ma wystarczających danych co do szacunku tego okresu dla elektrowni węglowych, które mają być wyposażone w instalacje CCS w analizie przyjęto, że okres ten będzie wynosić 35 lat jako warunek osiągnięcia komercyjnego stadium rozwoju. Zestawienie przyjętych wartości dla ekonomicznego okresu eksploatacji przedstawia tabela 4.3.

**Tab. 4.3. Wartości okresu ekonomicznej eksploatacji rozpatrywanych źródeł**

Rodzaj źródła	Okres ekonomicznej eksploatacji [lata]
PC	40
PC+CCS	40
PL	40
PL+CCS	40
Nuclear III+ GEN	60
Nuclear IV GEN	60
GT	30
GTCC	30
IGCC_C	35
IGCC_C+ CCS	35
BM	35
Wind on-shore	25
Wind off-shore	25
PV	25

#### **4.3.3. Koszty stałe eksploatacji i remontów**

W analizie przyjęto, że generalnie dla rozpatrywanych technologii do kosztów stałych eksploatacji i remontów O&M zalicza się: koszty pracy, usług zewnętrznych, ogólne (podatki, ubezpieczenia, utrzymanie zarządu i administracji, eksploatacja budynków administracyjnych itp.), utrzymania i remontów oraz odpisy na fundusz likwidacji obiektu. Koszty te w dużym stopniu zależą od rodzaju technologii ze względu na różnice w kosztach zatrudnienia personelu eksploatacyjnego zależne od liczby i kwalifikacji tego personelu oraz specyfiki układów technologicznych, które wymagają stałej obsługi i okresowych remontów.

Dane referencyjne w oparciu o źródła literaturowe w zakresie kosztów stałych O&M przedstawiono w tabeli 4.4. Dla uproszczenia w analizie nie zakładano eskalacji tych kosztów.

**Tab. 4.4. Referencyjne koszty stałe eksploatacji i remontów**  
[tys. €'2015/MW-rok]

Rodzaj źródła	2020	2030	2050
PC	40	40	40
PC+CCS	72	68	66
PL	48	48	48
PL+CCS	80	76	74
Nuclear III+ GEN	85	85	85
Nuclear IV GEN			85
GT	8	8	8
GTCC	22	22	22
IGCC_C	62	58	52
IGCC_C+CCS	82	75	70
BM	60	58	56
Wind on-shore	35	35	35
Wind off-shore	90	90	90
PV	20	20	20

#### 4.3.4. Koszty wycofania z eksploatacji (likwidacji obiektu)

Jak już zostało wspomniane, w kosztach stałych O&M został ujęty składnik dotyczący kosztów wycofania z eksploatacji źródła (ang. decomissioning costs). Zakłada się, że jest on uwzględniany w postaci rocznych odpisów na fundusz likwidacji określony wskaźnikowo jako nakłady na likwidację po zakończeniu eksploatacji obiektu. Koszt likwidacji elektrowni jądrowej jest znacznie wyższy niż ma to miejsce w przypadku elektrowni konwencjonalnych, jednak wysokość tych odpisów nawet dla kapitałochłonnych źródeł jądrowych nie stanowi istotnej pozycji ze względu na efekt dyskonta. Roczne odpisy na fundusz likwidacji oblicza się ze wzoru:

$$(O \& M)_{dec} = \frac{F_{dec} \times r}{(1 + r)^n - 1}$$

gdzie:

$F_{dec}$  – koszt likwidacji [tys.€/MW]

$r$  – stopa dyskonta.

Koszt likwidacji określono na poziomie:

15% początkowych nakładów inwestycyjnych - dla elektrowni jądrowych

5% początkowych nakładów inwestycyjnych - dla pozostałych elektrowni.

W tab. 4.5. przedstawiono wartości rocznych odpisów na fundusz likwidacji źródła dla trzech wartości stopy dyskonta. Dla referencyjnej stopy dyskonta 7 % roczne odpisy nie przekraczają wartości 1,0 w przypadku źródeł konwencjonalnych i 2,4 tys.€/MW-rok w przypadku źródeł jądrowych. Są to wartości mniejsze od ewentualnego błędu w określeniu wysokości kosztów stałych eksploatacji i remontów. Z tego względu dane dotyczące kosztów stałych eksploatacji i remontów zwykle zawierają koszty likwidacji jednak bez ich wyróżniania.

**Tab. 4.5. Wartości rocznych odpisów na fundusz likwidacji źródła po wycofaniu z eksploatacji**

Rodzaj źródła	Koszt likwidacji [tys. €/MW]	Roczna składka na fundusz likwidacji [tys. €/MW-rok]		
		r=0,04	r=0,07	r=0,1
PC	80	0,84	0,40	0,18
PC+CCS	140	1,47	0,70	0,32
PL	90	0,95	0,45	0,20
PL+CCS	150	1,58	0,75	0,34
Nuclear III+ GEN	675	2,84	0,83	0,22
Nuclear IV GEN	675	2,84	0,83	0,22
GT	21	0,37	0,22	0,13
GTCC	43	0,77	0,46	0,26
IGCC_C	115	1,21	0,58	0,26
IGCC_C+CCS	153	1,61	0,77	0,35
BM	105	1,43	0,76	0,39
Wind on-shore	68	1,63	1,08	0,69
Wind off-shore	135	3,31	2,18	1,40
PV	45	1,08	0,71	0,46

*r – stopa dyskonta*

#### 4.3.5. Koszty zmienne eksploatacji i remontów

Na koszty zmienne, zestawione w tabeli 4.6, składają się koszty osobowe ruchu, surowców i energii, potrzeb własnych, materiałów pomocniczych i koszty użytkowania środowiska.

Z przeprowadzonych na podstawie szeregu źródeł danych dotyczących wspomnianych kosztów analiz wynika, że koszty zmienne eksploatacji i remontów dla rozpatrywanych źródeł charakteryzują się mniejszym zróżnicowaniem niż koszty stałe. W strukturę tych kosztów włączone są koszty składowania i utylizacji odpadów (z pominięciem elektrowni jądrowych, w przypadku których koszty te zostały uwzględnione w kosztach paliwa).



Generalnie koszty paliw i emisji CO<sub>2</sub> są w analizie ujęte odrębnie, gdyż stanowią one istotny element kosztów wytwarzania energii w analizie porównawczej rozmaitych technologii. Nie zakładano eskalacji tych kosztów.

**Tab.4.6. Koszty zmienne eksploatacji i remontów wg danych literaturowych [€'2015/MWh]**

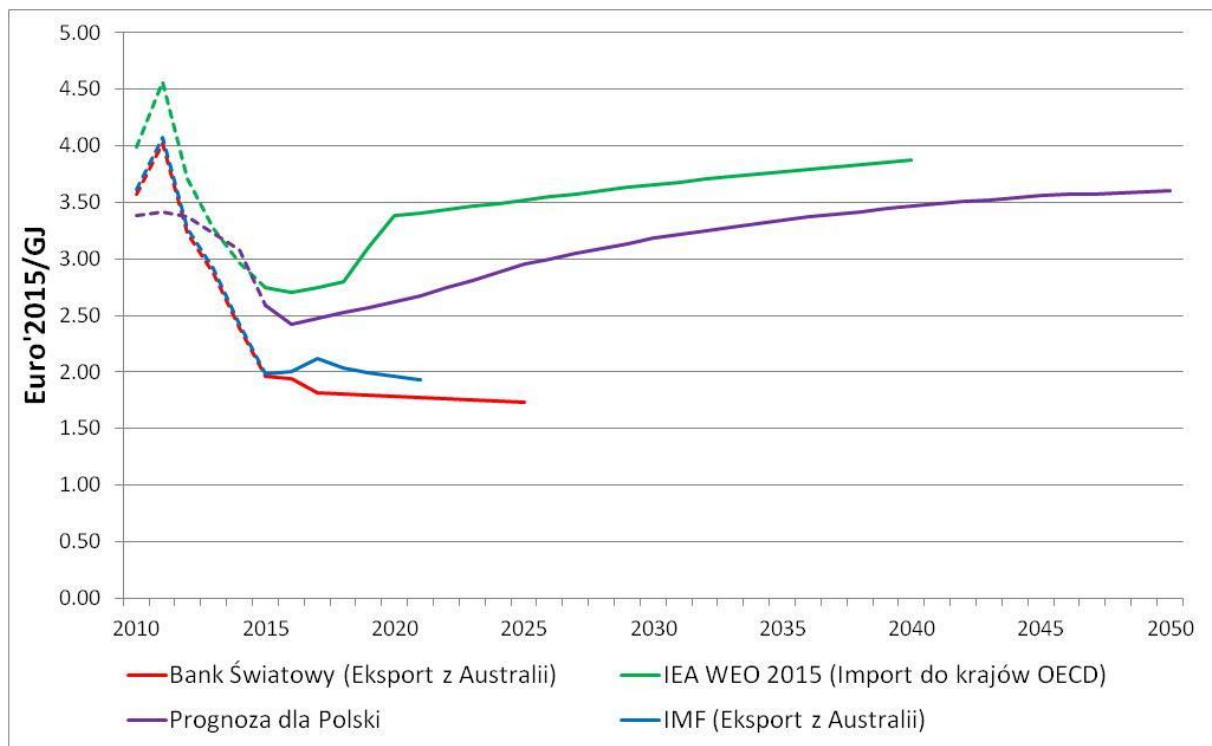
Rodzaj źródła	2020	2030	2050
PC	3,2	3,2	3,2
PC+CCS	5,4	5,4	5,4
PL	3,4	3,4	3,4
PL+CCS	5,6	5,6	5,6
Nuclear III+ GEN	0,8	0,8	0,8
Nuclear IV GEN	x	x	0,8
GT	1,4	1,4	1,4
GTCC	2,4	2,4	2,4
IGCC_C	5,0	5,0	5,0
IGCC_C+CCS	6,0	6,0	6,0
BM	4,0	4,0	4,0
Wind on-shore	0	0	0
Wind off-shore	0	0	0
PV	0	0	0

#### 4.3.6. Koszty paliwa

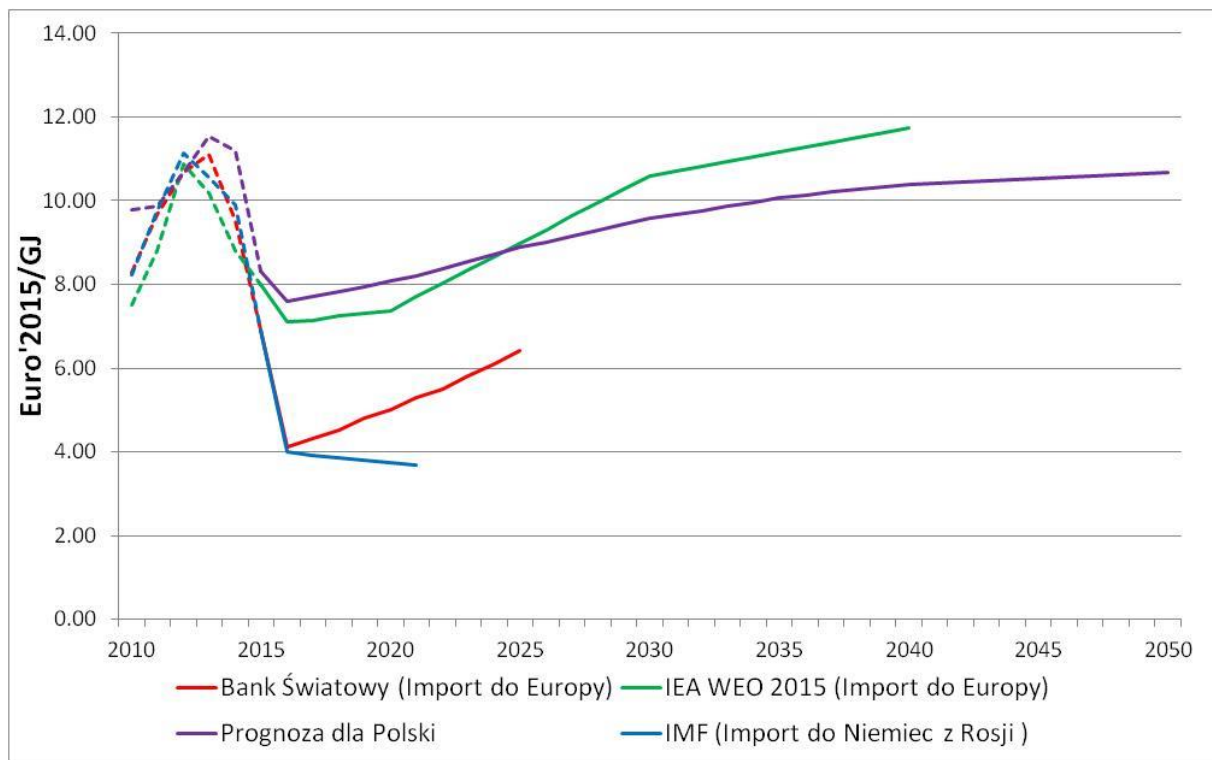
Ceny paliw, mające duży wpływ na koszty operacyjne elektrowni spalających paliwa węglowodorowe, odgrywają jedną z kluczowych ról w procesie wyboru technologii wytwarzania energii elektrycznej. Ponieważ prognozowanie cen paliw na rynku międzynarodowym związane jest z dużą niepewnością, w niniejszej analizie do określenia projekcji cen gazu ziemnego i węgla kamiennego na rynku krajowym wykorzystano dane historyczne z bazy danych ARE oraz najnowsze dostępne długoterminowe prognozy cen paliw na rynku europejskim trzech renomowanych instytucji międzynarodowych :

- OECD/IEA, Word Energy Outlook 2015, Paris, November 2015 (IEA)
- World Bank , Commodity Markets Outlook, October, 2016 (WB)
- IMF, Primary Commodity Prices Forecast, August 2016 (IMF)

Przyjęte w analizie ceny węgla kamiennego i gazu ziemnego na rynku krajowym pokazano na tle projekcji WB, IMF ora IEA na Rys. 4.32. i 4.33..



**Rys. 4.32. Projekcje cen węgla kamiennego na tle projekcji WB, IMF oraz IEA**



**Rys. 4.33. Projekcje cen gazu ziemnego na tle projekcji WB, IMF oraz IEA**

Dla węgla brunatnego z nowych odkrywek przyjęto średnią cenę przez cały okres eksploatacji w wysokości 2.5 Euro'2015/GJ. Znacznie wyższe ceny węgla brunatnego z nowych odkrywek niż z istniejących, wynikają z konieczności poniesienia znacznych nakładów na zagospodarowanie nowych złóż.

Jedną z głównych zalet energetyki jądrowej jest stosunkowo niski koszt paliwa w porównaniu z węglem czy gazem. Wkład kosztu paliwa jądrowego do całkowitego kosztu produkcji energii elektrycznej elektrowni jądrowej jest stosunkowo niewielki, więc nawet duże eskalacje cen paliw będą miały stosunkowo niewielki wpływ na koszt wytwarzania. Ceny paliwa jądrowego zaczerpnięte z kilku dostępnych źródeł<sup>30,31,32,33</sup> mieszczą się w przedziale 0.5 - 0.9 \$/GJ. W niniejszej analizie założono cenę paliwa jądrowego w wysokości 0.9 €'2015/GJ w 2020 r. oraz niewielki jego średnioroczny wzrost w latach 2020-2050.

Ceny biomasy określono dla warunków polskich na podstawie obecnych poziomów tychże cen (baza danych ARE S.A.) oraz oceny eksperckiej.

Przyjęte w niniejszej analizie projekcje cen paliw przedstawiono na rys. 4.34. Nie zakłada się dalszej eskalacji cen paliw po 2050 r. Uśrednione przez okres życia<sup>34</sup> ceny paliw dla technologii uruchamianych w 2020 r., 2030 r. oraz 2050 r. zawarto w Tab. 4.7.

**Tab. 4.7. Uśrednione ceny paliw wg rodzaju paliw oraz roku uruchomienia instalacji [€'2015/GJ]**

Rok	Stopa	Węgiel	Węgiel	Gaz	Biomasa	Paliwo
2020	4%	2.50	3.21	9.50	6.91	1.04
	6%	2.50	3.15	9.37	6.84	1.02
	7%	2.50	3.12	9.31	6.81	1.01
	8%	2.50	3.10	9.25	6.78	1.00
	10%	2.50	3.05	9.15	6.72	0.98
2030	4%	2.50	3.47	10.28	7.35	1.10
	6%	2.50	3.44	10.23	7.32	1.09
	7%	2.50	3.43	10.21	7.30	1.08
	8%	2.50	3.42	10.18	7.29	1.08
	10%	2.50	3.39	10.14	7.26	1.07
2050*	-	2.5	3.6	10.7	7.6	1.2

\* Ponieważ nie zakłada się dalszej eskalacji cen paliw po 2050r., uśredniona cena nie zależy od stopy dyskonta.

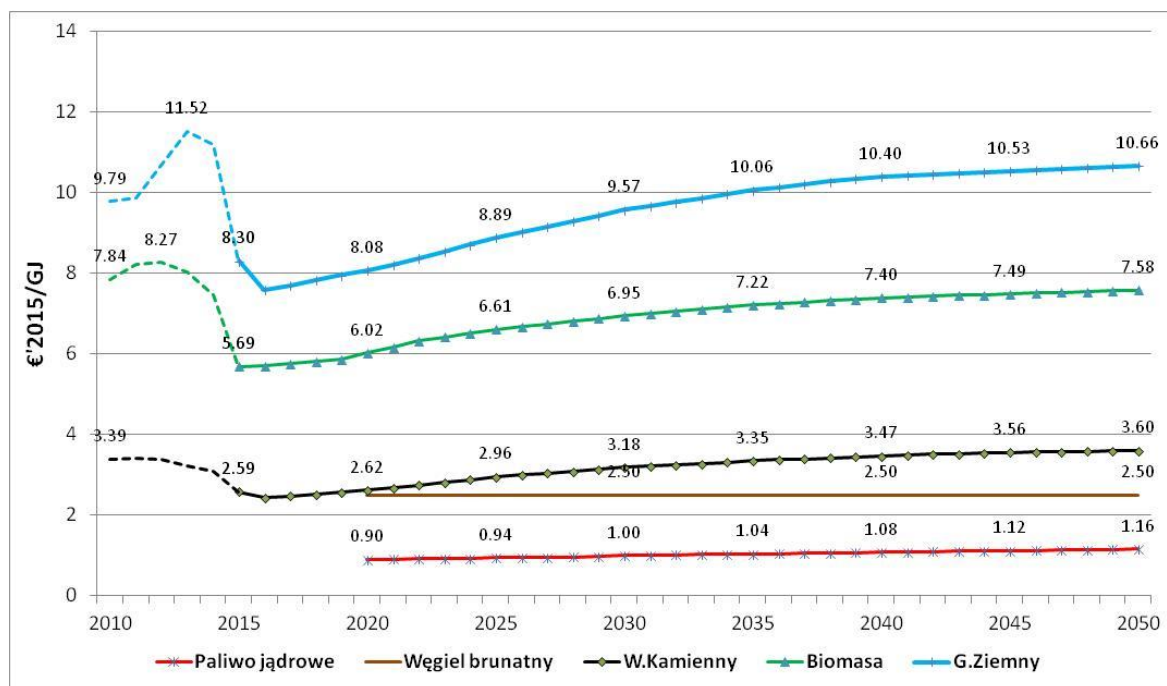
<sup>30</sup> Cost estimates for nuclear power in the UK, Imperial College Centre for Energy Policy and Technology-ICEPT, August 2012

<sup>31</sup> European Climate Foundation, Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low carbon Europe, Volume I: technical and economic assessment, April 2010.

<sup>32</sup> World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, July 2016.

<sup>33</sup> William D. D'haeseleer, Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, Study for the European Commission, DG Energy, November 2013.

<sup>34</sup> 40 lat dla technologii węglowych, 30 dla technologii gazowych i biomasy oraz 60 lat dla instalacji jądrowych



Rys. 4.34. Zakładane w analizie projekcje cen paliw

Ze zużyciem paliwa bezpośrednio związana jest sprawność wytwarzania. Wyższe wartości tego wskaźnika oznaczają niższe zużycie paliwa oraz niższe emisje zanieczyszczeń (o ile występują w danej technologii), a co za tym idzie wpływają znacząco na koszty wytwarzania. Poniżej zestawiono przyjęte w analizie porównawczej sprawności dla rozpatrywanych technologii. Dla większości z nich założono poprawę tego parametru w czasie, związaną z postępem technicznym mającym miejsce szczególnie w inżynierii materiałowej.

Tab.4.8. Przyjęte w analizie sprawności wytwarzania energii w rozpatrywanych źródłach [%]

Rodzaj źródła	2020	2030	2050
PC	46	48	50
PC+CCS	34	38	40
PL	44	46	48
PL+CCS	32	34	36
Nuclear III+ GEN	36	36	36
Nuclear IV GEN	x	x	42
GT	40	42	44
GTCC	58	60	62
IGCC_C	46	48	50
IGCC_C+CCS	38	42	44
BM	35	36	38
Wind on-shore	nd	nd	nd
Wind off-shore	nd	nd	nd
PV	nd	nd	nd

#### 4.3.7. Koszty emisji, transportu i składowania CO<sub>2</sub>

Koszty emisji CO<sub>2</sub> danej technologii wytwarzania zależą od emisji jednostkowej, właściwej dla każdego rodzaju paliwa i technologii źródła, oraz od sytuacji rynkowej i giełdowych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (UE ETS). Wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> przedstawiono w tab. 4.9.

**Tab. 4.9. Wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> dla rozpatrywanych technologii**

Rodzaj źródła	Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> [kg/GJ]
PC	94
PC+CCS	12
PL	108
PL+CCS	13
Nuclear III+ GEN	0
Nuclear IV GEN	0
GT	55
GTCC	55
IGCC_C	95
IGCC_C + CCS	11
BM	0
Wind on-shore	0
Wind off-shore	0
PV	0

Projekcje cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA) wyznaczono w sposób ekspercki, na podstawie długoterminowej prognozy Międzynarodowej Agencji Energii<sup>35</sup> oraz najnowszych krótko- i długoterminowych prognoz prezentowanych przez ośrodki takie jak: Thomson Reuters<sup>36</sup>, KfW Bankengruppe<sup>37</sup> oraz Carbon Pulse<sup>38</sup>. Prognozy te zgodnie zakładają, że obecne niskie ceny uprawnień, spowodowane m.in. dekonjunkcją gospodarczą i w konsekwencji nadpodażą certyfikatów, nie odzwierciedlają przyszłych tendencji na rynku i do 2030 r. nastąpi istotny wzrost cen EUA. Powodem rewizji w górę przewidywań odnośnie przyszłych poziomów cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, są ustalenia szczytu unijnego z dnia 23-24 października 2014 r. w Brukseli, na którym nakreślono ambitną ścieżkę dekarbonizacji

<sup>35</sup> OECD/IEA, World Energy Outlook 2015 ( New Policies scenario), Paris, 2015.

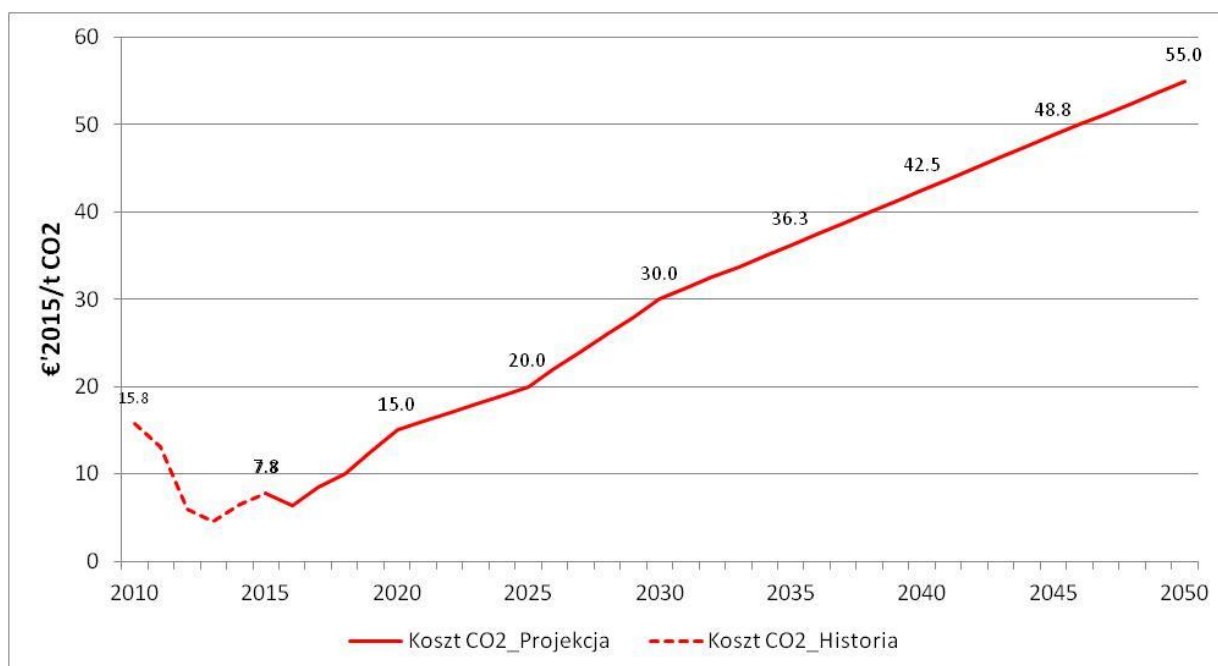
<sup>36</sup> Thomson Reuters, Carbon Market Analyst, 2030 EU Carbon Price Forecast, 2015.

<sup>37</sup> KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2015– Carbon Edition.

<sup>38</sup> Carbon Pulse, POLL: Analysts slash EUA forecasts on gloomy outlook following price rout, February 2016.

europiejskiej gospodarki, oznaczającą w perspektywie 2030 r. redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 40% na poziomie UE w odniesieniu do roku 1990. Zakłada się, że rosnący trend cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie utrzymany i po 2030 r. biorąc pod uwagę bardzo prawdopodobne dalsze zaostrzenie celów redukcji emisji w perspektywie 2050 r. Opracowane i przyjęte w niniejszej analizie projekcje cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przedstawiono na Rys. 4.35.

Ze względu na znaczną niepewność co do przyszłych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w analizie wrażliwości rozpatrzono warianty znacznego odchylenia wartości tych uprawnień zarówno w dół jak i w górę od przedstawionego scenariusza referencyjnego.



**Rys. 4.35. Prognozowany koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>**

Koszty transportu i składowania w Polsce wychwyconego CO<sub>2</sub> oszacowano na podstawie opracowań ZEP<sup>39</sup> "The Costs of CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage" z 2011r., źródłem którego były dane dla istniejących projektów pilotażowych oraz planowanych projektów demonstracyjnych, dostarczone przez organizacje członkowskie ZEP. Wg ZEP typowe koszty przesyłu krótkim gazociągiem lądowym (180 km) małych ilości CO<sub>2</sub> (2,5 Mt/rok) wyniosą nieco ponad 5 €/tonę. Przy dużych ilościach (20 Mt/rok) koszt maleje do ~1,5 €/2009/tonę CO<sub>2</sub> (~3,5 €/2009/tonę CO<sub>2</sub> przy odległościach 500 km).

Zakres kosztu składowania CO<sub>2</sub> jest duży - od 1 do 20 €/2009/ tonę CO<sub>2</sub>, i zależy od lokalizacji (na lądzie lub pod morzem) i rodzaju magazynu (wyeksploatowane złoża ropy i gazu, głębokie solankowe poziomy wodonośne) oraz jego pojemności. Przy założeniu,

<sup>39</sup> European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium.  
Strona internetowa: [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)

że tańsze dostępne składowiska na lądzie zostaną wykorzystane jako pierwsze, zakres kosztów składowania mieści się w przedziale 1-7 €/2009/tonę.

W obecnej analizie sumaryczne koszty przesyłu i magazynowania CO<sub>2</sub> przyjęto w wysokości 10 €/2015/tCO<sub>2</sub>. Stawka ta utrzymywana jest przez cały okres analizy, biorąc pod uwagę, że większość technologii dla transportu i wiercenia jest już technologiami dojrzałymi.

## **5. Wyniki analizy konkurencyjności źródeł energii w systemie elektroenergetycznym – WACC 7%**

### **5.1. Krzywe konkurencyjności źródeł systemowych - WACC 7%**

Krzywe konkurencyjności źródeł systemowych (screening curves) są pomocnym narzędziem, szeroko wykorzystywanym na świecie przy formułowaniu polityki energetycznej oraz w procesach wyboru kierunków inwestowania. Należy jednak pamiętać, że metodyka ich tworzenia bazuje na szeregu założeń upraszczających, które mają na celu umożliwienie dokonania porównań. Nie są zatem tutaj uwzględniane bardzo istotne z punktu widzenia inwestora czynniki takie jak np. koszty związane z lokalizacją danego obiektu i jego podłączeniem w określonym miejscu do sieci elektrycznej oraz specyfika funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Ponadto, przewidywane uśrednione koszty wytwarzania energii (LCOE) niekoniecznie stanowią wiarygodny wskaźnik względnej wartości rynkowej poszczególnych technologii wytwarzania z powodu różnic w roli jaką technologie te pełnią na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz wpływu, jaki mogą mieć na niezawodność systemu elektroenergetycznego.

Krzywe konkurencyjności, wyznaczone w wyniku przeprowadzonych obliczeń, obrazują zależność rocznych kosztów wytwarzania odniesionych do jednostki mocy źródła, oraz jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej odniesionych do jednostki wytworzonej energii, w funkcji wskaźnika obciążenia źródła. Wskaźnik obciążenia poszczególnych źródeł, który odzwierciedla liczbę godzin wykorzystania mocy zainstalowanej w roku kalendarzowym, w krzywych konkurencyjności wynika z roli jaką spełnia dane źródło w systemie elektroenergetycznym (praca w paśmie bazowym, szczytowym lub podszczytowym). Z podstawowych krzywych konkurencyjności wyłączono elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, ponieważ nie jest możliwe dokonanie porównania tych jednostek z jednostkami konwencjonalnymi w całym zakresie obciążenia (ze względu na ograniczenia wynikające z charakteru pracy tych źródeł). Ich konkurencyjność rozpatrzono

w odrębnej analizie kosztów wytwarzania dla typowego współczynnika obciążenia w systemie dla danej technologii. Dla potrzeb analizy porównawczej sporządzono krzywe konkurencyjności źródeł, które byłyby uruchamiane w latach 2020, 2030 i 2050. Obliczenia wykonano dla warunków referencyjnych, a więc dla realnej stopy dyskonta na poziomie 7% oraz kosztów paliwa i emisji CO<sub>2</sub> wg referencyjnych prognoz tych wartości podanych odpowiednio w tabelach 4.7 i 4.10. Do obliczeń wykorzystano dane dotyczące parametrów techniczno-ekonomicznych, określone na podstawie zebranych informacji, prezentowanych w opracowaniach najbardziej uznanych ośrodków badawczych i instytucji finansowych zajmujących się tą tematyką na świecie.

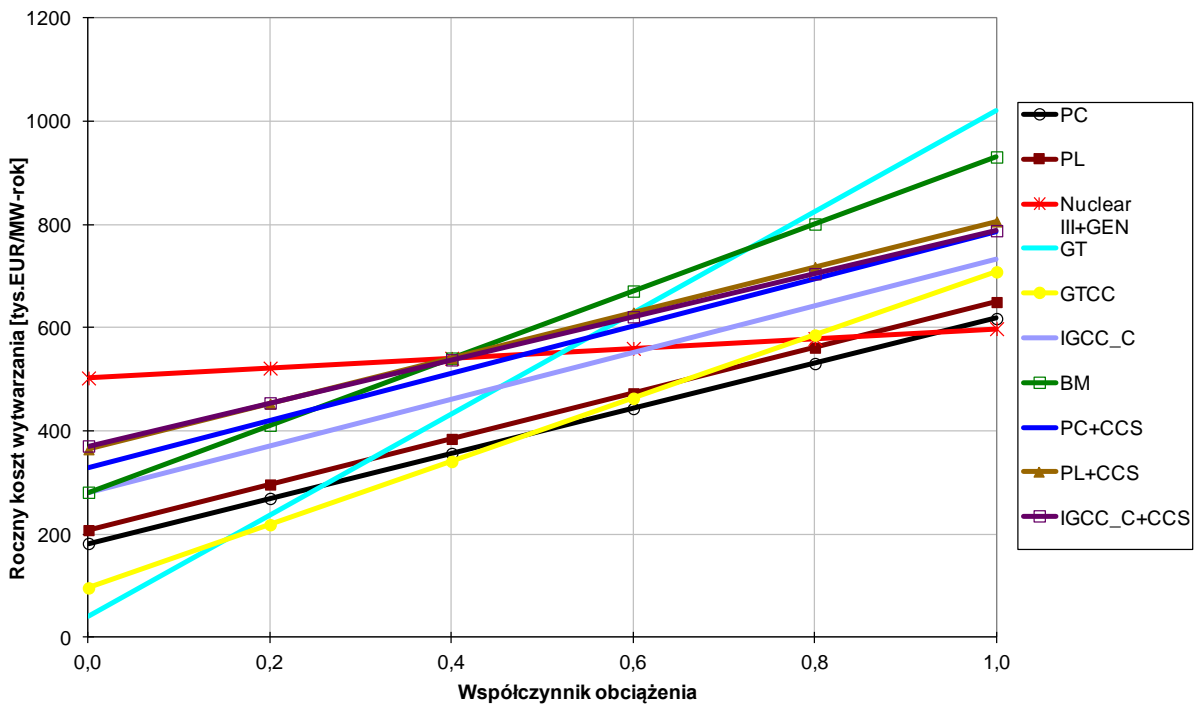
Uzyskane wyniki odnośnie jednostkowych kosztów wytwarzania są pochodną przyjętych założeń i powinny być rozpatrywane w ścisłym powiązaniu z nimi.

Wartości liczbowe zarówno rocznych, jak i jednostkowych kosztów wytwarzania dla rozpatrywanych technologii zamieszczono w załącznikach 1-3.

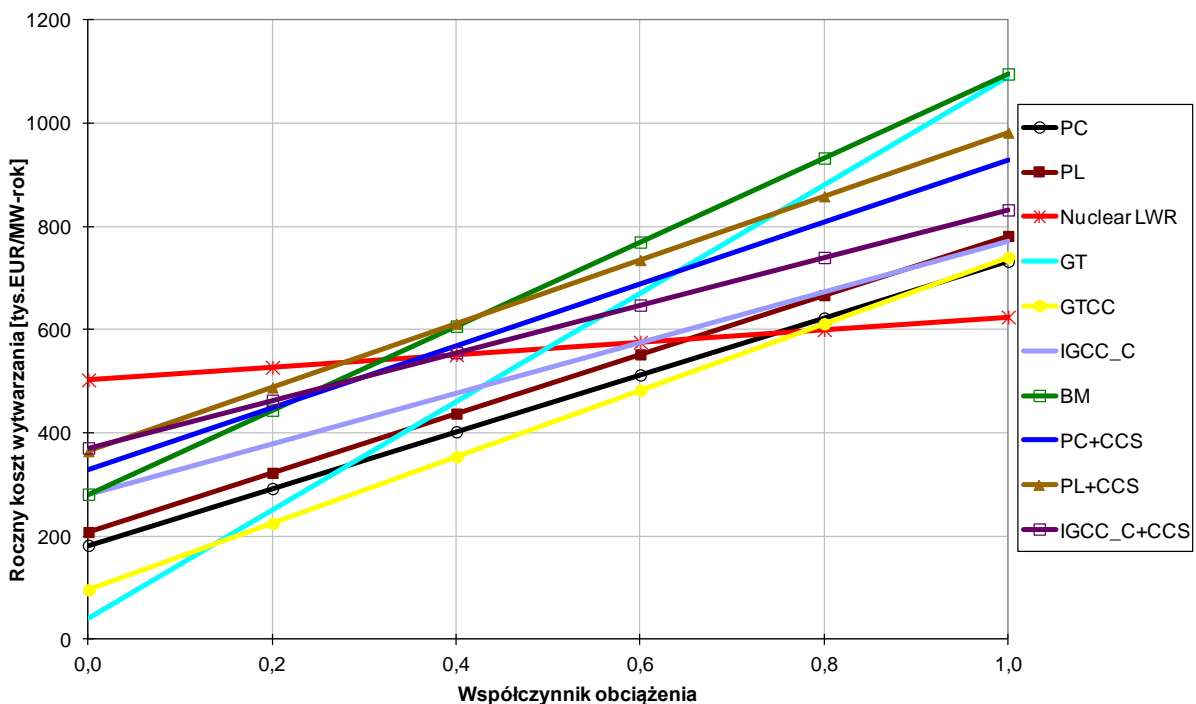
#### ***5.1.1. Konkurencyjność źródeł systemowych, które byłyby uruchamiane około 2020 r.***

Krzywe konkurencyjności źródeł systemowych, które byłyby uruchamiane około 2020 roku (rysunki 5.1 i 5.2) wykazują, że elektrownie jądrowe są konkurencyjne w systemie w warunkach pracy odpowiadających średniemu wskaźnikowi obciążenia powyżej 0,9 (tj. ok. 7900 godzin), przy średniej zdyskontowanej cenie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w całym okresie życia jednostki wynoszącej ok. 30 €/tonę. Uśrednione koszty wytwarzania w EJ z reaktorami PWR dla typowego dla tej technologii współczynnika obciążenia 0,9 (ok. 7900 h/a) wynoszą ok. 76 €/MWh.

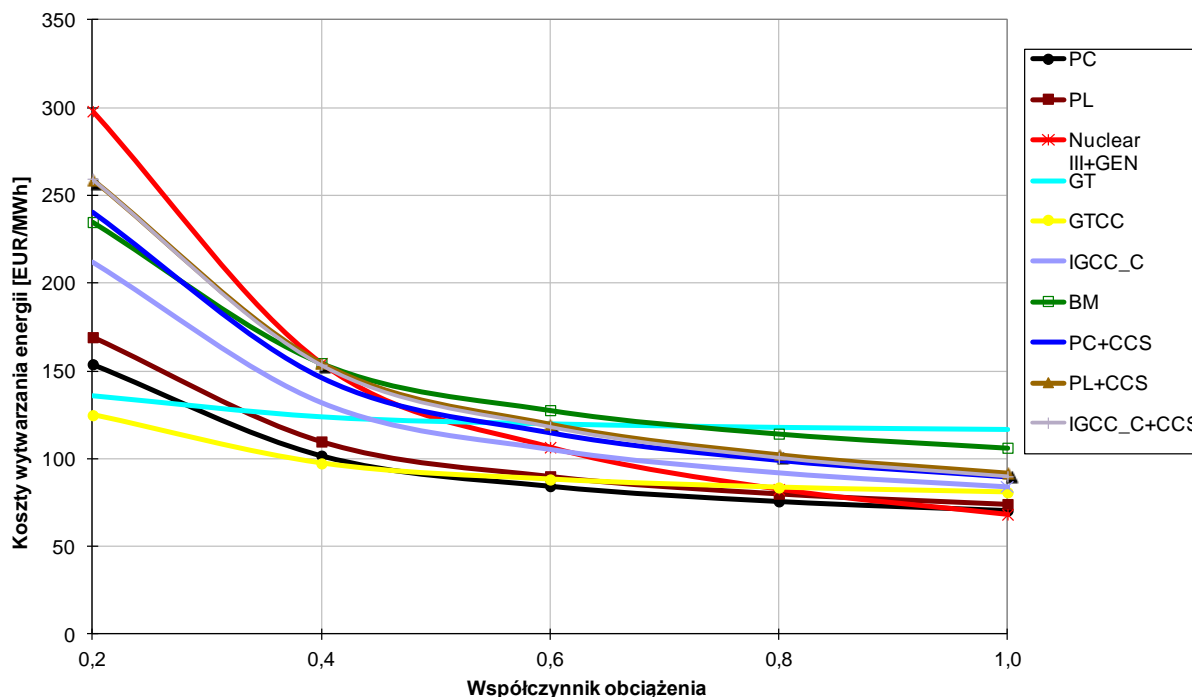




**Rys. 5.1. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€'2015/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.**



**Rys. 5.2. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€'2015/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych**



**Rys. 5.3. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€'2015/MWh] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.**

Następnymi w kolejności jednostkami są elektrownie na węgiel kamienny i brunatny bez instalacji CCS. Przy założonej cenie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i cenach paliw, konkurencyjność elektrowni na węgiel kamienny jest porównywalna z jednostkami na węgiel brunatny, przy czym rozwój elektrowni na węgiel brunatny w Polsce uzależniony jest od możliwości wydobycia tego paliwa z nowych odkrywek. Przy założonej cenie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> źródła węglowe wyposażone w CCS wykazują dużo wyższe koszty od jednostek bez CCS. Niekonkurencyjne są również bloki wykorzystujące zgazowanie węgla. Elektrownie gazowe w technologii GTCC są konkurencyjne do pokrycia obciążenia podszczytowego dla czasu pracy poniżej 4500 h/a, co jest zgodne z oczekiwaniami. Ze względu na wysokie koszty paliwa, i stosunkowo niskie sprawności, elektrownie na biomasę przy przyjętych założeniach nie są konkurencyjne i wykazują najwyższe koszty wytwarzania spośród analizowanych technologii.

Należy zwrócić uwagę na znacznie zwiększoną konkurencyjność EJ w przypadku uwzględnienia kosztów zewnętrznych. Stają się one konkurencyjne w odniesieniu do wszystkich porównywanych źródeł już od wskaźnika obciążenia 0,78 czyli przy czasie wykorzystania mocy zainstalowanej wynoszącym 6833 godz./rok.

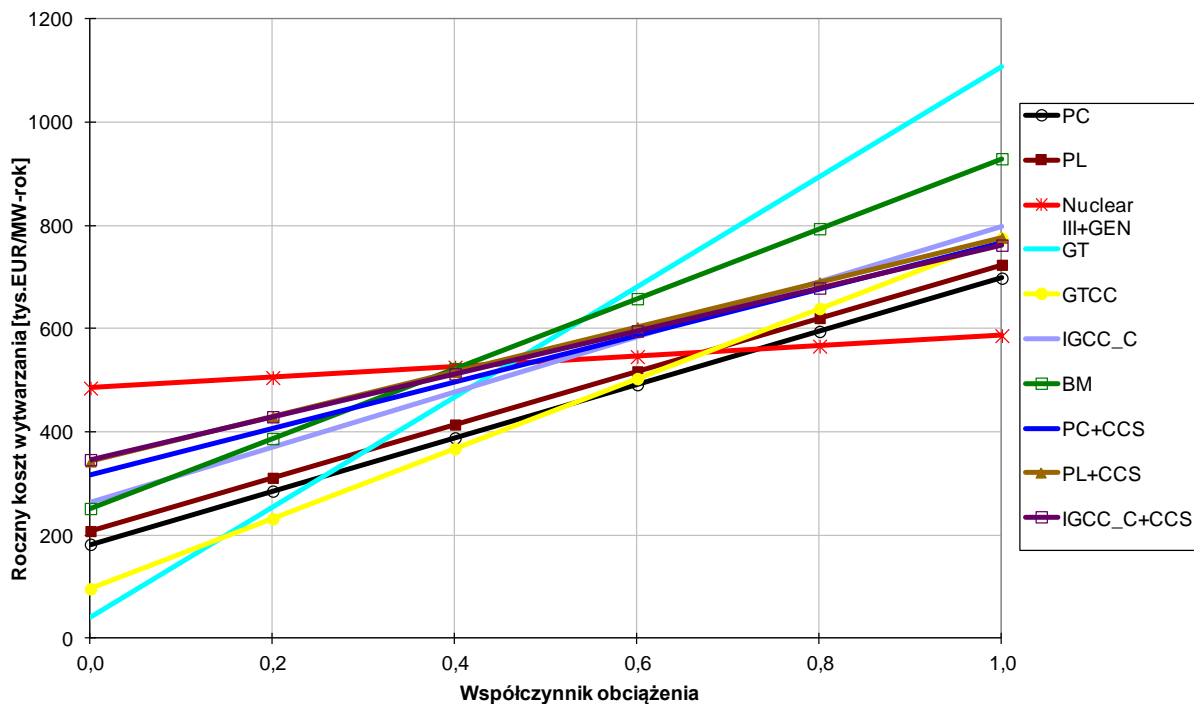
**Tab.5.1. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2020 r. w podziale na koszty stałe i zmienne [€'2015/MWh]**

		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
PC	stałe	x	104	52	35	26	21
	zmiennie	x	50	50	50	50	50
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>154</b>	<b>102</b>	<b>84</b>	<b>76</b>	<b>71</b>
PC+CCS	stałe	x	188	94	63	47	38
	zmiennie	x	51	51	51	51	51
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>239</b>	<b>145</b>	<b>114</b>	<b>98</b>	<b>89</b>
PL	stałe	x	119	59	40	30	24
	zmiennie	x	50	50	50	50	50
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>169</b>	<b>110</b>	<b>90</b>	<b>80</b>	<b>74</b>
PL+CCS	stałe	x	208	104	69	52	42
	zmiennie	x	49	49	49	49	49
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>257</b>	<b>153</b>	<b>118</b>	<b>101</b>	<b>91</b>
Nuclear III+	stałe	x	287	144	96	72	57
	zmiennie	x	11	11	11	11	11
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>298</b>	<b>154</b>	<b>107</b>	<b>83</b>	<b>68</b>
GT	stałe	x	24	12	8	6	5
	zmiennie	x	112	112	112	112	112
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>136</b>	<b>124</b>	<b>120</b>	<b>118</b>	<b>117</b>
GTCC	stałe	x	55	27	18	14	11
	zmiennie	x	70	70	70	70	70
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>125</b>	<b>97</b>	<b>88</b>	<b>84</b>	<b>81</b>
IGCC_C	stałe	x	160	80	53	40	32
	zmiennie	x	52	52	52	52	52
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>212</b>	<b>132</b>	<b>105</b>	<b>92</b>	<b>84</b>
IGCC_C+CCS	stałe	x	212	106	71	53	42
	zmiennie	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>259</b>	<b>153</b>	<b>117</b>	<b>100</b>	<b>89</b>
BM	stałe	x	161	80	54	40	32
	zmiennie	x	74	74	74	74	74
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>235</b>	<b>155</b>	<b>128</b>	<b>114</b>	<b>106</b>

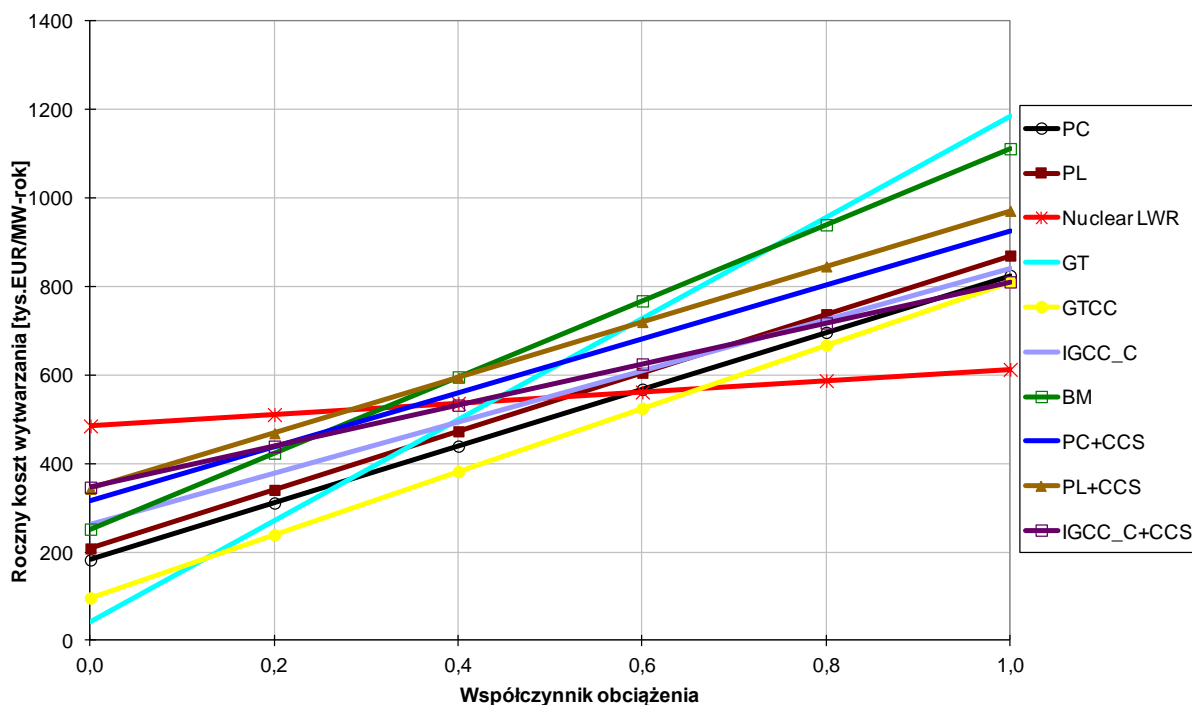
### 5.1.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r.

Krzywe konkurencyjności dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 roku wskazują na rosnącą, wraz z cenami paliw kopalnych i cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> konkurencyjność elektrowni jądrowych w odniesieniu do pozostałych jednostek rozpatrywanych w analizie. W badanym przypadku średnia zdyskontowana cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w cyklu życia jednostki wynosi ok. 42 EUR/t. W takich warunkach koszty

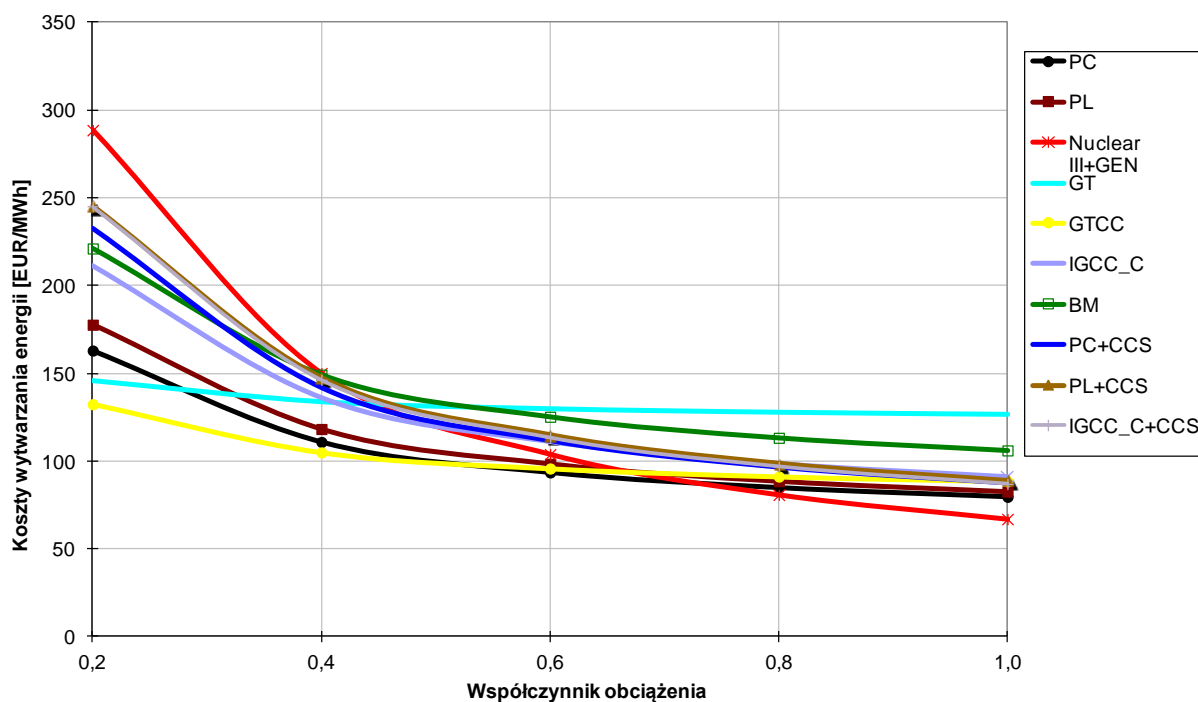
elektrowni jądrowej są znacząco niższe niż elektrowni węglowych i gazowych. Ponieważ w elektrowniach konwencjonalnych, w odróżnieniu od elektrowni jądrowych, koszty paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stanowią bardzo duży udział w kosztach wytwarzania energii elektrycznej, dalszy wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i paliw kopalnych będzie działał na korzyść źródeł jądrowych. Gdy w obliczeniach uwzględni się dodatkowo występowanie kosztów zewnętrznych wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych technologiach, wówczas elektrowni jądrowe stają się konkurencyjne przy wskaźniku wykorzystania mocy zainstalowanej w zakresie od 0,67.



**Rys. 5.4. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r.**



**Rys. 5.5. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych**



**Rys. 5.6. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r.**

Przy założonych dla rozpatrywanego okresu cenach paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, coraz bardziej konkurencyjne stają się również jednostki węglowe z instalacjami CCS (ze

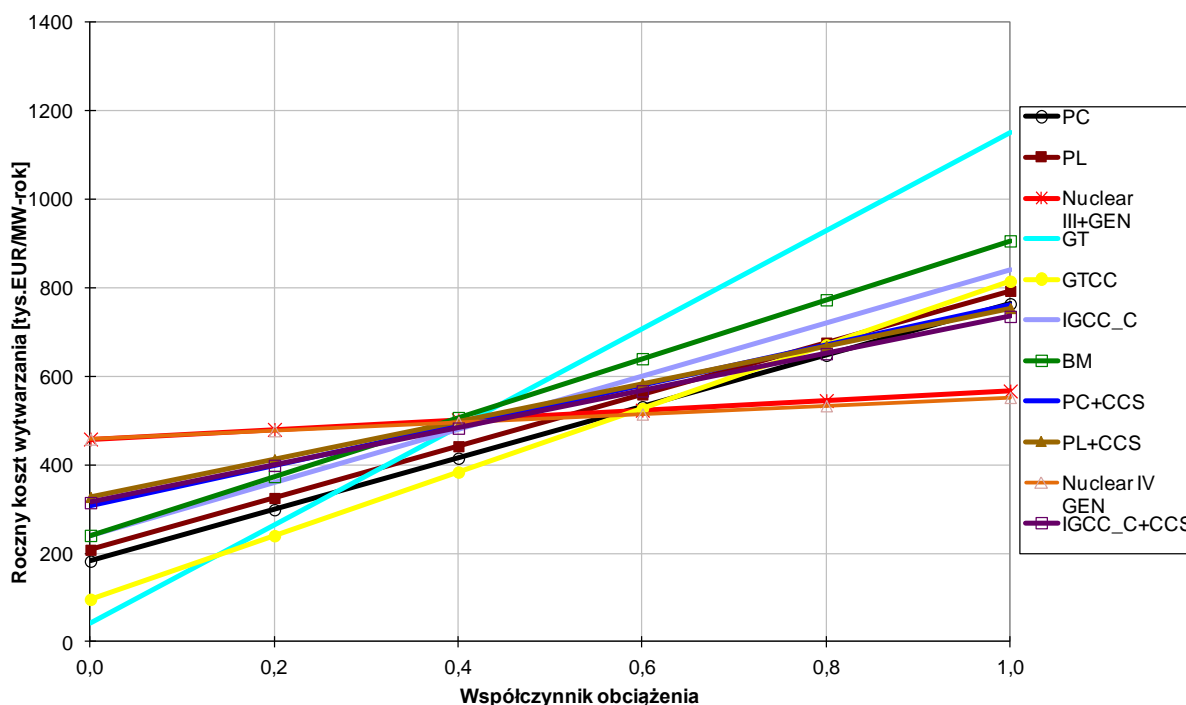
względu na wzrost sprawności oraz przewidywany spadek kosztów związanych z budową tego typu jednostek w przyszłości). Ich konkurencyjność staje się porównywalna do jednostek bez instalacji CCS i gazowych, przy czym wniosek ten uwarunkowany jest trafnością przyjętego do analizy poziomu kosztów technologii CCS, który stanowi poważny element niepewności, ze względu na brak doświadczeń w budowie i eksploatacji instalacji tego typu na skalę przemysłową.

**Tab.5.2. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2030 r. w podziale na koszty stałe i zmienne [€/MWh]**

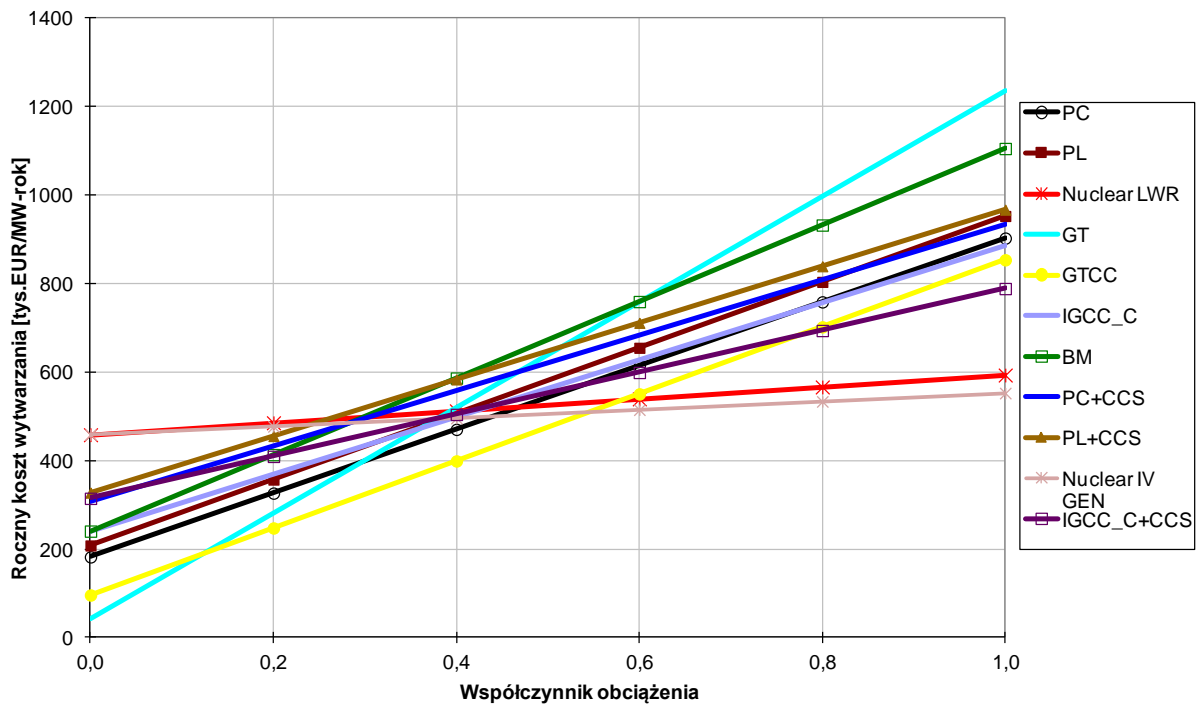
		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
PC	stałe	x	104	52	35	26	21
	zmienne	x	59	59	59	59	59
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>163</b>	<b>111</b>	<b>94</b>	<b>85</b>	<b>80</b>
PC+CCS	stałe	x	181	91	60	45	36
	zmienne	x	50	50	50	50	50
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>231</b>	<b>141</b>	<b>111</b>	<b>96</b>	<b>87</b>
PL	stałe	x	119	59	40	30	24
	zmienne	x	59	59	59	59	59
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>178</b>	<b>118</b>	<b>99</b>	<b>89</b>	<b>83</b>
PL+CCS	stałe	x	196	98	65	49	39
	zmienne	x	48	48	48	48	48
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>244</b>	<b>146</b>	<b>113</b>	<b>97</b>	<b>87</b>
Nuclear III+	stałe	x	277	139	92	69	55
	zmienne	x	12	12	12	12	12
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>289</b>	<b>150</b>	<b>104</b>	<b>81</b>	<b>67</b>
GT	stałe	x	24	12	8	6	5
	zmienne	x	122	122	122	122	122
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>146</b>	<b>134</b>	<b>130</b>	<b>128</b>	<b>127</b>
GTCC	stałe	x	55	27	18	14	11
	zmienne	x	78	78	78	78	78
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>132</b>	<b>105</b>	<b>96</b>	<b>91</b>	<b>89</b>
IGCC_C	stałe	x	150	75	50	38	30
	zmienne	x	61	61	61	61	61
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>211</b>	<b>136</b>	<b>111</b>	<b>99</b>	<b>91</b>
IGCC_C+CCS	stałe	x	198	99	66	49	40
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>244</b>	<b>145</b>	<b>112</b>	<b>96</b>	<b>86</b>
BM	stałe	x	144	72	48	36	29
	zmienne	x	77	77	77	77	77
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>221</b>	<b>149</b>	<b>125</b>	<b>113</b>	<b>106</b>

### 5.1.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.

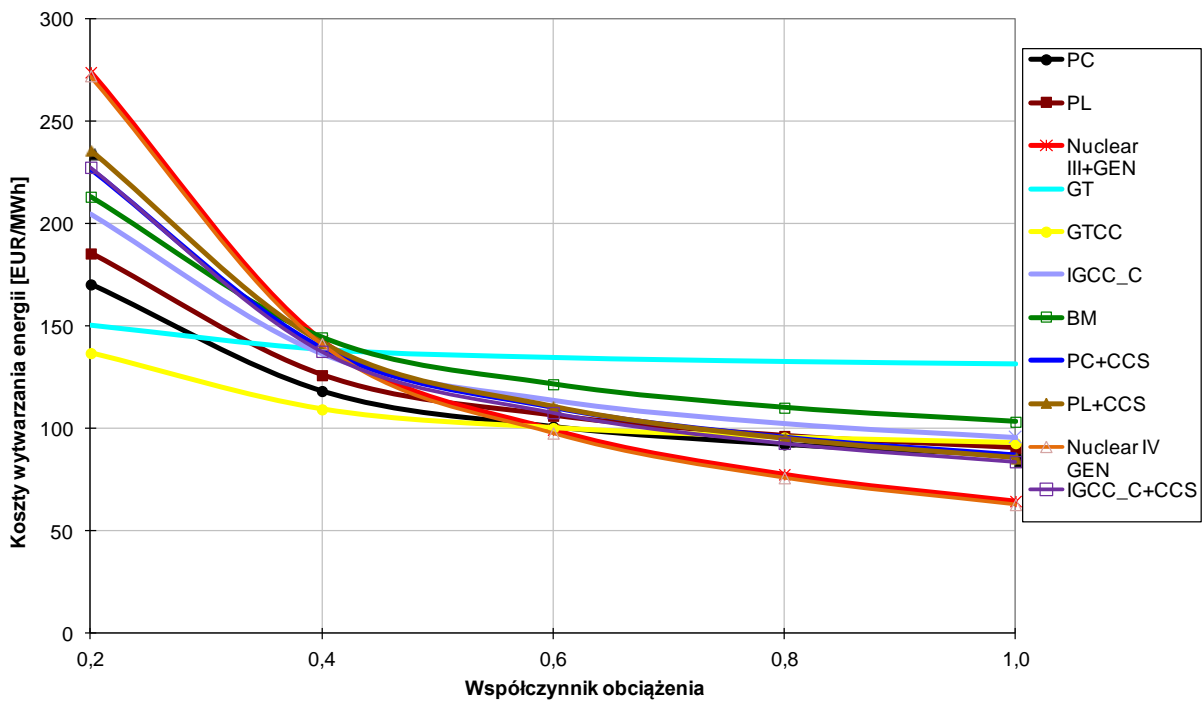
Z tak odległym horyzontem prognozy wiąże się znaczna niepewność co do przyjętych danych wejściowych (koszty technologii, ceny paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>), i w konsekwencji uzyskanych wyników. W omawianym okresie, analizie został poddany ten sam zestaw technologii co dla uprzednio rozpatrywanych lat, z włączeniem do krzywych konkurencyjności elektrowni jądrowych z reaktorami IV generacji. Ponieważ podstawowym wymaganiem stawianym tego typu konstrukcjom jest dalsze zwiększanie bezpieczeństwa, nie należy się spodziewać, aby możliwa była w tym przypadku redukcja jednostkowych nakładów inwestycyjnych w porównaniu do reaktorów III generacji, niemniej jednak okazują się od nich bardziej konkurencyjne. Z kolei znaczna poprawa bezpieczeństwa i zwiększenie efektywności gospodarki paliwem (lepsze wykorzystanie paliwa, mniejsza ilość odpadów, zabezpieczenie przez proliferacją) przyczynić się może do uzyskania większej akceptacji społecznej tej technologii. Krzywe konkurencyjności dla źródeł systemowych, które byłyby uruchamiane około 2050 r. przedstawiono na rysunkach 5.7 i 5.8 i wyniki obliczeń w tabeli 5.3. Wraz z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> konkurencyjność bezemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, w tym elektrowni jądrowych wzrasta i stają się one konkurencyjne w zakresie obciążeń powyżej 0,6.



Rys. 5.7. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.



**Rys. 5.8. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych**



**Rys. 5.9. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.**



**Tab. 5.3. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2050 r. w podziale na koszty stałe i zmienne [€/MWh]**

		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
PC	stałe	x	104	52	35	26	21
	zmienne	x	66	66	66	66	66
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>171</b>	<b>118</b>	<b>101</b>	<b>92</b>	<b>87</b>
PC+CCS	stałe	x	175	87	58	44	35
	zmienne	x	51	51	51	51	51
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>226</b>	<b>138</b>	<b>109</b>	<b>95</b>	<b>86</b>
PL	stałe	x	119	59	40	30	24
	zmienne	x	67	67	67	67	67
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>186</b>	<b>126</b>	<b>106</b>	<b>97</b>	<b>91</b>
PL+CCS	stałe	x	187	94	62	47	37
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>234</b>	<b>141</b>	<b>110</b>	<b>94</b>	<b>85</b>
Nuclear III+	stałe	x	262	131	87	65	52
	zmienne	x	12	12	12	12	12
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>274</b>	<b>143</b>	<b>100</b>	<b>78</b>	<b>65</b>
Nuclear IV	stałe	x	262	131	87	65	52
	zmienne	x	11	11	11	11	11
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>273</b>	<b>142</b>	<b>98</b>	<b>76</b>	<b>63</b>
GT	stałe	x	24	12	8	6	5
	zmienne	x	127	127	127	127	127
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>151</b>	<b>139</b>	<b>135</b>	<b>133</b>	<b>132</b>
GTCC	stałe	x	55	27	18	14	11
	zmienne	x	82	82	82	82	82
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>137</b>	<b>110</b>	<b>100</b>	<b>96</b>	<b>93</b>
IGCC_C	stałe	x	136	68	45	34	27
	zmienne	x	69	69	69	69	69
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>205</b>	<b>137</b>	<b>114</b>	<b>103</b>	<b>96</b>
IGCC_C+CCS	stałe	x	180	90	60	45	36
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>227</b>	<b>137</b>	<b>107</b>	<b>92</b>	<b>83</b>
BM	stałe	x	137	69	46	34	27
	zmienne	x	76	76	76	76	76
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>213</b>	<b>145</b>	<b>122</b>	<b>110</b>	<b>103</b>

## **5.2. Konkurencyjność źródeł dla typowych warunków pracy w systemie – WACC 7%**

W rzeczywistych warunkach pracy źródeł wytwarzania zachodzi znaczne zróżnicowanie stopnia wykorzystania mocy dla poszczególnych rodzajów technologii, wynikające z ich roli w systemie elektroenergetycznym. Ma to przełożenie na realny koszt wytwarzania, charakterystyczny dla danego rodzaju źródeł. Dlatego dokonano porównania kosztów wytwarzania uzyskanych dla warunków referencyjnych – w których wszystkie elektrownie ciepłne pracują z taki samym 80% wskaźnikiem wykorzystania mocy, a następnie dla typowych dla poszczególnych technologii wartości wskaźników wykorzystania mocy, tak aby umożliwić porównanie LCOE z uwzględnieniem technologii OZE. W zestawieniu tym, porównano koszty wytwarzania wyznaczone przy założeniu wskaźnika obciążenia dla elektrowni ciepłych na poziomie 80%, dla elektrowni wiatrowych na poziomie 25% (na lądzie) i 40% (na morzu) oraz 11% dla elektrowni fotowoltaicznych.

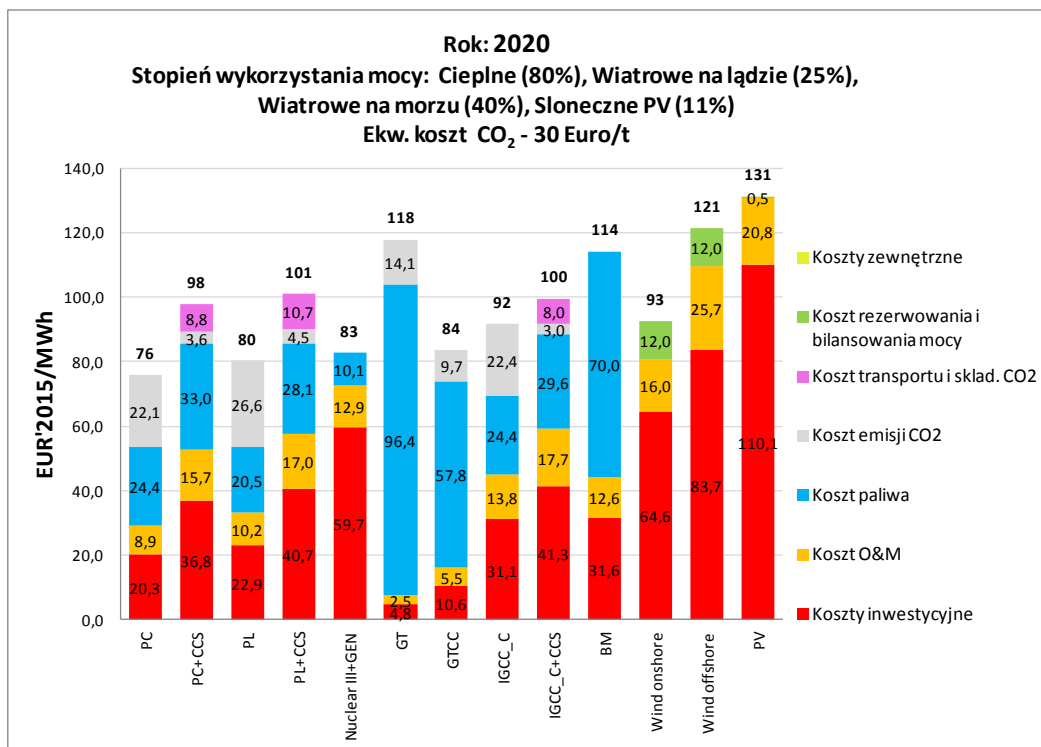
### **5.2.1. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. dla typowych warunków pracy w systemie**

Dla warunków referencyjnych koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2020 r., wskazują na pewną przewagę konkurencyjną elektrowni węglowych, jak widać na rys. 5.10., w znacznym stopniu uzależnioną od zakładanej wysokości cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Koszty wytwarzania w źródłach węglowych, nie wyposażonych w CCS, po uwzględnienia kosztów zewnętrznych są już wyższe niż dla elektrowni jądrowej, która staje się wtedy najtańszą technologią (rys 5.10.).

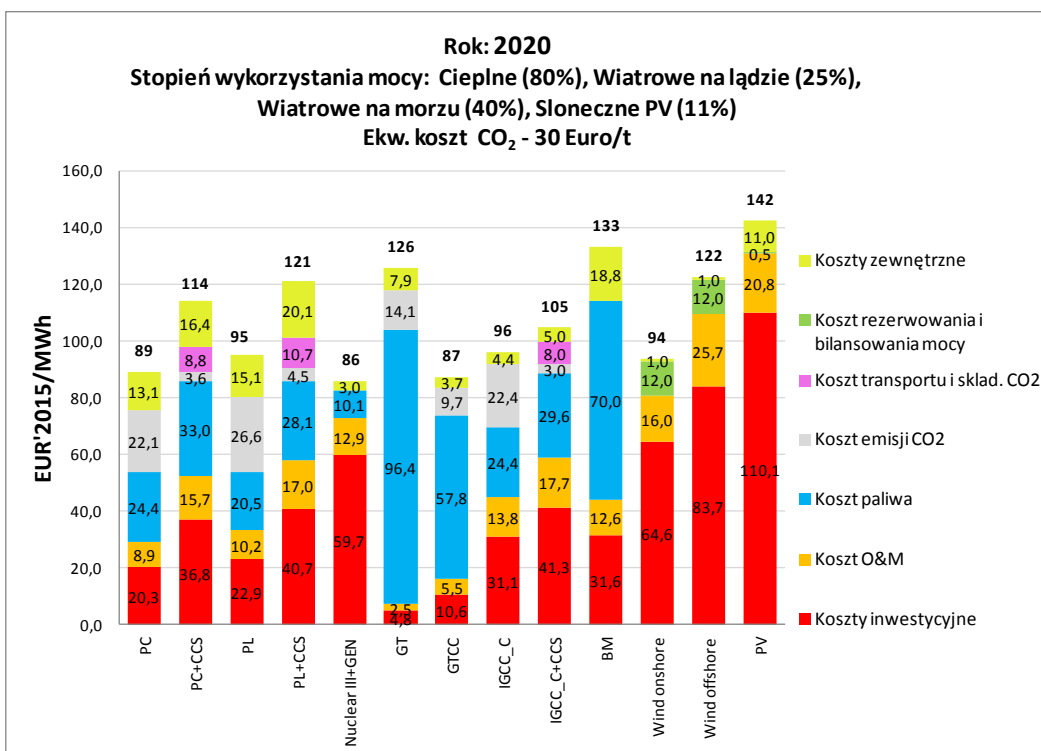
W zestawieniu uwzględniającym występowanie kosztów zewnętrznych wytwarzania energii elektrycznej, stosunkowo korzystnie prezentują się koszty wytwarzania w układach gazowo-parowych.

Również elektrownie wiatrowe na lądzie wypadają w tym zestawieniu w korzystniejszym świetle, z kolei elektrownie wiatrowe na morzu nadal odznaczają się wysokimi kosztami wytwarzania. Pomimo przyjęcia stosunkowo korzystnych założeń odnośnie parametrów tej technologii są w stanie konkurować tylko z turbiną gazową lub elektrowniami na węgiel brunatny z wychwytem CO<sub>2</sub>.

Ze względu na wysokie koszty inwestycyjne najdroższą technologią wytwarzania są ogniwa PV. Drugie i trzecie miejsce wśród najdroższych technologii zajmują, ze względu na wysokie koszty paliwa, turbina gazowa i elektrownia spalająca biomasę.



*Rys. 5.10. Średni jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2020 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.*



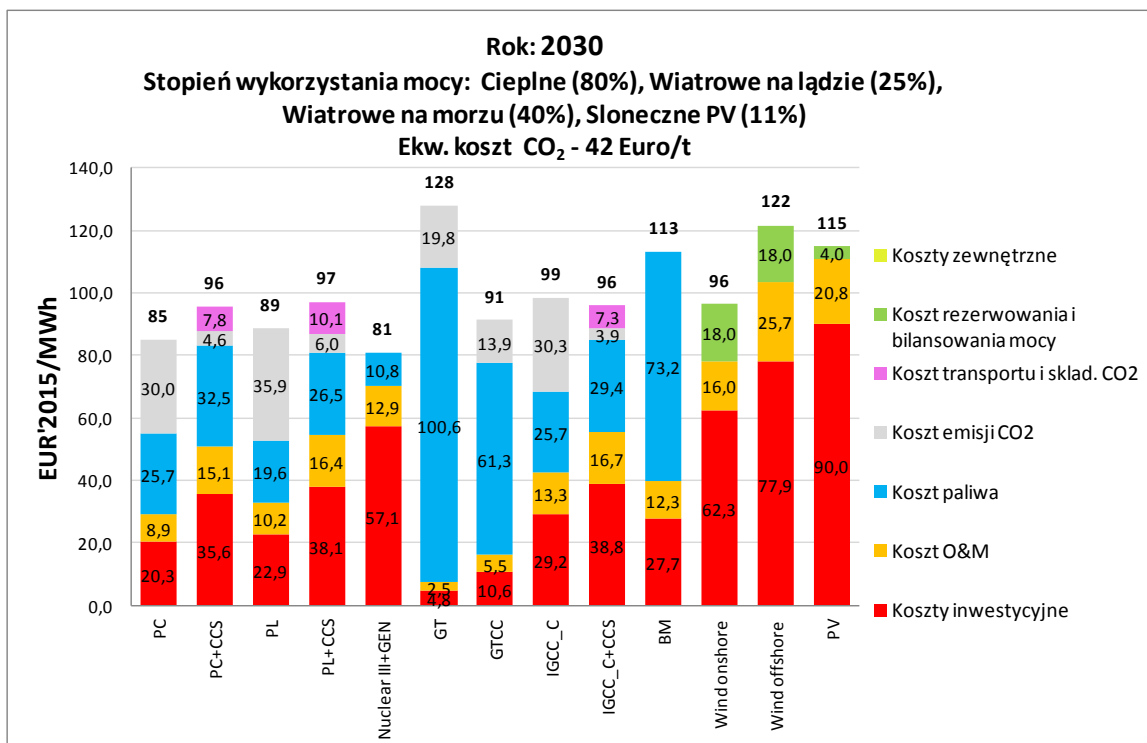
*Rys. 5.11. Średni jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2020 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.*

### 5.2.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. dla typowych warunków pracy w systemie

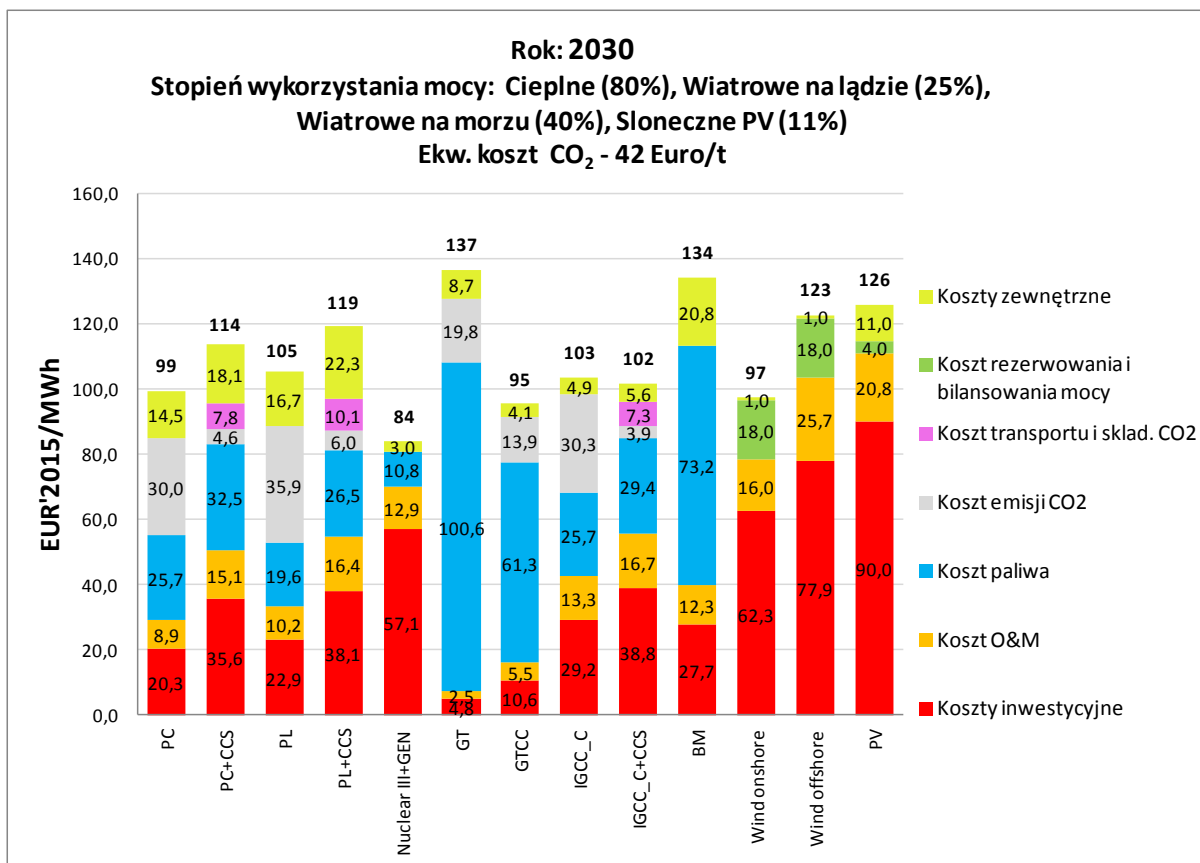
Wyniki analiz przeprowadzonych dla źródeł, które byłyby uruchamiane ok. 2030 r. (rys. 5.12 i 5.13) wskazują na konkurencyjność elektrowni jądrowej w odniesieniu do wszystkich rozpatrywanych w zestawieniu technologii. Elektrownie te posiadają najniższe zlinearyzowane koszty wytworzenia energii elektrycznej bez względu na to, czy w kosztach uwzględniane są koszty zewnętrzne, czy nie (odpowiednio 81 EUR/MWh i 83 EUR/MWh). Kolejne pod względem kosztów wytwarzania są elektrownie na węglu kamiennym, elektrownie na węglu brunatnym, elektrownie gazowo-parowe. Porównywalne koszty wytworzenia energii elektrycznej posiadają trzy technologie z wychwytem CO<sub>2</sub> oraz elektrownie wiatrowe na lądzie.

Po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych na trzecie miejsce przesuwiają się elektrownie wiatrowe na lądzie tuż za elektrowniami gazowo-parowymi.

Elektrownie PV stają się bardziej konkurencyjne od elektrowni wiatrowych na morzu, a najdroższą technologią wytwarzania energii elektrycznej pozostaje się turbina gazowa. Po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych elektrownie PV i elektrownie wiatrowe na morzu zbliżają się z poziomem konkurencyjności do najdroższej technologii węglowej.



Rys. 5.12. *Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2030 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłne i jądrowa – 7000h/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3500h/rok, fotowoltaiczne: 950h/rok.*



**Rys. 5.13. Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2030 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3500h/rok, fotowoltaiczne: 950h/rok.**

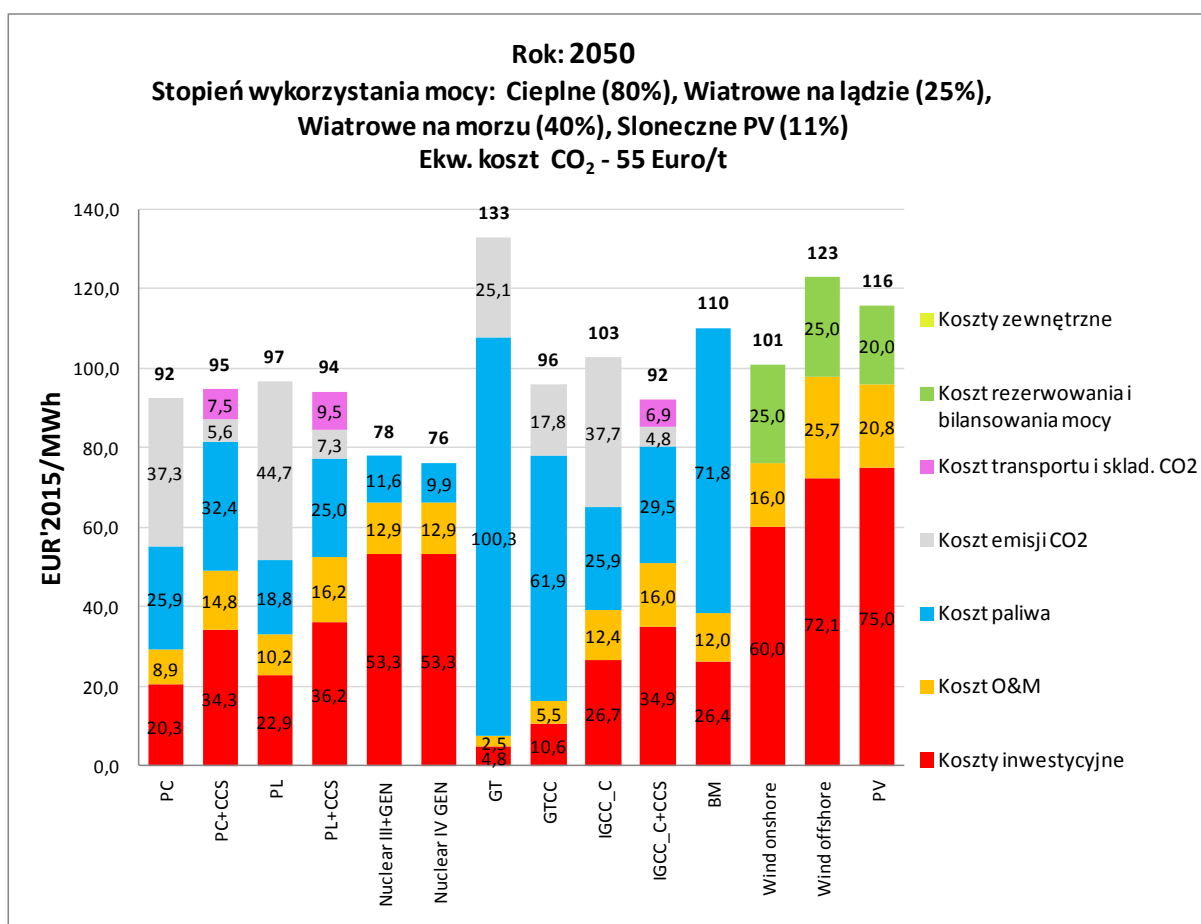
### 5.2.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. dla typowych warunków pracy w systemie

Spośród elektrowni, które byłyby uruchamiane około roku 2050 (rysunek 5.14 i 5.15) najniższe koszty wytwarzania cechują elektrownie jądrowe III i IV generacji. Wysoka konkurencyjność technologii nuklearnych wynika przede wszystkim z przewidywanego wzrostu kosztów paliw kopalnych i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

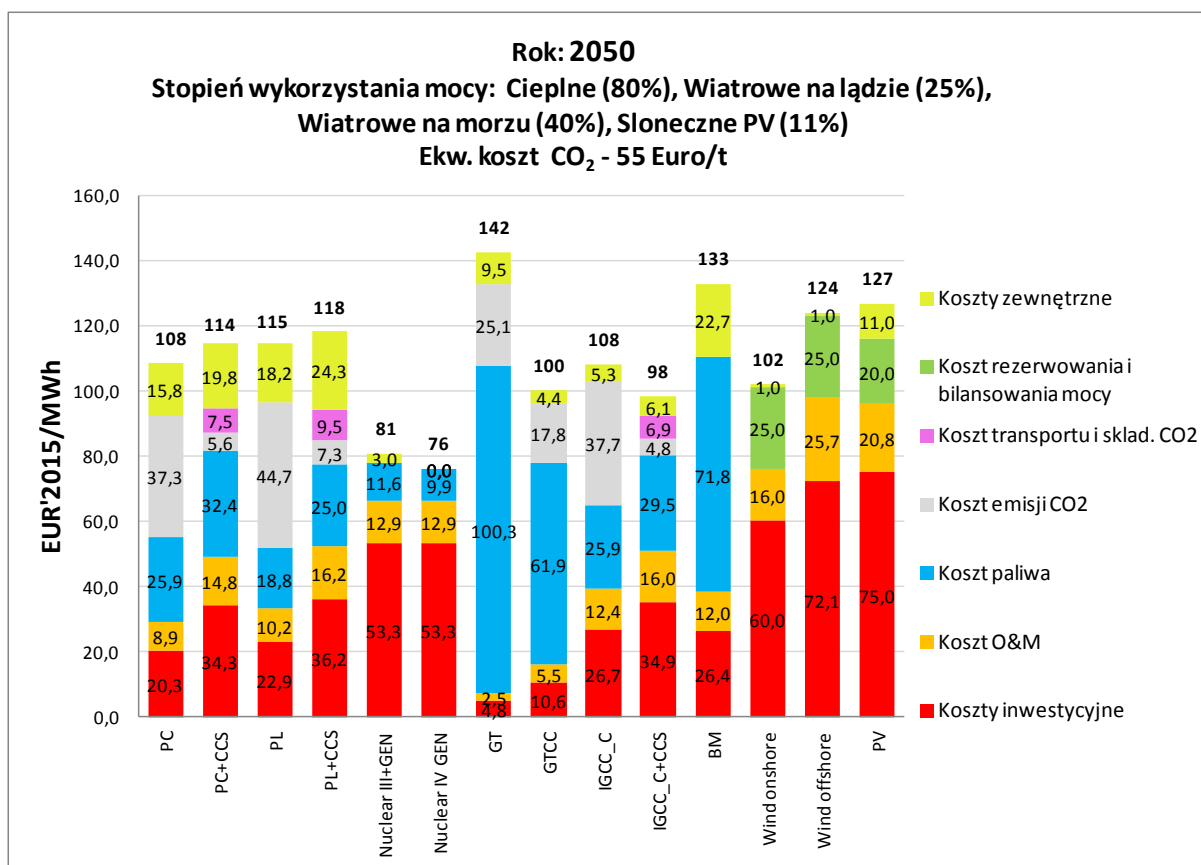
Wśród źródeł konwencjonalnych najniższe koszty wytwarzania cechują elektrownie zgazowujące węgiel kamienny z wychwytem CO<sub>2</sub>, oraz elektrownie na węgiel kamienny bez wychwytemu CO<sub>2</sub>. Następne w kolejności są pozostałe technologie węglowe (za wyjątkiem zgazowania węgla bez wychwytemu CO<sub>2</sub>) wraz z elektrowniami gazowo-parowymi posiadające koszty wytwarzania energii elektrycznej na bardzo zbliżonym poziomie.

Najniższe koszty wytwarzanie energii elektrycznej wśród odnawialnych źródeł energii cechują elektrownie wiatrowe na lądzie, które nawet bez uwzględniania kosztów zewnętrznych są bardziej konkurencyjne od zgazowania węgla bez wychwyty CO<sub>2</sub>.

Pomimo zakładanego istotnego spadku nakładów inwestycyjnych dla instalacji opalanych biomasą jak również morskich farm wiatrowych i paneli PV, koszty wytwarzania energii elektrycznej w tych technologiach pozostają nadal na jednych z najwyższych poziomów.



**Rys. 5.14. Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2050 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepne i jądrowa - 7000/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3500h/rok, fotowoltaiczne: 950h/rok.**



*Rys. 5.15. Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2050 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: jądrowe - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.*

## 6. Wrażliwość kosztów wytwarzania energii elektrycznej na zmiany podstawowych parametrów analizy – WACC 7%

Szacunki kosztów wytwarzania energii elektrycznej z poszczególnych technologii obarczone są niepewnością, wynikającą z trudnych do przewidzenia w przyszłości zmian parametrów, decydujących o wysokości tych kosztów. Ceny paliw, ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, struktura i warunki finansowania inwestycji – mogą mieć istotny wpływ na poziom kosztów wytwarzania. W przypadku niektórych technologii występują również znaczne rozbieżności w ocenie nakładów inwestycyjnych. W takiej sytuacji warto przeprowadzić wrażliwości w celu pokazania wpływu, jaki może mieć zmiana najważniejszych parametrów wejściowych na poziom uśrednionych kosztów wytwarzania poszczególnych technologii (LCOE).

Analizy wrażliwości wykonano zmieniając zawsze tylko jeden parametr, jednocześnie dla pozostałych parametrów zachowując wartości referencyjne (zasada *ceteris paribus*). Wybrane zakresy zmian poszczególnych parametrów powinny odzwierciedlać wpływ niepewności zaobserwowanych w rzeczywistości na wielkość LCOE.

Na wykresach 6.1 – 6.13, przedstawionych poniżej, zilustrowano wrażliwości jednostkowych kosztów wytwarzania dla źródeł, które byłyby uruchamiane **około 2030 roku** w zależności od głównych parametrów analizy. Linia styku dwóch kolorów na wykresach reprezentuje dane referencyjne dla rozpatrywanych parametrów. Zmiany w LCOE dla pojedynczej zmiennej można rozumieć poprzez przesunięcie w lewo lub w prawo wzdłuż określonej zmiennej. Wartości na osi X wskazują, jak zmienia się LCOE w [€/MWh] ze zmianą wybranego parametru, stosując zasadę *ceteris paribus*.

Zbadano wpływ na wyniki analizy następujących parametrów:

- nakłady inwestycyjne OVN: minimalne, referencyjne i maksymalne wartości
- stopa dyskonta WACC: 4% i 10% (referencyjna 7%);
- współczynnik obciążenia CF:
  - elektrownie ciepłone i jądrowe: 60% i 90% (referencyjny 80%);
  - elektrownie wiatrowe na lądzie: 20% i 30% (referencyjny 25%);
  - elektrownie wiatrowe na morzu: 35% i 45% (referencyjny 40%);
  - elektrownie słoneczne 9% i 14% (referencyjny 11%);
- średnie w całym okresie życia jednostki koszty paliwa:
  - gaz 7,0 €/GJ i 16,0 €/GJ (ref. 11,3 €/GJ);
  - węgiel kamienny 2,8 €/GJ i 5,0 €/GJ (ref. 3,4 €/GJ);
  - węgiel brunatny 2,2 €/GJ i 3,5 €/GJ (ref. 2,5 €/GJ);
  - biomasa 5,0 €/GJ i 9,0 €/GJ (ref. 7,3 €/GJ);
  - paliwo jądrowe dla PWR 0.9 €/GJ i 1.2 €/GJ (ref. 0.1,1 €/GJ);
- uśredniony i zdyskontowany koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w całym okresie życia jednostki: 24 €/tCO<sub>2</sub> i 54 €/tCO<sub>2</sub> (ref. 42 €/tCO<sub>2</sub> ).

Wartości minimalne, referencyjne i maksymalne parametrów, których dotyczy analiza wrażliwości zostały podane na rysunkach dla poszczególnych technologii.

Wyniki analiz wrażliwości dobrze pokazują jak silny jest wpływ badanych czynników na koszty wytwarzania w różnych technologiach. Chociaż zakresy, podane tutaj dla wybranych parametrów są oparte na rzeczywistych lub spodziewanych kosztach i charakterystykach pracy jednostek wytwórczych, wysokie i niskie zakresy LCOE



nie powinny być traktowane jako wartości absolutne - parametry te nie są na ogół niezależne, ani jako uniwersalne - każdy projekt ma unikalny zestaw cech.

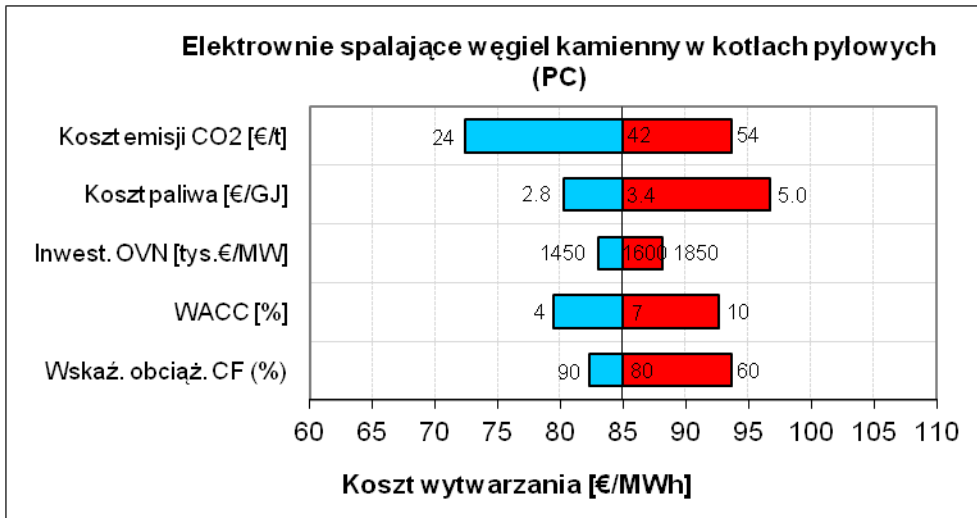
Wysokie koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> mają wyraźny wpływ na koszt wytwarzania w technologiach węglowych, nie wyposażonych w instalacje CCS. Wpływ ten jest znacznie niższy w przypadku technologii gazowych i niemal pomijalny w instalacjach wyposażonych w CCS.

Poziom cen paliw szczególnie mocno wpływa na koszty technologii opartych na spalaniu gazu ziemnego oraz biomasy. W przypadku technologii węglowych wpływ cen paliw jest umiarkowany.

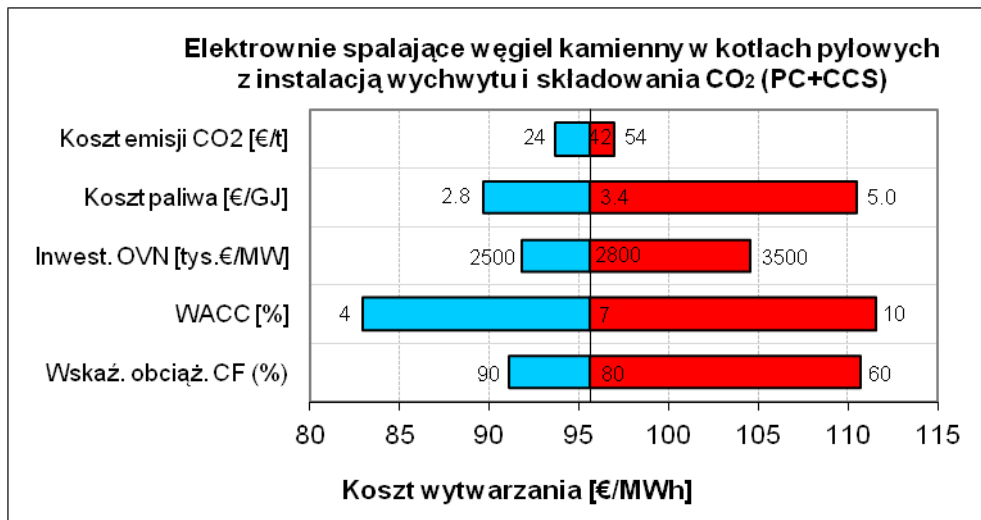
Poziom nakładów inwestycyjnych ma szczególnie duże znaczenie w technologiach kapitałochłonnych, szczególnie jeśli są to technologie innowacyjne, w odniesieniu do których nakłady inwestycyjne oszacowane są z dużą niepewnością. Typowym przykładem są elektrownie jądrowe, elektrownie konwencjonalne wyposażone w układy CCS czy elektrownie wiatrowe na morzu lub elektrownie fotowoltaiczne. Z kolei najmniejszy wpływ nakładów inwestycyjnych na koszty wytwarzania cechuje elektrownie zasilane gazem ziemnym.

Stopa dyskonta jest jednym z najistotniejszych czynników decydujących o poziomie kosztów wytwarzania w przypadku technologii o wysokich nakładach inwestycyjnych. Dotyczy to w sposób szczególny technologii jądrowej, dla której LCOE w wysokości 81 €/MWh dla stopy dyskonta 7 % rośnie do 112 €/MWh przy 10 procentowej stopie dyskonta, czyli 38 procentowy skok.

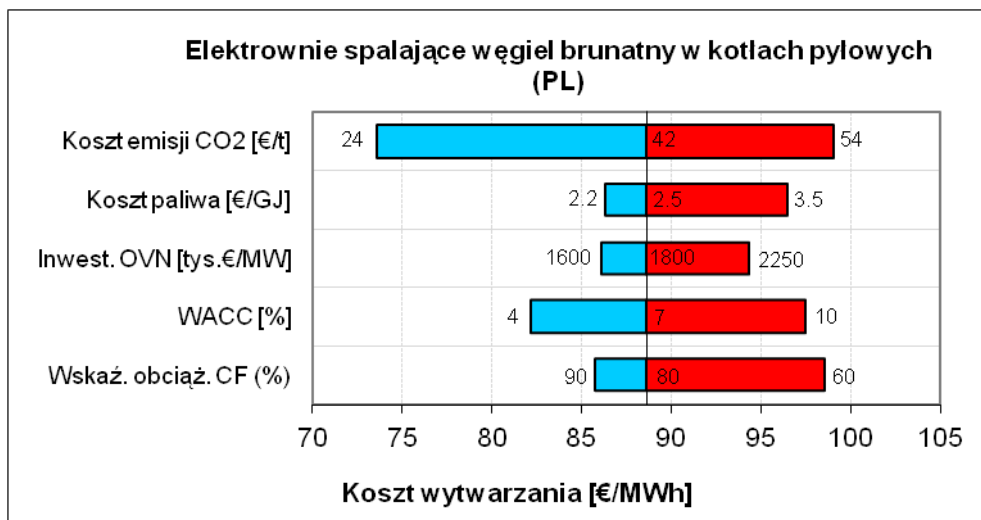
Wskaźnik obciążenia w równie wielkim stopniu wpływa na koszt wytwarzania technologii o wysokich nakładach inwestycyjnych – elektrowni jądrowych, siłowni wiatrowych, oraz źródeł wyposażonych w instalacje CCS a w niewielkim na źródła zasilane gazem ziemnym.



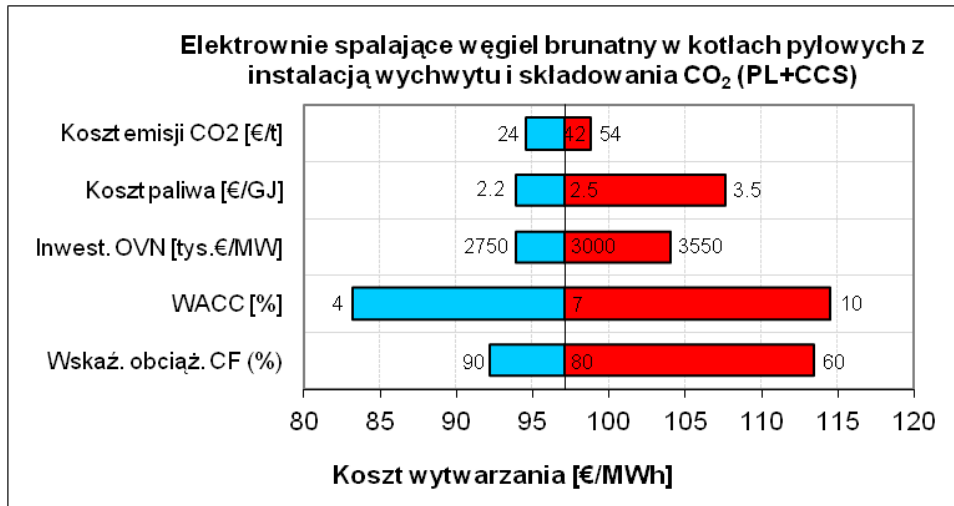
*Rys. 6.1. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny (PC)*



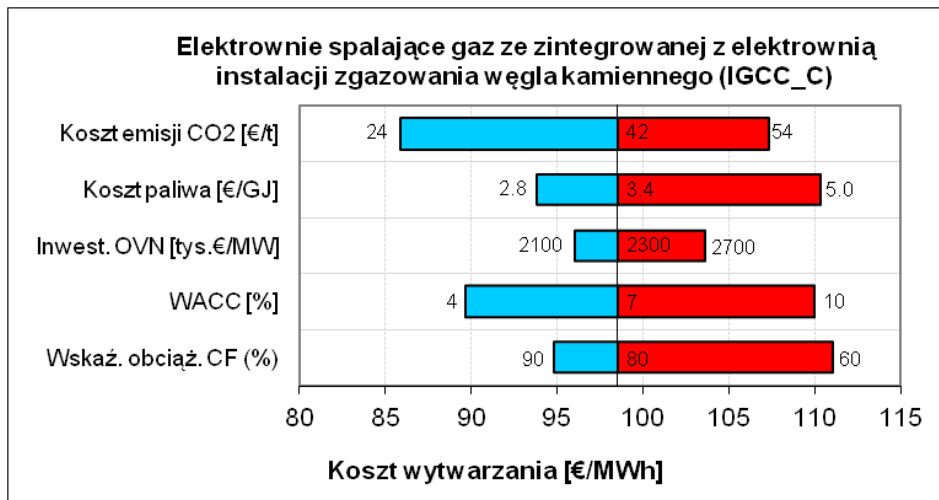
*Rys. 6.2. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny z instalacjami CCS (PC + CCS)*



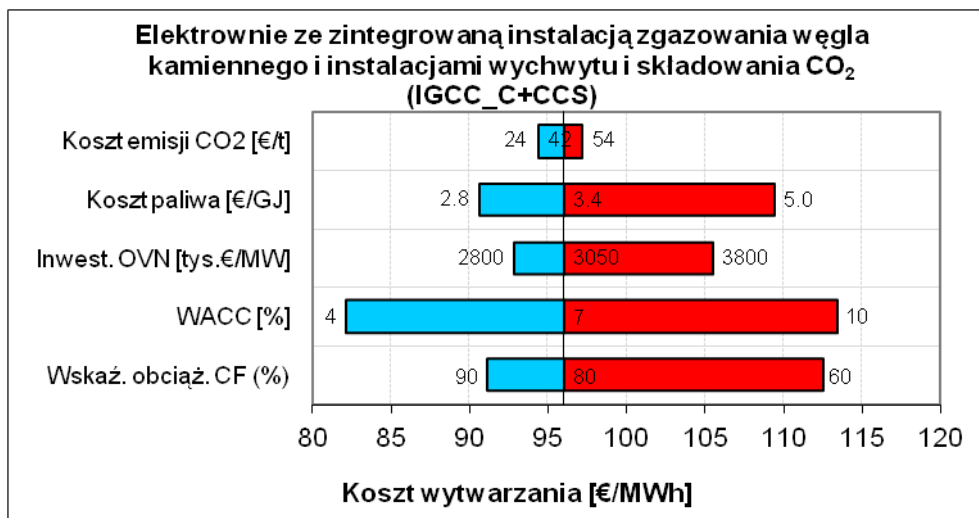
*Rys. 6.3. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny*



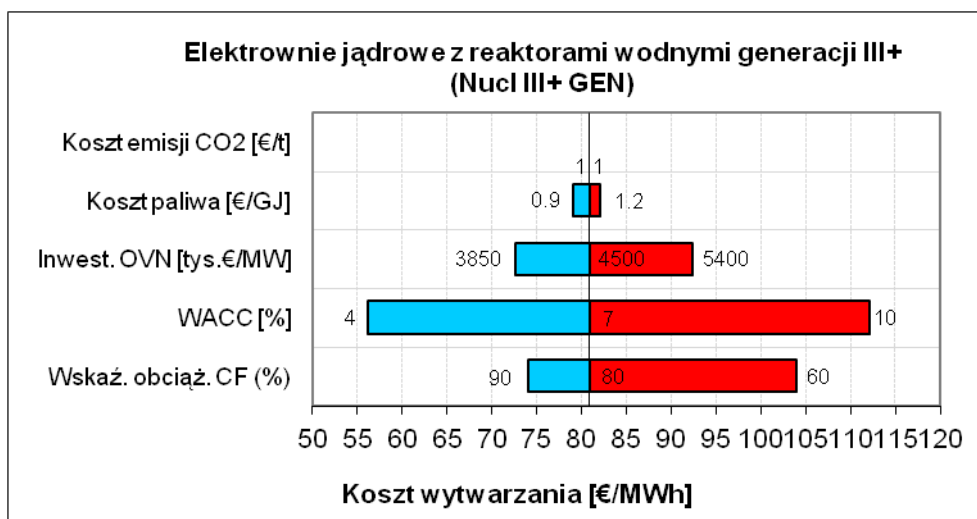
*Rys. 6.4. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny z instalacjami CCS (PL + CCS)*



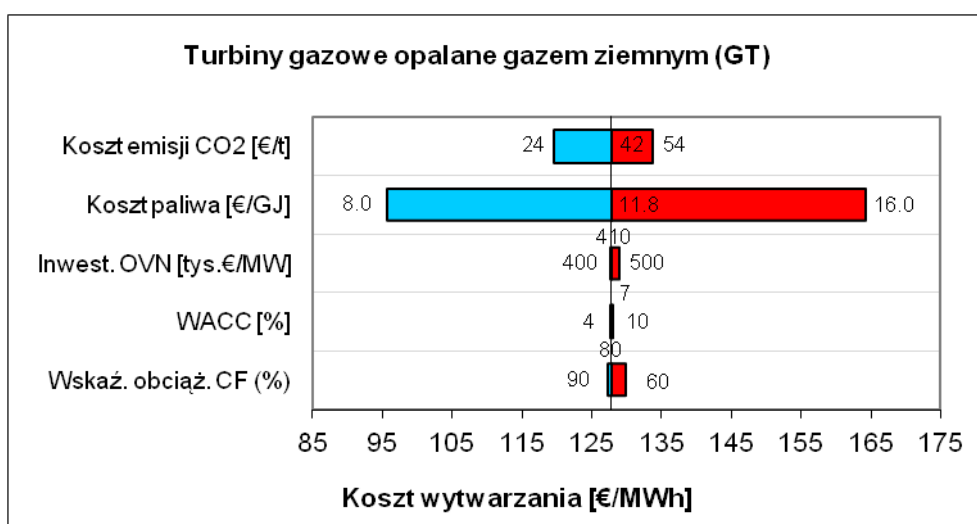
*Rys. 6.5. Analiza wrażliwości dla elektrowni spalającej gaz ze zintegrowanej instalacji zgazowania węgla kamiennego (IGCC\_C)*



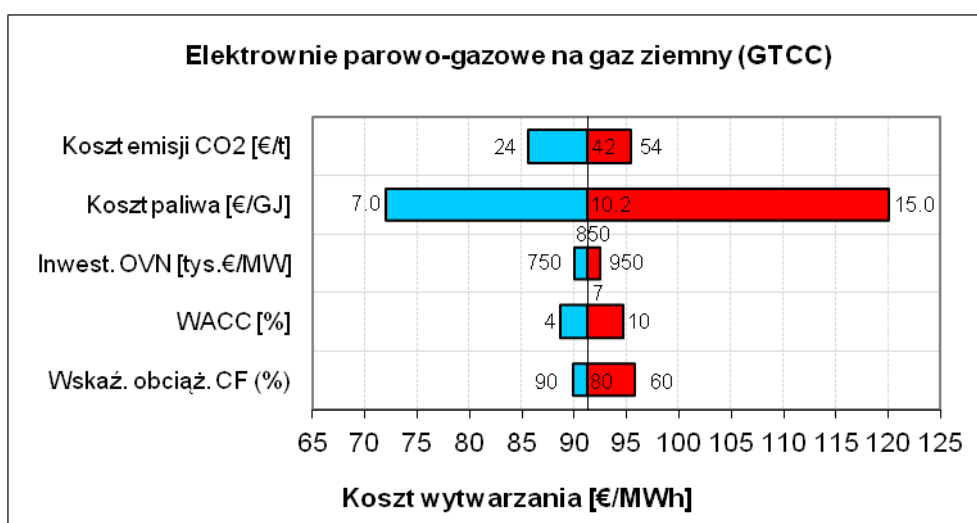
*Rys. 6.6. Analiza wrażliwości dla elektrowni spalającej gaz ze zintegrowanej instalacji zgazowania węgla kamiennego z instalacją CCS (IGCC\_C + CCS)*



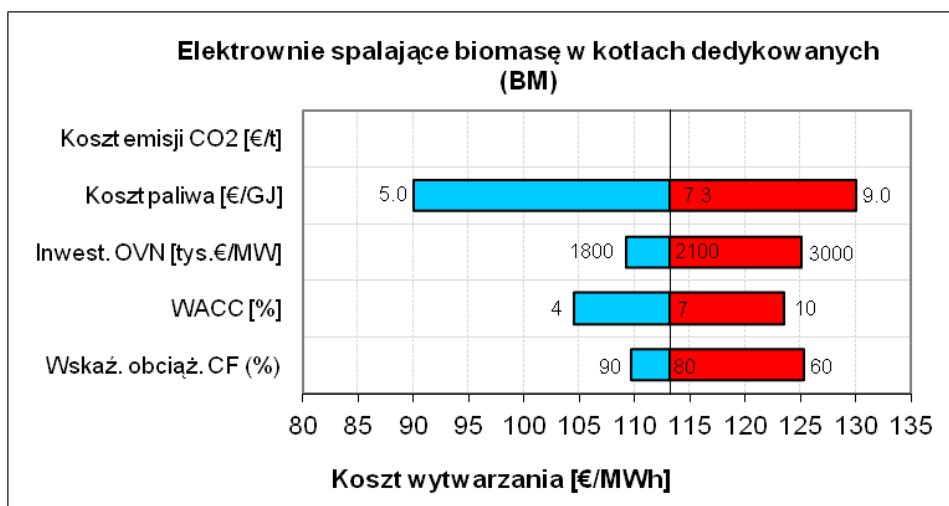
**Rys. 6.7. Analiza wrażliwości dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR (Nuclear III+ GEN)**



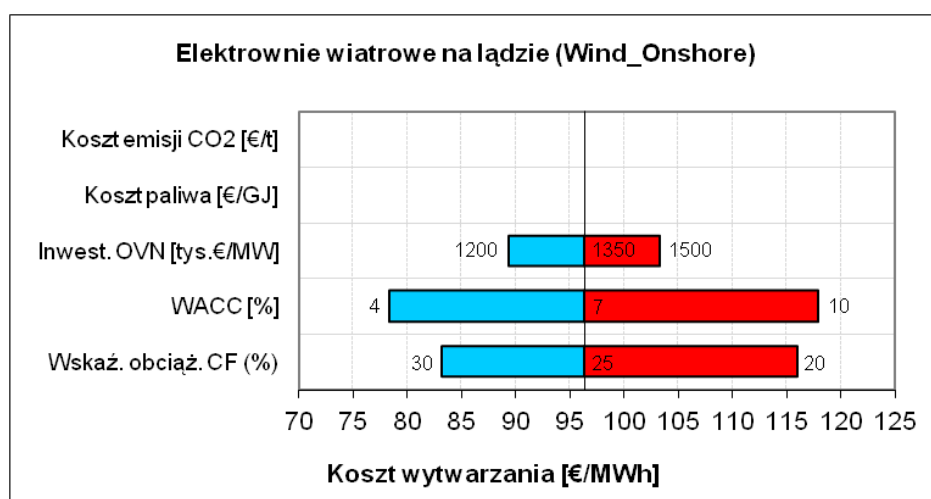
**Rys. 6.8. Analiza wrażliwości dla elektrowni z turbinami gazowymi na gaz ziemny (GT)**



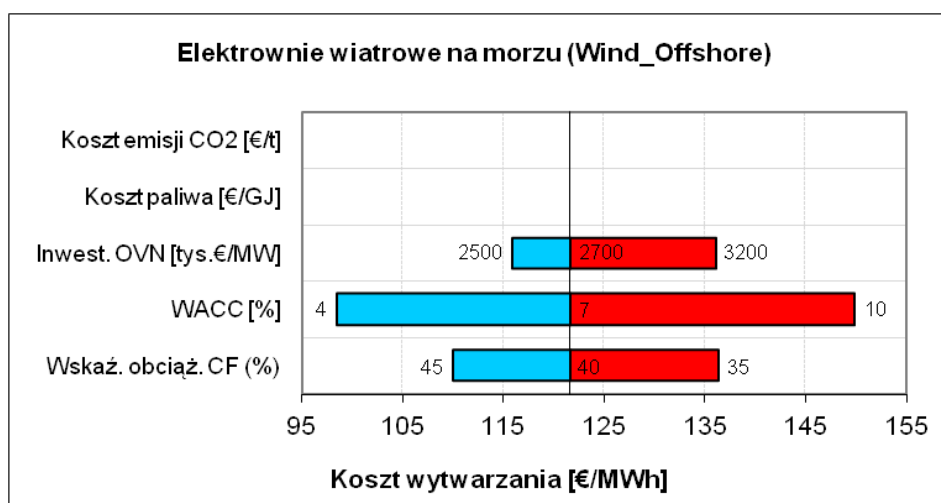
**Rys. 6.9. Analiza wrażliwości dla elektrowni parowo-gazowych na gaz ziemny (GTCC)**



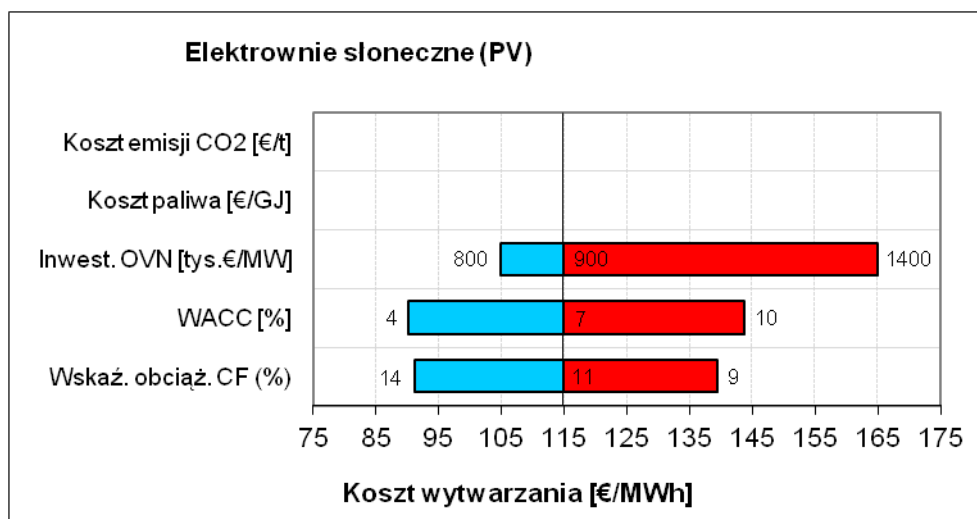
**Rys. 6.10. Analiza wrażliwości dla elektrowni spalającej gaz z instalacji zgazowania biomasy (BM)**



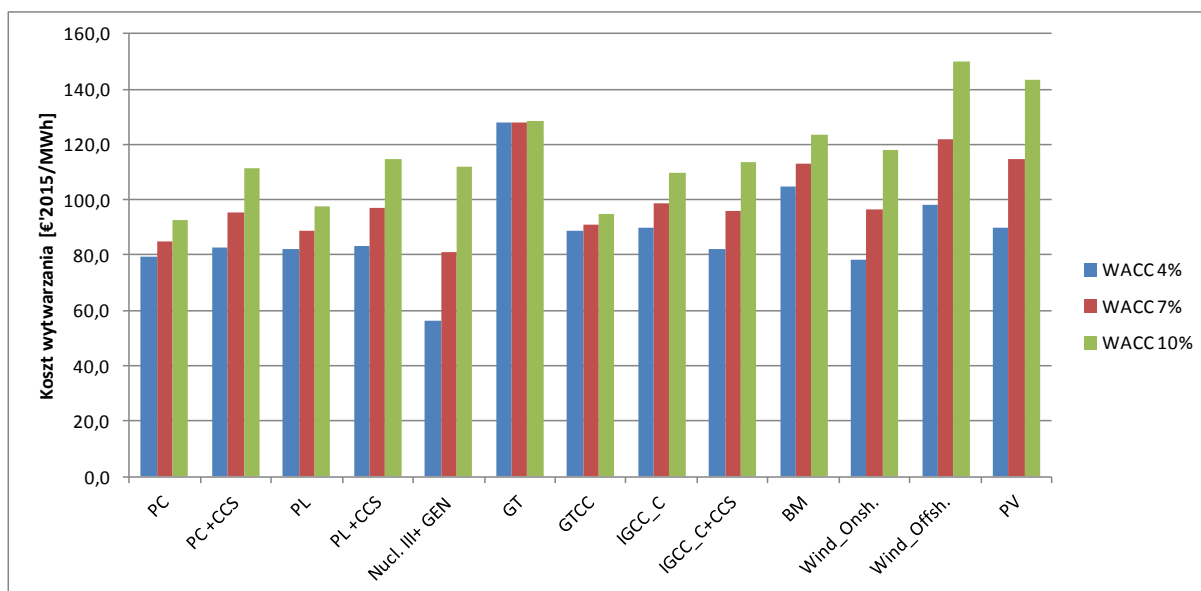
**Rys. 6.11. Analiza wrażliwości dla elektrowni wiatrowych instalowanych na lądzie (Wind on-shore)**



**Rys. 6.12. Analiza wrażliwości dla elektrowni wiatrowych instalowanych na morzu (Wind off-shore)**



**Rys. 6.13. Analiza wrażliwości dla elektrowni słonecznych (PV)**



**Rys. 6.14. Koszty wytwarzania energii elektrycznej poszczególnych technologii przy różnych stopach dyskonta dla roku 2030**

Otrzymane wyniki dla wariantów zbadanych w ramach analizy wrażliwości pozwalają na sformułowanie szeregu istotnych wniosków.

Poziom stopy dyskonta w największym stopniu wpływa na rentowność technologii jądrowych. Przy niskiej 4% stopie dyskonta technologie jądrowe stają się konkurencyjnym źródłem wytwarzania już przy koszcie CO<sub>2</sub> ok. 10 €/tCO<sub>2</sub>. Przy stopie dyskonta na poziomie 7% oraz zakładanej średniej cenie EUA powyżej 42 €/tCO<sub>2</sub> elektrownie jądrowe są konkurencyjne wobec źródeł węglowych. Przy takim samym koszcie CO<sub>2</sub> oraz założeniu WACC na poziomie 10% koszty wytwarzania elektrowni jądrowych są wyraźnie wyższe, niż w elektrowniach węglowych bez CCS i elektrowniach gazowo-parowych, natomiast

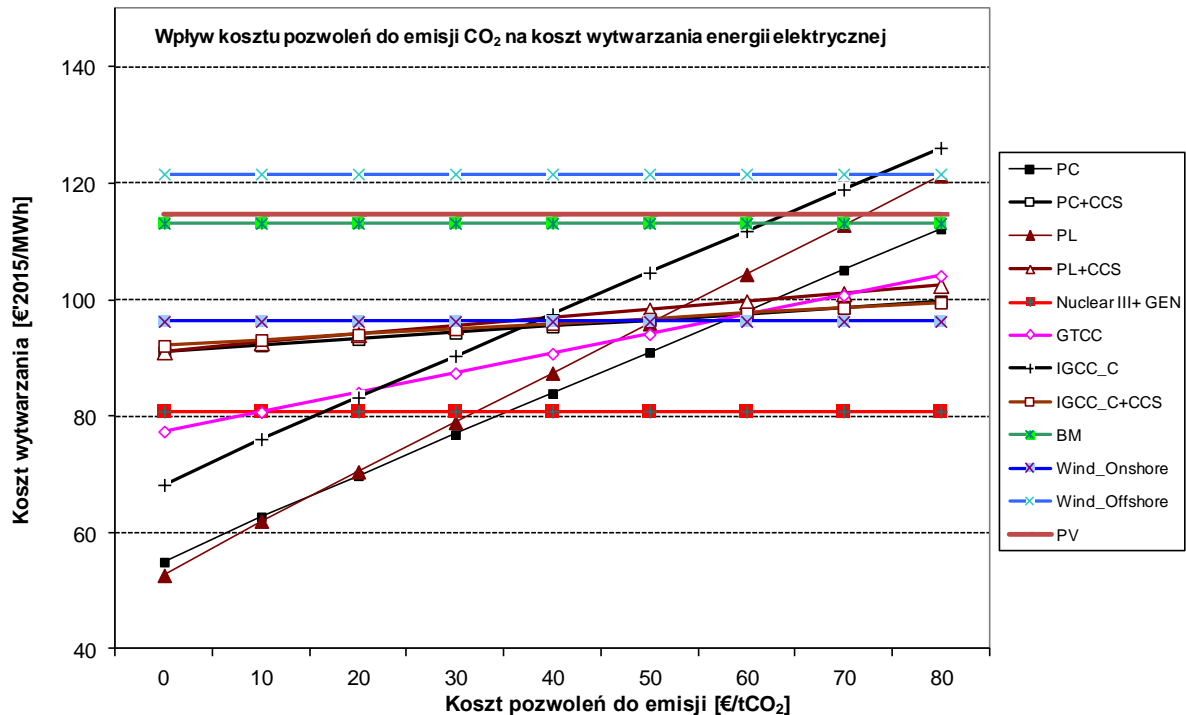
porównywalne do jednostek wyposażonych w CCS, przy czym należy zaznaczyć, że wyliczenia dla jednostek z instalacjami CCS są dużo bardziej niepewne niż dla pozostałych źródeł, nie wspominając o możliwościach technicznych i logistycznych składowania CO<sub>2</sub>.

Koszty wytwarzania są niższe w elektrowniach na węgiel brunatny niż na węgiel kamienny, ale relacje te zmieniają się przy cenie uprawnień 15 EUR/tCO<sub>2</sub> (rysunek 6.15). Technologie węglowe z instalacjami CCS uruchomiane ok. 2030 r. są niekonkurencyjne wobec technologii bez instalacji CCS. Instalacje CCS stają się opłacalne przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powyżej 50 €'2015/tCO<sub>2</sub> – w przypadku węgla brunatnego i powyżej 60 €'2015/tCO<sub>2</sub> – dla węgla kamiennego.

Przy zakładanej referencyjnej cenie gazu (ok. 10.2 €/GJ) elektrownie gazowe w układzie CCGT mogą konkurować z elektrowniami węglowymi bez instalacji CCS pod warunkiem, że koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przekroczy barierę 50 €'2015/tCO<sub>2</sub>. Przy dalszym wzroście kosztu CO<sub>2</sub>, powyżej 60 €'2015/tCO<sub>2</sub>, koszty wytwarzania elektrowni gazowych zaczynają przewyższać koszty wytwarzania w elektrowniach na węgiel brunatny wyposażone w CCS.

Przeprowadzone analizy wskazują, że po 2030 r. nie będzie już potrzebna pomoc publiczna dla elektrowni wiatrowych na lądzie, przy cenach pozwoleń do emisji powyżej 40 €'2015/tCO<sub>2</sub>, gdyż koszty wytwarzania energii w tych źródłach będą porównywalne lub niższe niż koszty wytwarzania w elektrowniach cieplnych bez instalacji CCS.

Elektrownie wiatrowe na morzu stają się konkurencyjne wobec źródeł węglowych bez CCS przy kosztach uprawnień do emisji powyżej 70 €'2015/tCO<sub>2</sub>. Aby morskie elektrownie wiatrowe były konkurencyjne z elektrowniami konwencjonalnymi, przy koszcie CO<sub>2</sub> na poziomie 42 €'2015/tCO<sub>2</sub>, nakłady inwestycyjne związane z budową nie mogłyby przekraczać ok. 1800 tys. €/MW mocy zainstalowanej czyli musiałyby być niższe o 50% od przyjętego poziomu referencyjnego nakładów dla tej technologii (2700 tys. €/MW).



*Rys. 6.15. Wpływ cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na uśredniony koszt wytworzenia energii elektrycznej w różnych źródłach, które byłyby uruchamiane około 2030 r. dla stopy dyskonta 7 %*

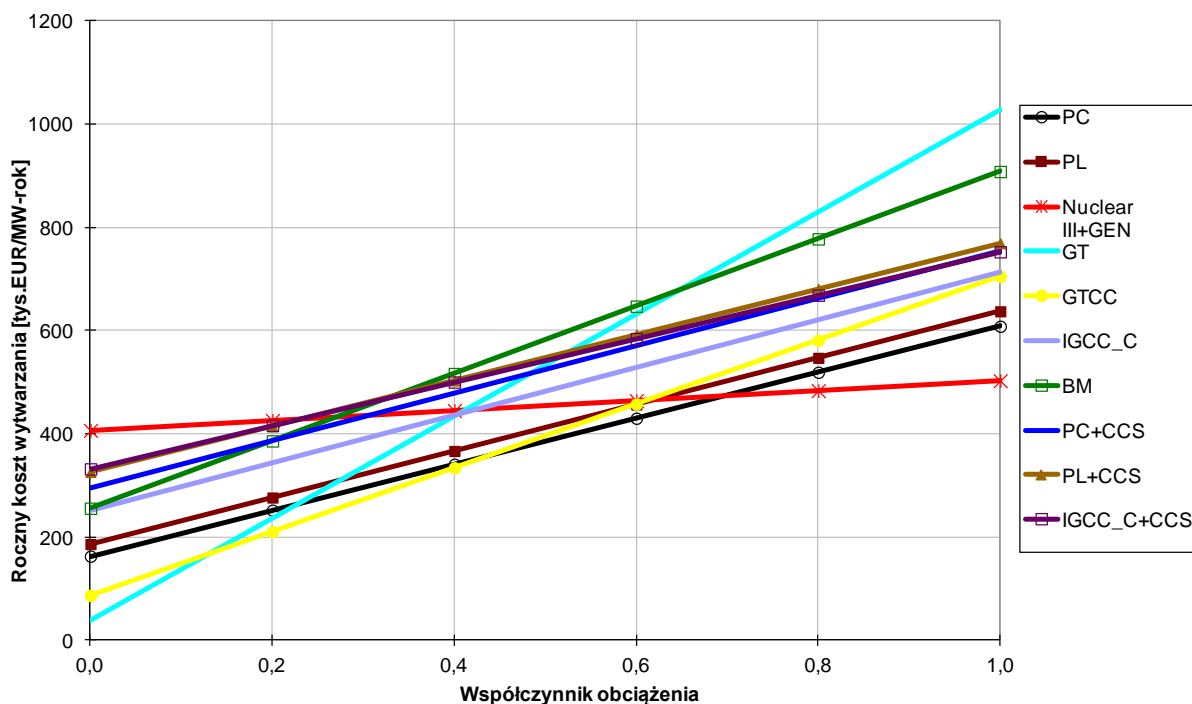
## 7. Wyniki analizy konkurencyjności źródeł energii w systemie elektroenergetycznym – WACC 6%

Na prośbę Zamawiającego Agencja Rynku Energii S.A. przygotowała zestaw danych wynikowych dla obliczeń przeprowadzonych w oparciu o stopę dyskonta na poziomie 6% oraz niższych nakładach inwestycyjnych OVN dla nowobudowanych elektrowni jądrowych na poziomie 4100 tys. EUR'2015/MW (vide 4500 tys. EUR'2015/MW przyjęte w niniejszej analizie porównawczej dla wariantu referencyjnego). Pozostałe założenia i warunki brzegowe pozostały niezmienione. W analizie wrażliwości zbadano wpływ niższych i wyższych wartości WACC (4% i 8%). Poniżej zestawiono kompletny zestaw otrzymanych przy w/w założeniach wyników. Wartości liczbowe zarówno rocznych, jak i jednostkowych kosztów wytworzenia dla rozpatrywanych technologii zamieszczono w załącznikach 4-6.

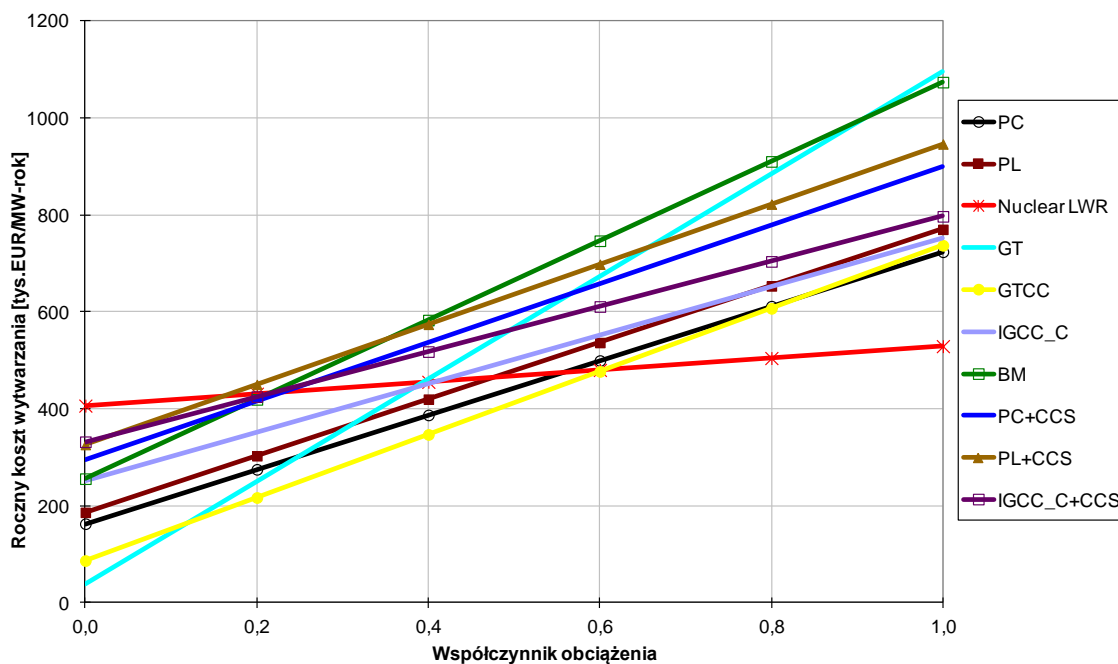


## 7.1. Krzywe konkurencyjności – WACC 6%

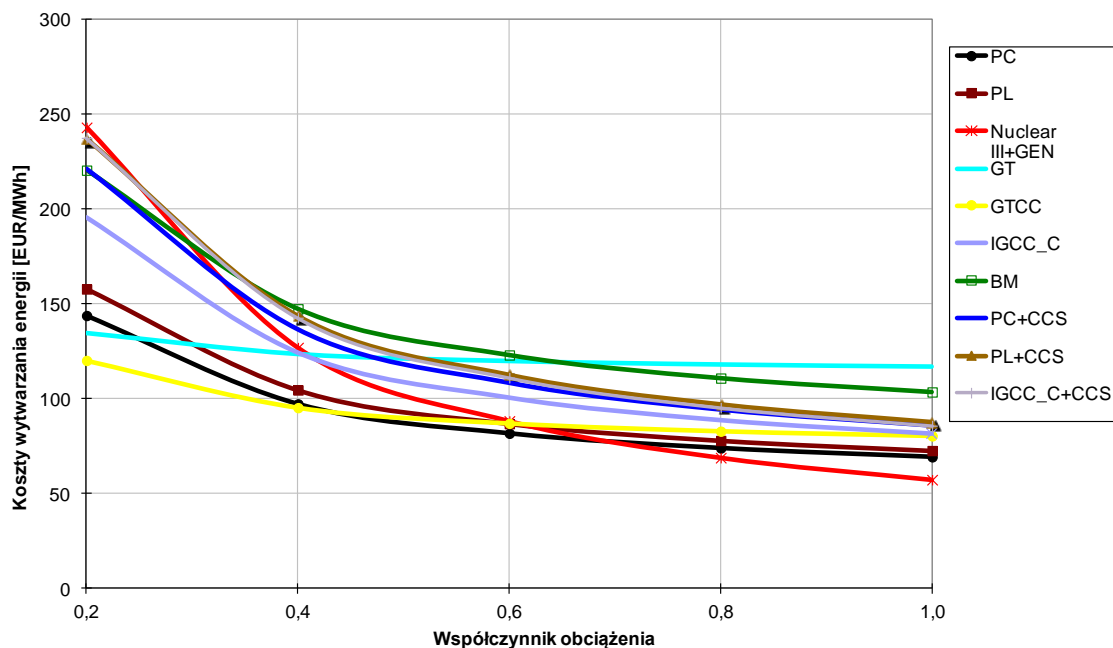
### 7.1.1. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.



Rys. 7.1. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€'2015/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.



Rys. 7.2. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€'2015/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych

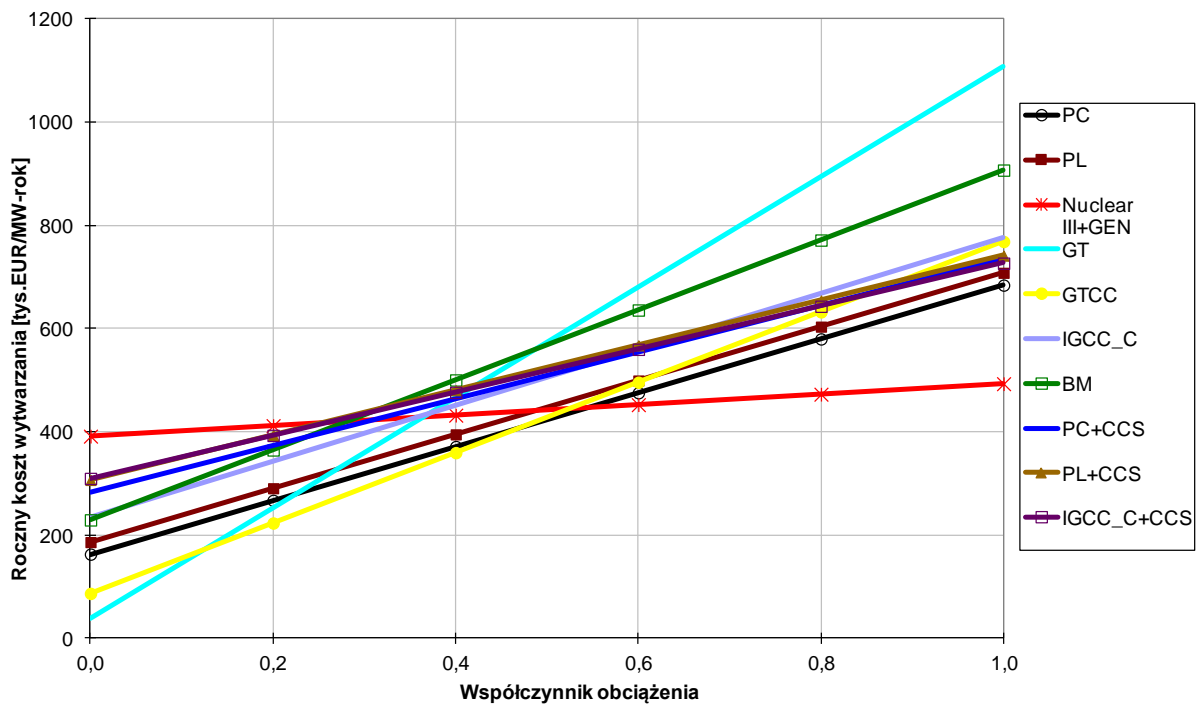


Rys. 7.3. *Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/2015/MWh] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.*

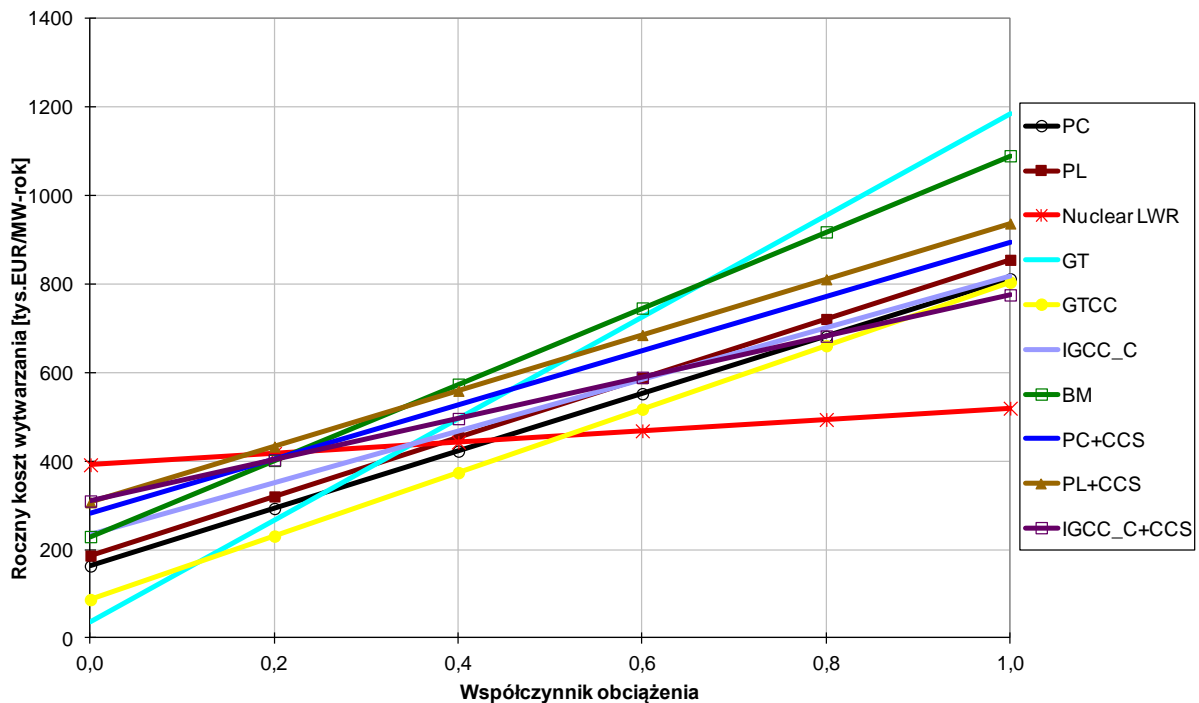
Tab.7.1. *Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2020 r. w podziale na koszty stałe i zmienne [€/2015/MWh]*

		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
PC	stałe	x	93	47	31	23	19
	zmienne	x	51	51	51	51	51
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>144</b>	<b>97</b>	<b>82</b>	<b>74</b>	<b>69</b>
PC+CCS	stałe	x	169	84	56	42	34
	zmienne	x	51	51	51	51	51
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>220</b>	<b>136</b>	<b>107</b>	<b>93</b>	<b>85</b>
PL	stałe	x	107	53	36	27	21
	zmienne	x	52	52	52	52	52
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>158</b>	<b>105</b>	<b>87</b>	<b>78</b>	<b>73</b>
PL+CCS	stałe	x	186	93	62	47	37
	zmienne	x	49	49	49	49	49
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>235</b>	<b>142</b>	<b>111</b>	<b>96</b>	<b>86</b>
Nuclear III+	stałe	x	232	116	77	58	46
	zmienne	x	11	11	11	11	11
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>243</b>	<b>127</b>	<b>88</b>	<b>69</b>	<b>57</b>
GT	stałe	x	22	11	7	5	4
	zmienne	x	113	113	113	113	113
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>135</b>	<b>124</b>	<b>120</b>	<b>118</b>	<b>117</b>
GTCC	stałe	x	50	25	17	12	10
	zmienne	x	71	71	71	71	71
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>120</b>	<b>95</b>	<b>87</b>	<b>83</b>	<b>81</b>
IGCC_C	stałe	x	143	72	48	36	29
	zmienne	x	53	53	53	53	53
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>196</b>	<b>124</b>	<b>101</b>	<b>89</b>	<b>82</b>
IGCC_C+CCS	stałe	x	190	95	63	47	38
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>237</b>	<b>142</b>	<b>110</b>	<b>94</b>	<b>85</b>
BM	stałe	x	146	73	49	37	29
	zmienne	x	74	74	74	74	74
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>221</b>	<b>148</b>	<b>123</b>	<b>111</b>	<b>104</b>

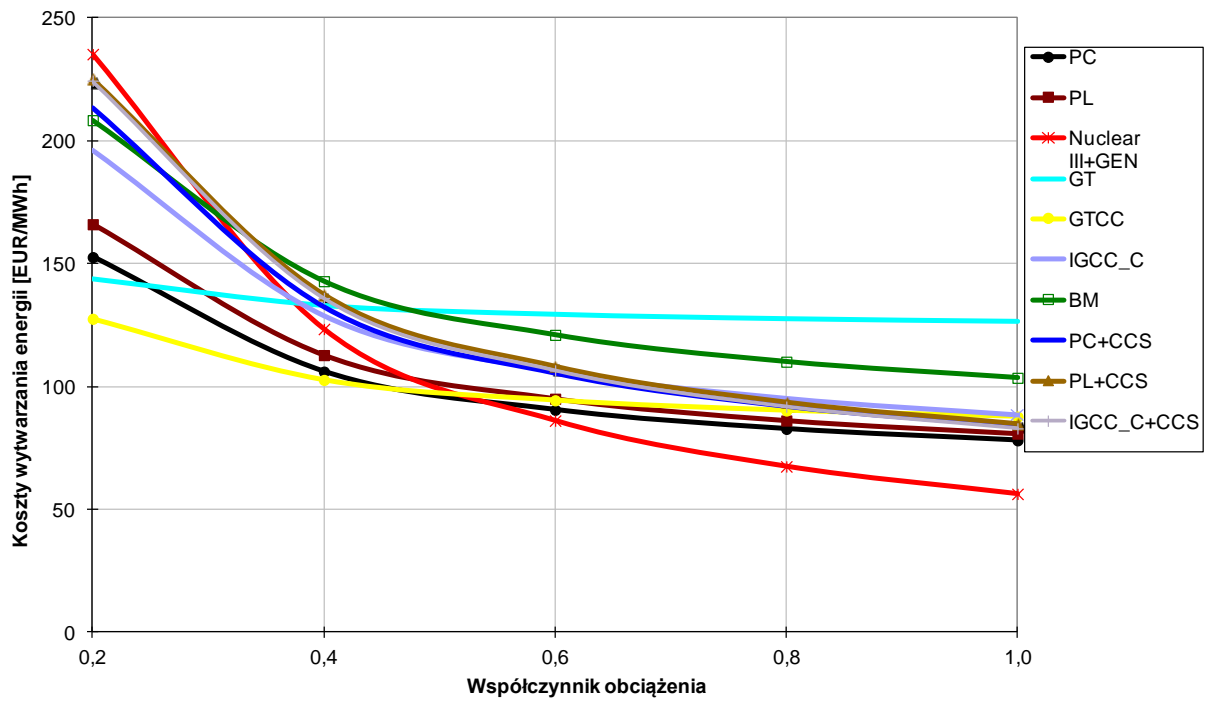
### 7.1.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r.



Rys. 7.4. Uśrednione roczne koszty wytworzenia [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r.



Rys. 7.5. Uśrednione roczne koszty wytworzenia [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych

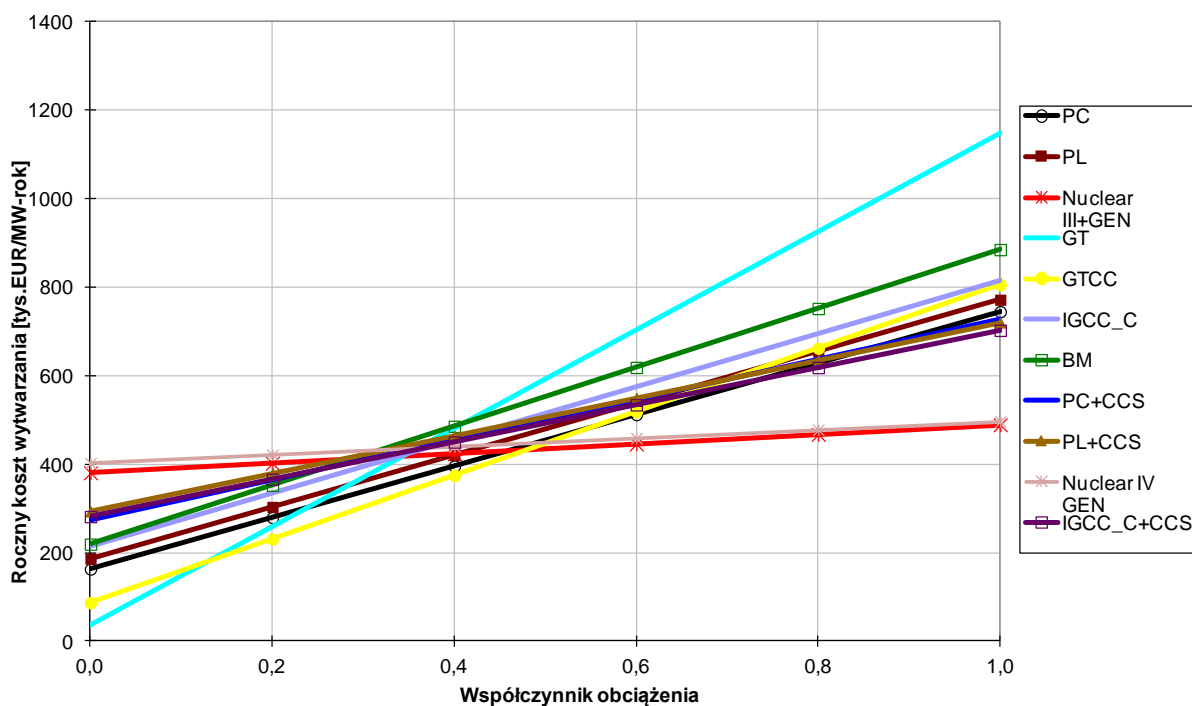


Rys. 7.6. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r.

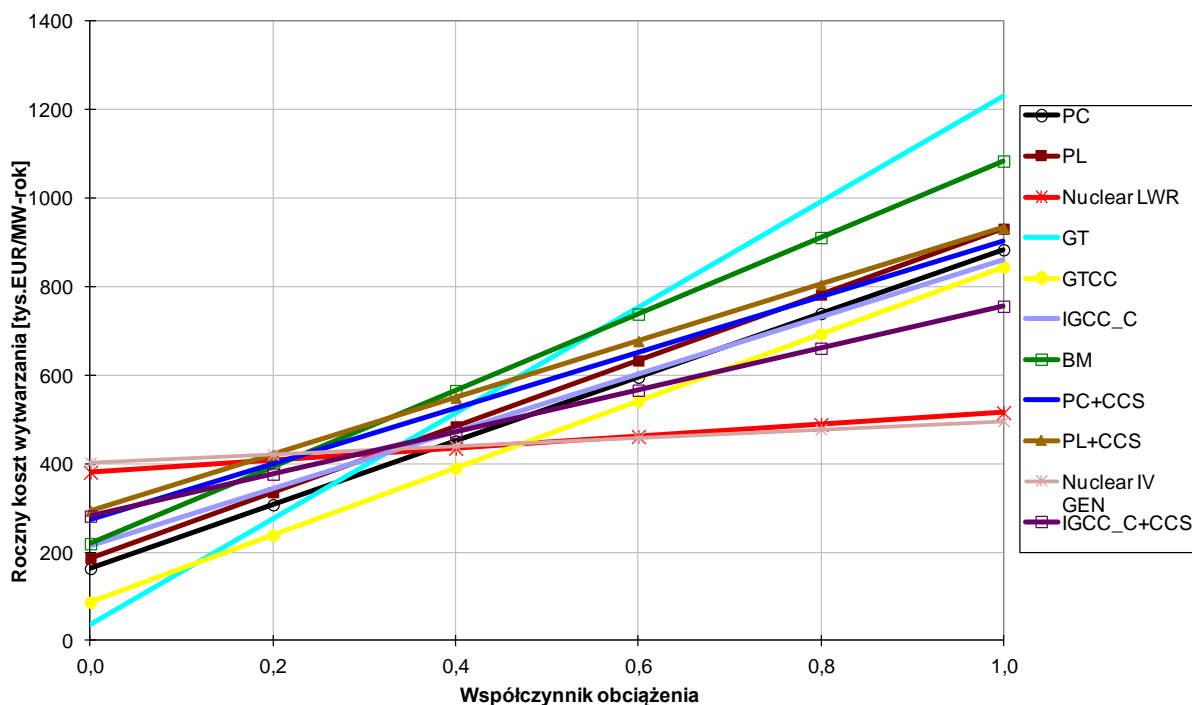
Tab.7.2. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2030 r. w podziale na koszty stałe i zmienne [€/MWh]

		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
PC	stałe	x	93	47	31	23	19
	zmienne	x	60	60	60	60	60
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>153</b>	<b>106</b>	<b>91</b>	<b>83</b>	<b>78</b>
PC+CCS	stałe	x	162	81	54	40	32
	zmienne	x	50	50	50	50	50
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>212</b>	<b>131</b>	<b>104</b>	<b>91</b>	<b>83</b>
PL	stałe	x	107	53	36	27	21
	zmienne	x	60	60	60	60	60
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>166</b>	<b>113</b>	<b>95</b>	<b>86</b>	<b>81</b>
PL+CCS	stałe	x	175	88	58	44	35
	zmienne	x	48	48	48	48	48
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>223</b>	<b>136</b>	<b>107</b>	<b>92</b>	<b>83</b>
Nuclear III+	stałe	x	224	112	75	56	45
	zmienne	x	12	12	12	12	12
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>235</b>	<b>123</b>	<b>86</b>	<b>68</b>	<b>56</b>
GT	stałe	x	22	11	7	5	4
	zmienne	x	122	122	122	122	122
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>144</b>	<b>133</b>	<b>130</b>	<b>128</b>	<b>127</b>
GTCC	stałe	x	50	25	17	12	10
	zmienne	x	78	78	78	78	78
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>128</b>	<b>103</b>	<b>94</b>	<b>90</b>	<b>88</b>
IGCC_C	stałe	x	134	67	45	34	27
	zmienne	x	62	62	62	62	62
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>196</b>	<b>129</b>	<b>106</b>	<b>95</b>	<b>89</b>
IGCC_C+CCS	stałe	x	177	88	59	44	35
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>224</b>	<b>135</b>	<b>106</b>	<b>91</b>	<b>82</b>
BM	stałe	x	131	66	44	33	26
	zmienne	x	77	77	77	77	77
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>208</b>	<b>143</b>	<b>121</b>	<b>110</b>	<b>104</b>

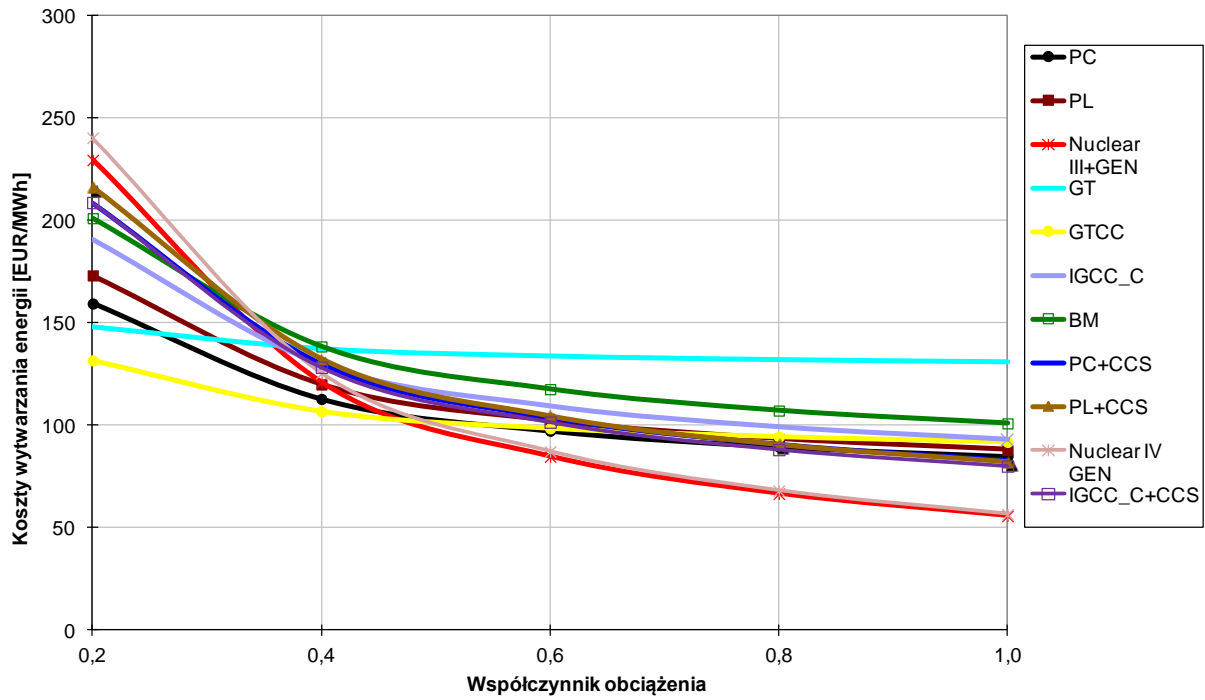
### 7.1.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.



Rys. 7.7. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.



Rys. 7.8. Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych



Rys. 7.9. Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.

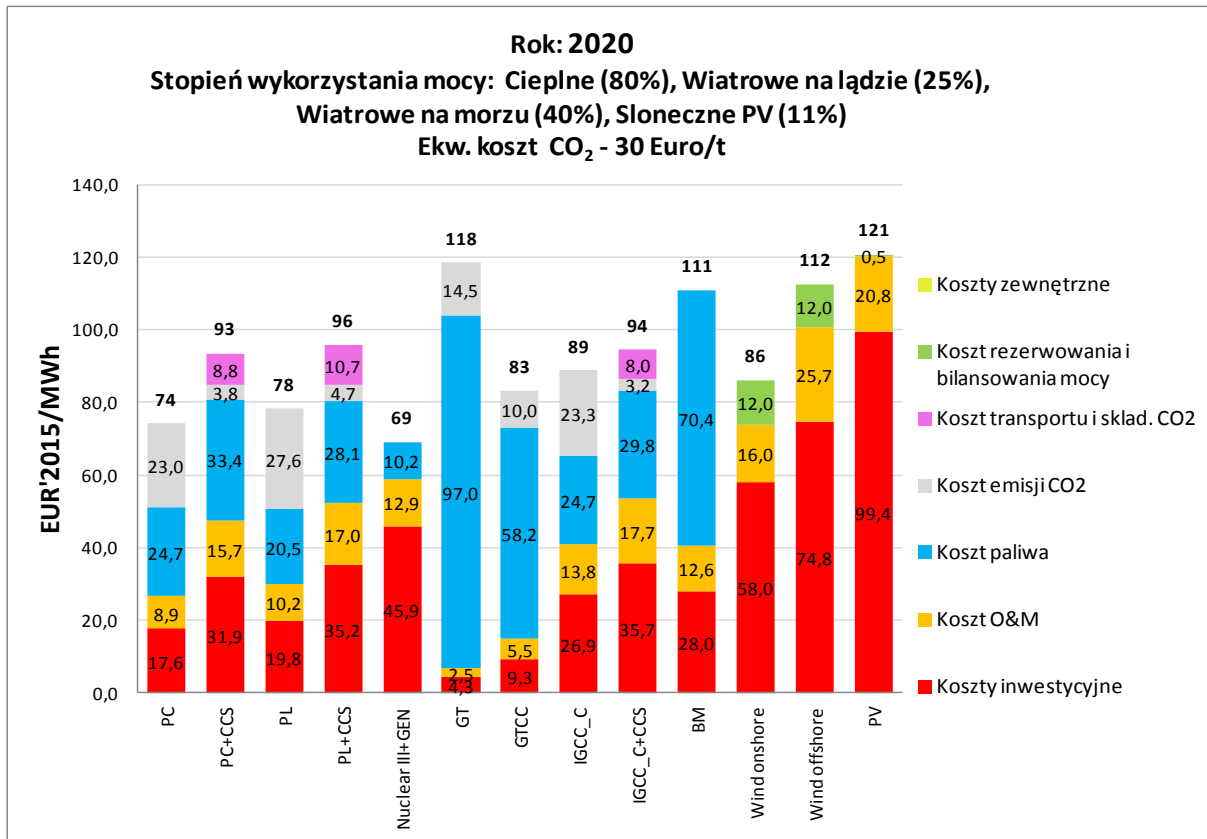
Tab. 7.3. *Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2050 r. w podziale na koszty stałe i zmienne [€/MWh].*

		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
PC	stałe	x	93	47	31	23	19
	zmienne	x	66	66	66	66	66
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>160</b>	<b>113</b>	<b>97</b>	<b>90</b>	<b>85</b>
PC+CCS	stałe	x	156	78	52	39	31
	zmienne	x	51	51	51	51	51
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>207</b>	<b>129</b>	<b>103</b>	<b>90</b>	<b>82</b>
PL	stałe	x	107	53	36	27	21
	zmienne	x	67	67	67	67	67
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>173</b>	<b>120</b>	<b>102</b>	<b>93</b>	<b>88</b>
PL+CCS	stałe	x	168	84	56	42	34
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>215</b>	<b>131</b>	<b>103</b>	<b>89</b>	<b>81</b>
Nuclear III+	stałe	x	217	109	72	54	43
	zmienne	x	12	12	12	12	12
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>230</b>	<b>121</b>	<b>85</b>	<b>67</b>	<b>56</b>
Nuclear IV	stałe	x	230	115	77	57	46
	zmienne	x	11	11	11	11	11
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>241</b>	<b>126</b>	<b>87</b>	<b>68</b>	<b>57</b>
GT	stałe	x	22	11	7	5	4
	zmienne	x	127	127	127	127	127
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>148</b>	<b>138</b>	<b>134</b>	<b>132</b>	<b>131</b>
GTCC	stałe	x	50	25	17	12	10
	zmienne	x	82	82	82	82	82
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>132</b>	<b>107</b>	<b>99</b>	<b>95</b>	<b>92</b>
IGCC_C	stałe	x	122	61	41	31	24
	zmienne	x	69	69	69	69	69
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>191</b>	<b>130</b>	<b>109</b>	<b>99</b>	<b>93</b>
IGCC_C+CCS	stałe	x	161	80	54	40	32
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>208</b>	<b>128</b>	<b>101</b>	<b>87</b>	<b>79</b>
BM	stałe	x	125	63	42	31	25
	zmienne	x	76	76	76	76	76
	<b>całkowite</b>	<b>x</b>	<b>201</b>	<b>139</b>	<b>118</b>	<b>107</b>	<b>101</b>

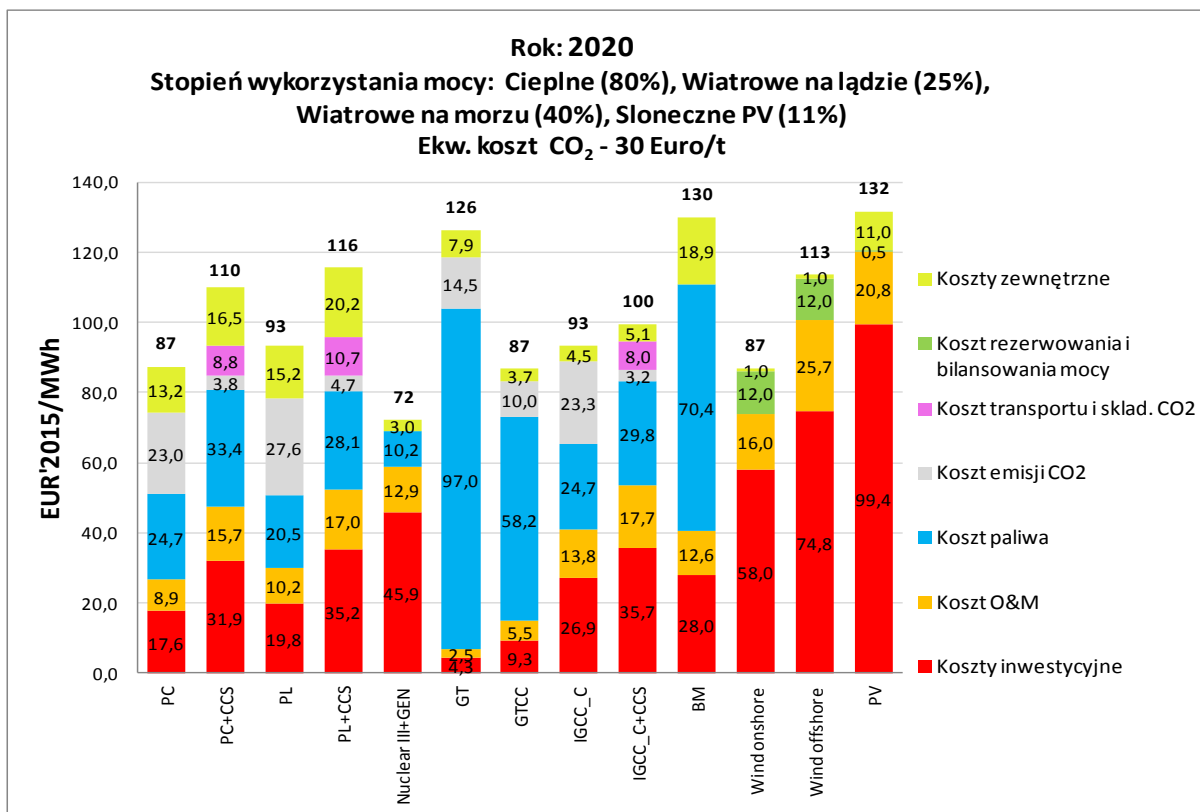


## 7.2. Konkurencyjność źródeł dla typowych warunków pracy w systemie – WACC 6%

### 7.2.1. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. dla typowych warunków pracy w systemie

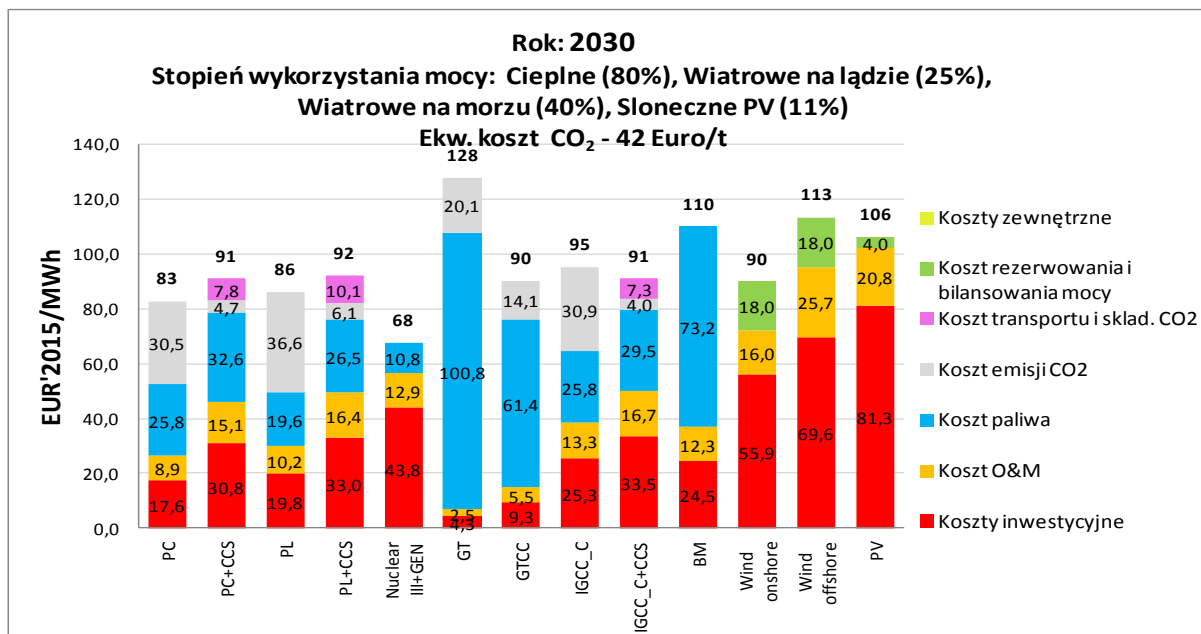


Rys. 7.10. Usredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2020 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.

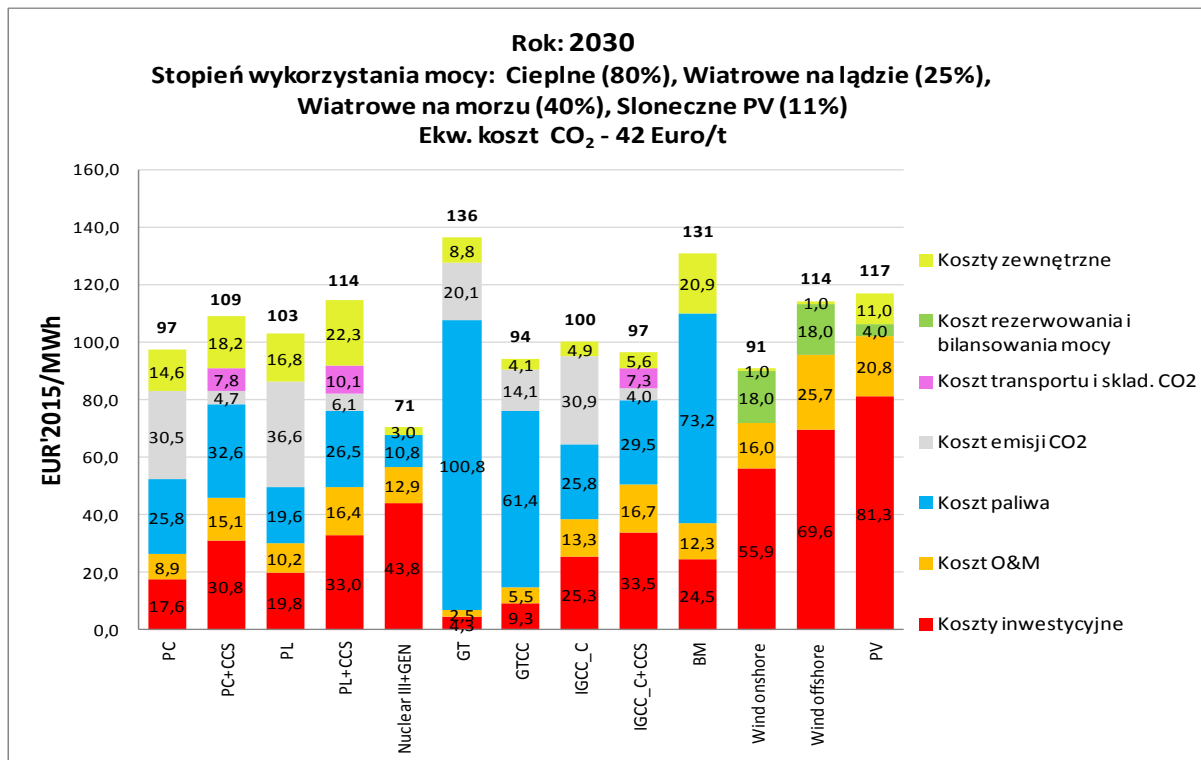


Rys. 7.11. Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2020 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.

**7.2.2. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. dla typowych warunków pracy w systemie**

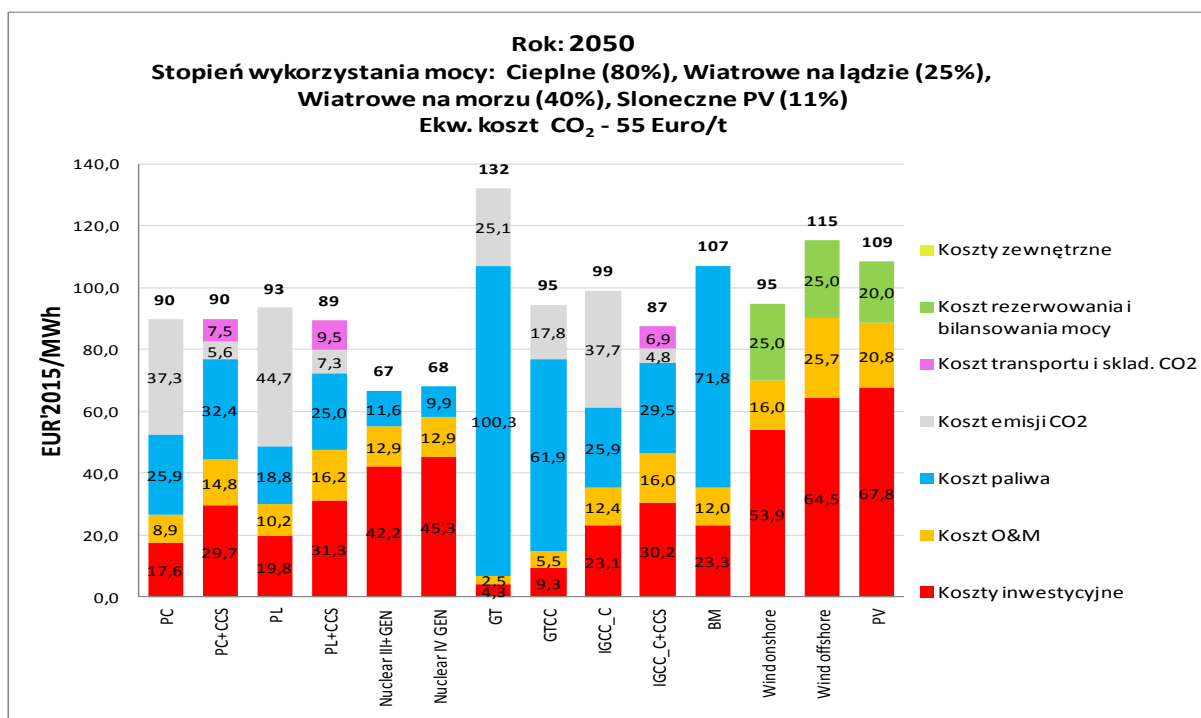


Rys. 7.12. Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2030 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłe i jądrowa – 7000h/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3500h/rok, fotowoltaiczne: 950h/rok.

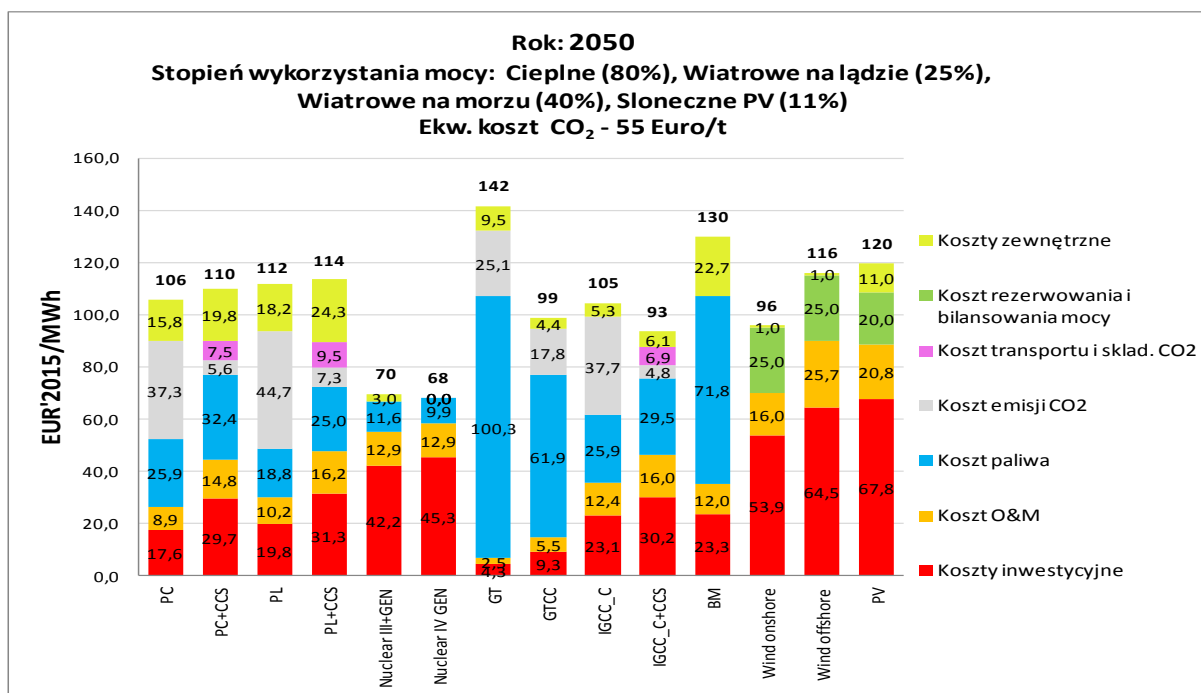


Rys. 7.13. Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2030 r. z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłe i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3500h/rok, fotowoltaiczne: 950h/rok.

**7.2.3. Konkurencyjność źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. dla typowych warunków pracy w systemie**

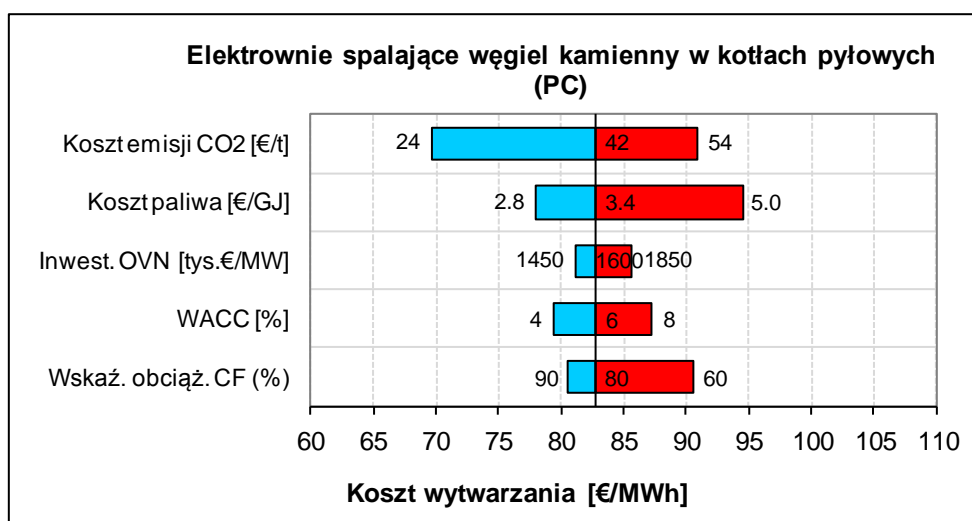


Rys. 7.14. Usredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2050 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3500h/rok, fotowoltaiczne: 950h/rok.

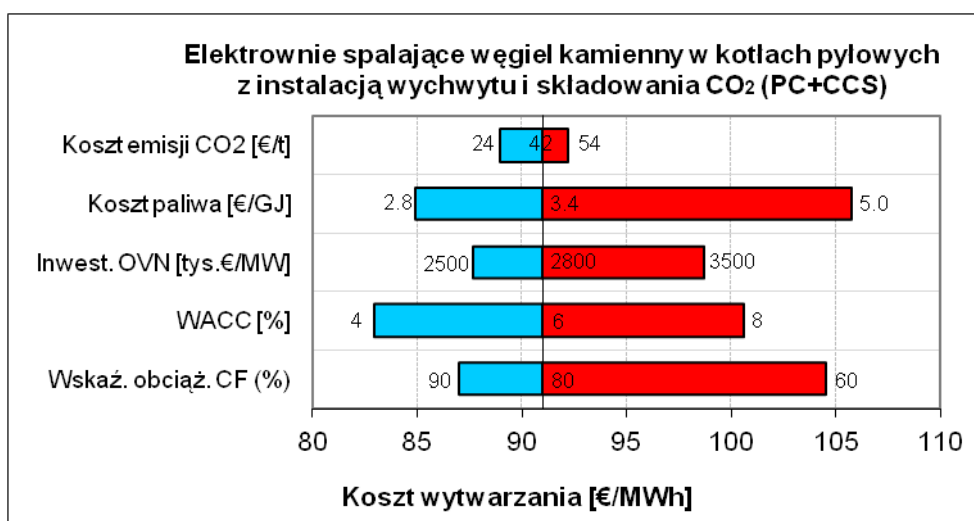


Rys. 7.15. Usredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, które byłyby uruchamiane w 2050 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: jądrowe - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.

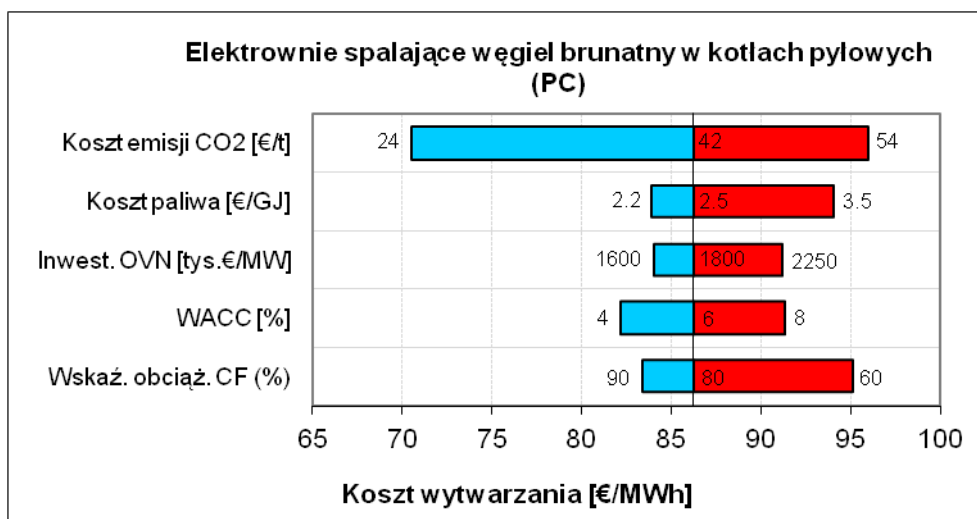
## 8. Wrażliwość kosztów wytwarzania energii elektrycznej na zmiany podstawowych parametrów analizy – WACC 6%



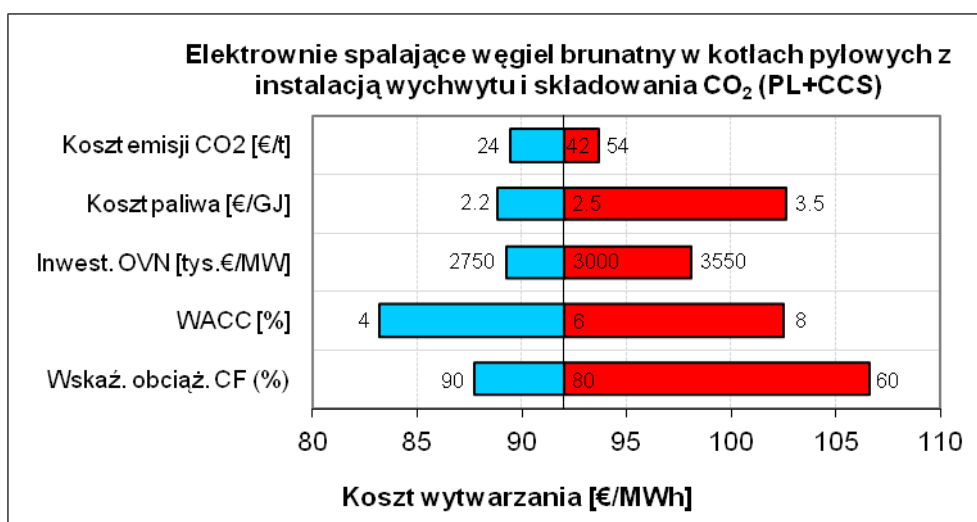
Rys. 8.1. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny (PC)



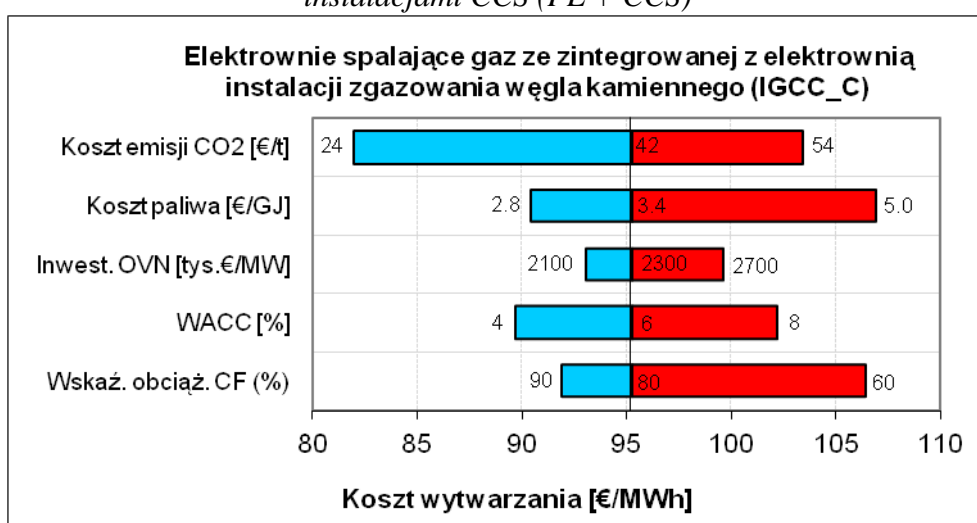
Rys. 8.2. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny z instalacjami CCS (PC + CCS)



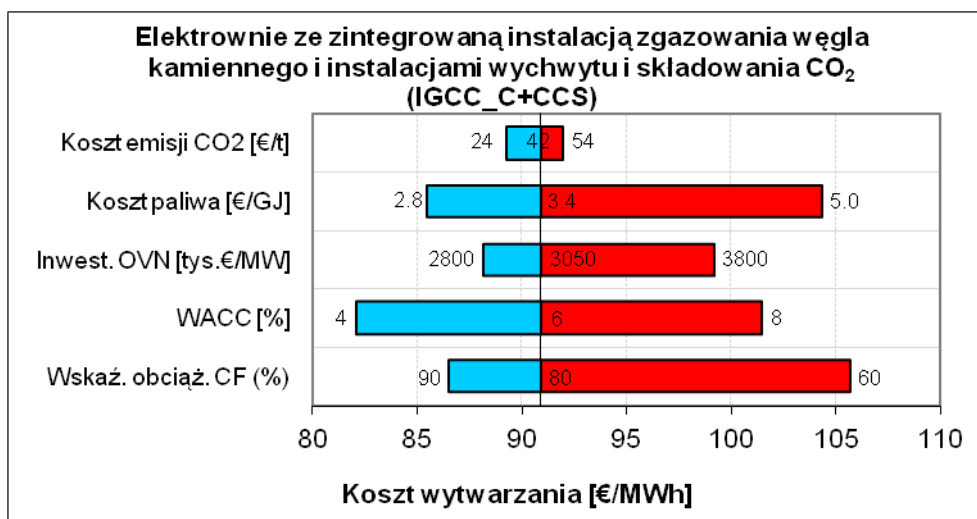
Rys. 8.3. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny



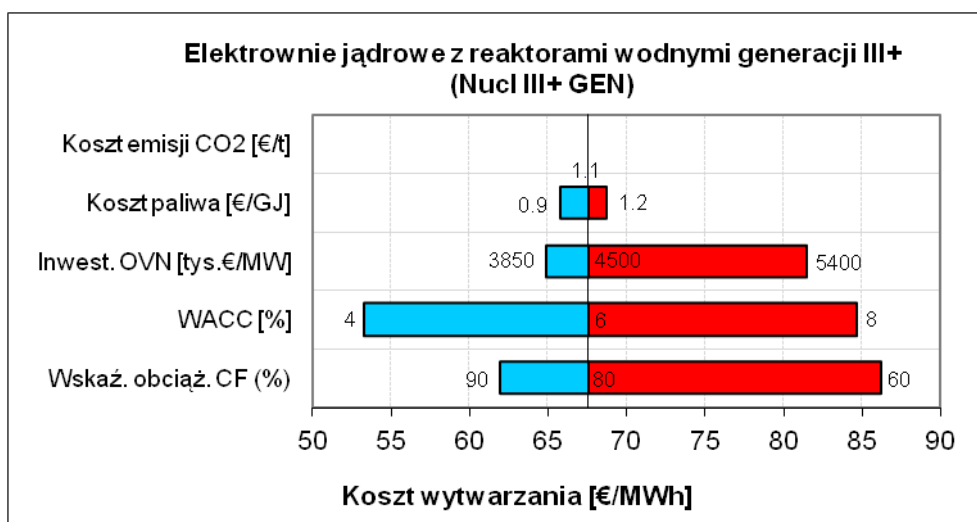
Rys. 8.4. Analiza wrażliwości dla elektrowni z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny z instalacjami CCS (PL + CCS)



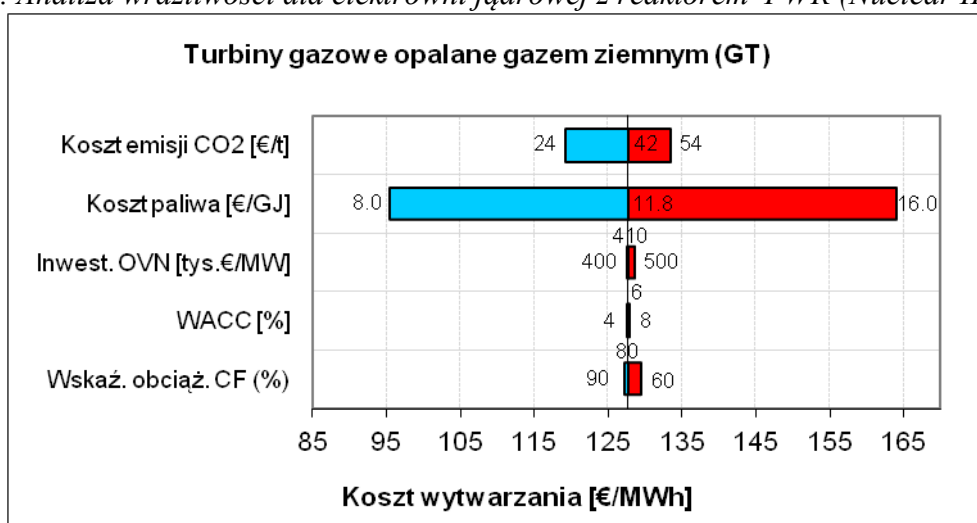
Rys. 8.5. Analiza wrażliwości dla elektrowni spalającej gaz ze zintegrowanej instalacji zgazowania węgla kamiennego (IGCC\_C)



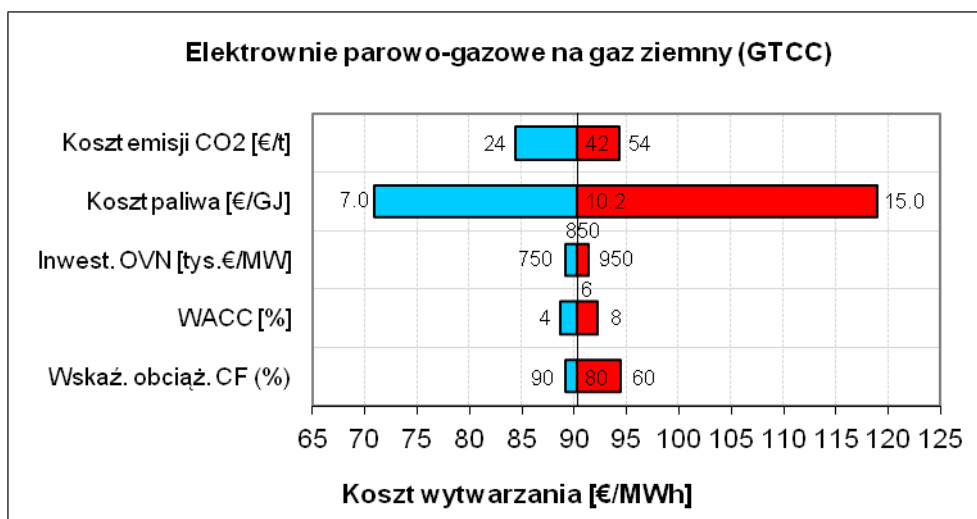
Rys. 8.6. Analiza wrażliwości dla elektrowni spalającej gaz ze zintegrowanej instalacji zgazowania węgla kamiennego z instalacją CCS (IGCC\_C + CCS)



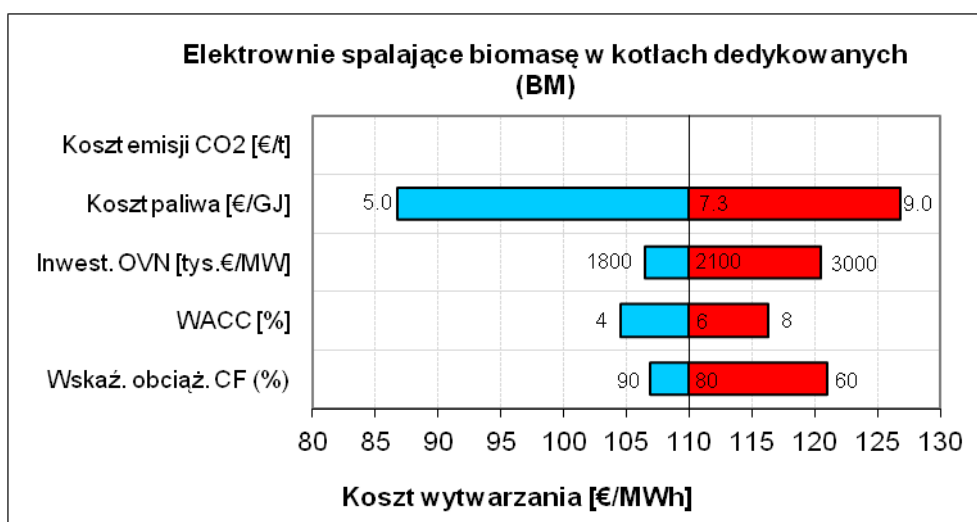
Rys. 8.7. Analiza wrażliwości dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR (Nuclear III+ GEN)



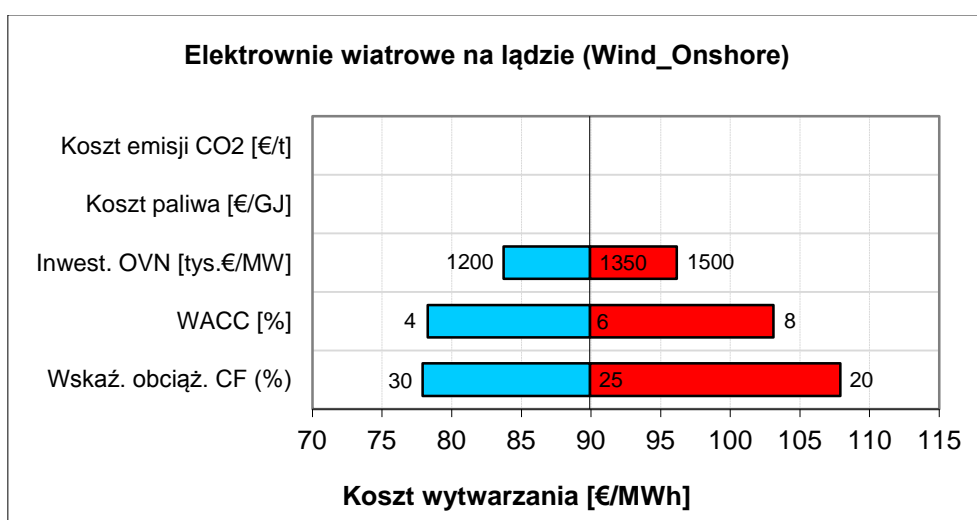
Rys. 8.8. Analiza wrażliwości dla elektrowni z turbinami gazowymi na gaz ziemny (GT)



Rys. 8.9. Analiza wrażliwości dla elektrowni parowo-gazowych na gaz ziemny (GTCC)

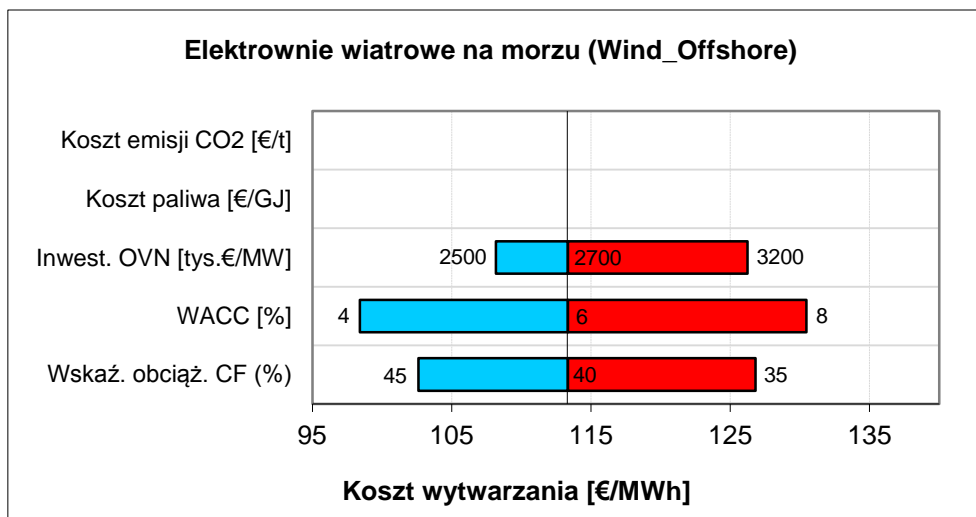


Rys. 8.10. Analiza wrażliwości dla elektrowni spalającej gaz z instalacji zgazowania biomasy (BM)

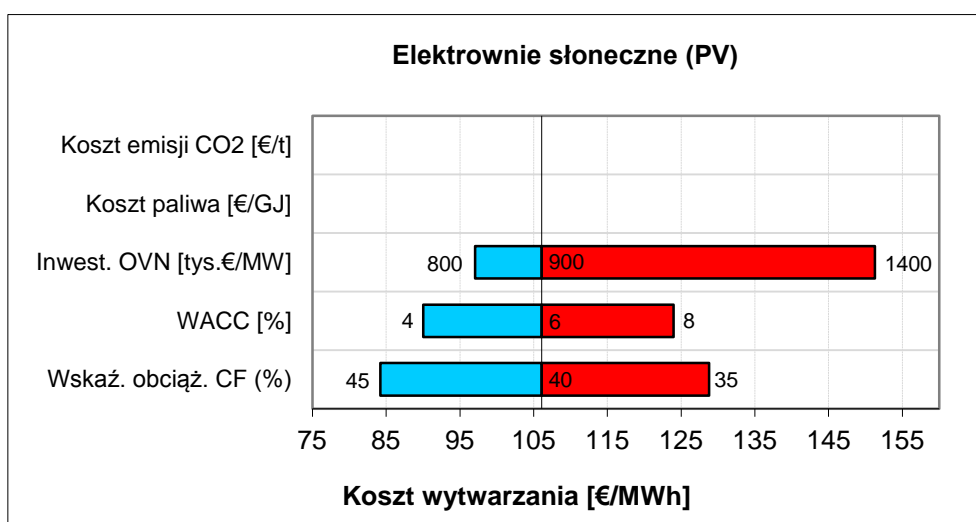


Rys. 8.11. Analiza wrażliwości dla elektrowni wiatrowych instalowanych na lądzie (Wind on-shore)

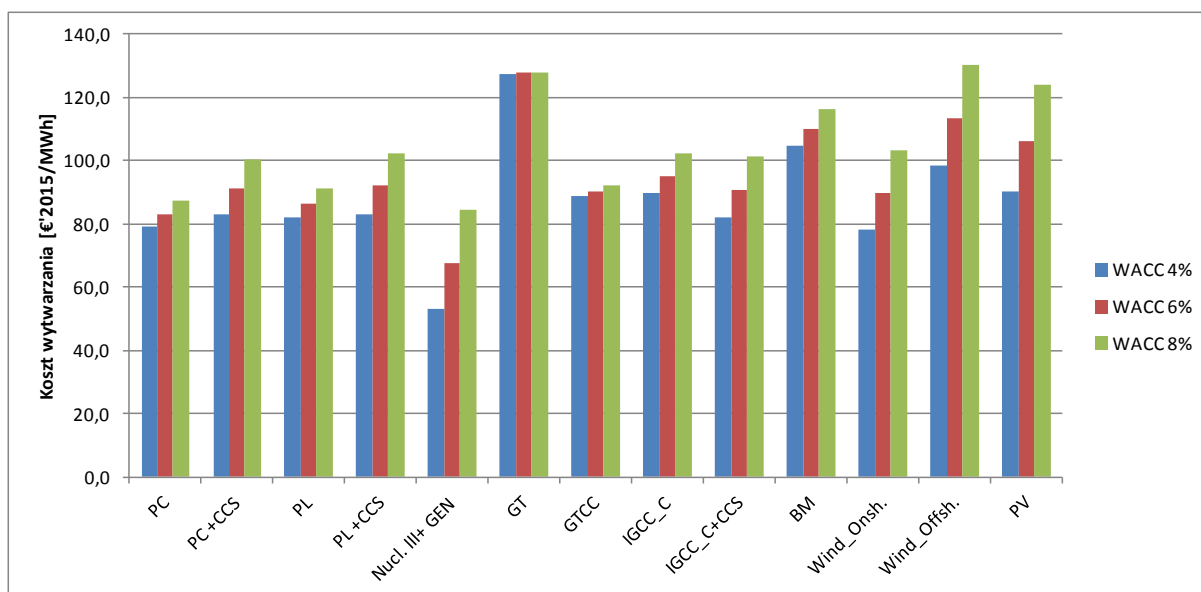




Rys. 8.12. Analiza wrażliwości dla elektrowni wiatrowych instalowanych na morzu (Wind off-shore)



Rys. 8.13. Analiza wrażliwości dla elektrowni słonecznych (PV)



Rys. 8.14. Koszty wytwarzania energii elektrycznej poszczególnych technologii przy różnych stopach dyskonta dla roku 2030

## 9. Podsumowanie

1. W niniejszej pracy przeprowadzono szczegółową analizę porównawczą kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla źródeł, które byłyby uruchamiane w latach 2020, 2030 i 2050. Koszty uśredniono dla całego okresu ekonomicznej eksploatacji porównywanych źródeł z zachowaniem reguł dyskonta.
2. W analizie przyjęto parametry techniczno-ekonomiczne rozpatrywanych źródeł w oparciu o szeroki zakres danych przytaczanych w materiałach referencyjnych, w tym prognoz wykonanych przez czołowe światowe ośrodki analityczne.
3. W raporcie wykorzystano dorobek pracy zespołów w ramach projektów europejskich ExternE i NEEDS, których celem było określenie typowych zanieczyszczeń z różnych instalacji energetycznych, ich drogi i zasięgu rozprzestrzeniania się w atmosferze, wpływu na powietrze, glebę, skutki zdrowotne dla ludzi oraz gotowość społeczeństwa do ponoszenia kosztów z tym związanych.
4. Przeanalizowano zarówno krzywe konkurencyjności rozpatrywanych źródeł, które obrazują zależność rocznych i jednostkowych zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej od współczynnika obciążenia tych źródeł w systemie

energetycznym, jak i jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej dla typowych warunków pracy tych źródeł w systemie.

5. Przeprowadzono analizę wrażliwości jednostkowych kosztów wytwarzania energii na zmiany podstawowych parametrów analizy i określono parametry mające największy wpływ na poziom kosztów wytwarzania dla poszczególnych technologii.
6. Wyniki analiz wskazują, że technologie jądrowe wytwarzania energii elektrycznej uruchamiane ok. 2030 r. są konkurencyjne wobec innych, nawet najtańszych źródeł klasycznych pracujących w podstawie obciążenia systemu, przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powyżej 35 €'2015/tCO<sub>2</sub>. Konkurencyjność źródeł jądrowych rośnie w latach późniejszych ze względu na przewidywany wzrost cen paliw organicznych i opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.
7. Elektrownie na węgiel brunatny są konkurencyjne wobec elektrowni na węgiel kamienny tylko przy niskim koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (poniżej 15 EUR/tCO<sub>2</sub>).
8. Technologie węglowe z instalacjami CCS uruchamiane ok. 2030 r. nie są konkurencyjne wobec technologii bez instalacji CCS. Instalacje CCS stają się opłacalne przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powyżej 50 €'2015/tCO<sub>2</sub> – dla węgla brunatnego i 60 €'2015/tCO<sub>2</sub> – dla węgla kamiennego.
9. Elektrownie gazowe mogą konkurować ok. 2030 r. z elektrowniami węglowymi bez instalacji CCS pod warunkiem, że koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przewyższy 50 €'2015/tCO<sub>2</sub>. Niemniej jednak, przy koszcie CO<sub>2</sub> powyżej 60 €'2015/tCO<sub>2</sub>, koszty wytwarzania elektrowni gazowych zaczynają przewyższać koszty wytwarzania w elektrowniach na węgiel brunatny wyposażonych w CCS.
10. W analizie wykazano, że po 2030 r. nie będzie już potrzebna pomoc publiczna dla elektrowni wiatrowych na lądzie przy cenach uprawnień do emisji powyżej 40 €'2015/tCO<sub>2</sub>, gdyż koszty wytwarzania energii w tych źródłach będą porównywalne lub niższe niż koszty wytwarzania w elektrowniach cieplnych bez instalacji CCS.
11. W wyniku przewidywanego obniżania się nakładów inwestycyjnych w miarę opanowywania z czasem technologii budowy, różnice w kosztach wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności między technologiami opartymi na paliwach kopalnych i odnawialnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, będą malały. Niemniej jednak, koszty LCOE różnią się znacznie w poszczególnych technologiach - zakres kosztów przy referencyjnej stopie dyskonta 7 % mieści się od najniższego 81 €'2015/MWh

(elektrownia jądrowa) do najwyższego 128 €'2015/MWh (turbiny gazowe) w 2030 roku oraz dla tych samych technologii od 76 €'2015/MWh do 133 €'2015/MWh w 2050 roku.

12. Konieczność wypełnienia przez nasz kraj wymogów w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub>, ograniczone możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz małe prawdopodobieństwo zastosowania instalacji CCS na skalę przemysłową (koszty, względy techniczne) powodują, że na dzień dzisiejszy, energetyka jądrowa wydaje się być rozwiązaniem uzasadnionym technicznie i ekonomicznie. Jest ona opcją najtańszą spośród tych, które zapewniają jednocześnie największy poziom stabilności dostaw i kosztów energii elektrycznej oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych.

## 10. Materiały referencyjne

1. ARE S.A., listopad 2009 r. „Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródeł energii”.
2. Expansion Planning for Electrical Generating Systems, A Guidebook, IAEA, 1984.
3. The Role of Nuclear Power in Europe, World Energy Council, January 2007.
4. OECD-NEA: “Nuclear Energy and Renewables - System effects in Low-carbon Electricity Systems”, NEA - Nuclear Energy Agency, Paris 2012.
5. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.
6. Oxera Consulting Ltd., April 2011. „Discount rates for low-carbon and renewable generation Technologies”. Document prepared for the Committee on Climate Change.
7. Ziębik Andrzej, Liszka Marcin - Komisja Energetyki Oddziału PAN w Katowicach, Politechnika Śląska, Instytut Techniki Ciepłej. „Technologie energetyczne dla województwa śląskiego - wyniki foresightu regionalnego”. Energetyka, listopad 2008.
8. Capros. P. E3MLab National Technical University of Athens. PRIMES energy system model assumptions 2012.
9. IEA, Paris. WEO Model Assumptions
10. Department of Energy and Climate Change/ARUP. October 2011. „Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. Study report”.
11. Mott MacDonald, Committee for Climate Change, May 2011. „Costs of low-carbon generation technologies”.
12. IEO, Greenpeace, Fundacja im. Heinricha Bolla. Warszawa, lipiec 2011. „Morski wiatr kontra atom – Analiza porównawcza kosztów morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej oraz ich potencjału tworzenia miejsc pracy”.
13. Imperial College Centre for Energy Policy and Technology-ICEPT, August 2012. “Cost estimates for nuclear power in the UK”.
14. Rothwell G., New U.S. Nuclear Generation: 2010-2030, Stanford Institute for Economic Policy Research, June 2010.
15. Du Y., Parsons J.E., Update on the Cost of Nuclear Power, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, May 2009.
16. Tarjanne R., Kivisto A., Comparison of electricity generation cost, Lappeenranta University Technology, 2008.
17. OECD/IEA, World Energy Outlook 2012, Paris, 2012.
18. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium. [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu)

## Załączniki

**Załącznik 1:** Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. WACC – 7%. Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Załącznik 2:** Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. WACC- 7%. Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Załącznik 3:** Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. WACC 7%. Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Załącznik 4:** Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r. WACC – 6%. Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Załącznik 5:** Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. WACC- 6%. Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Załącznik 6:** Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r. WACC 6%. Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

## Załącznik 1.

Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.

WACC - 7%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

### Wspólne parametry analizy

Roczna realna stopa dyskonta	7%
Rok bazowy	2020
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO <sub>2</sub> w roku bazowym EUR/t	20
Koszt transportu i magazynowania CO <sub>2</sub> EUR/t	10

### Parametry techniczno ekonomiczne porównywanych źródeł

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Moc jednostki netto [MW]	Ekonom. okres eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [tys.€/MW]			O&Mfix w roku bazowym [tys.€/MW-rok]	O&Mvar w roku bazowym [€/MWh]	Sprawność wytwarzania %	Koszt paliwa w roku bazowym [€/GJ]
			OVN [tys.€/MW]	IDC %	OVN + IDC [tys.€/MW]				
PC	800	40	1600	18,7	1899	40	3,2	46	3,1
PC+CCS	600	40	2900	18,7	3442	72	5,4	34	3,1
PL	800	40	1800	18,7	2137	48	3,4	44	2,5
PL+CCS	600	40	3200	18,7	3798	80	5,6	32	2,5
Nuclear III+	1000-1500	60	4700	24,9	5870	85	0,8	36	1,0
GT	150	35	410	7,0	439	8	1,4	40	10,7
GTCC	400	35	850	13,1	961	22	2,4	58	9,3
IGCC_C	600	40	2450	18,7	2908	62	5,0	46	3,1
IGCC_C+CCS	600	40	3250	18,7	3858	82	6,0	38	3,1
BM	100	30	2400	14,6	2750	60	4,0	35	6,8
Wind on-shore	3	25	1400	12,2	1649	35	0	nd	nd
Wind off-shore	5	25	2900	15,4	3414	90	0	nd	nd
PV	1	25	1100	7,0	1236	20	0	nd	nd

### Uśrednione roczne koszty zmienne eksploatacji [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	5,6	11,2	16,8	22,4	28,0
PC+CCS	0,0	24,8	49,6	74,5	99,3	124,1
PL	0,0	6,0	11,9	17,9	23,8	29,8
PL+CCS	0,0	28,5	57,1	85,6	114,1	142,7
Nuclear III+	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
GT	0,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3
GTCC	0,0	4,2	8,4	12,6	16,8	21,0
IGCC_C	0,0	8,8	17,5	26,3	35,0	43,8
IGCC_C+CCS	0,0	24,6	49,1	73,7	98,2	122,8
BM	0,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0

### Uśrednione roczne koszty paliwa [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	42,8	85,6	128,3	171,1	213,9
PC+CCS	0,0	57,9	115,8	173,6	231,5	289,4
PL	0,0	35,8	71,7	107,5	143,3	179,2
PL+CCS	0,0	49,3	98,6	147,8	197,1	246,4
Nuclear III+	0,0	17,7	35,4	53,1	70,8	88,5
GT	0,0	168,9	337,8	506,6	675,5	844,4
GTCC	0,0	101,2	202,5	303,7	405,0	506,2
IGCC_C	0,0	42,8	85,6	128,3	171,1	213,9
IGCC_C+CCS	0,0	51,8	103,6	155,4	207,1	258,9
BM	0,0	122,7	245,4	368,2	490,9	613,6

### Uśrednione roczne koszty emisji CO<sub>2</sub> [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	38,8	77,5	116,3	155,0	193,8
PC+CCS	0,0	8,5	16,9	25,4	33,8	42,3
PL	0,0	46,6	93,2	139,8	186,4	232,9
PL+CCS	0,0	10,5	21,0	31,5	42,0	52,4
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	24,7	49,4	74,2	98,9	123,6
GTCC	0,0	17,1	34,1	51,2	68,2	85,3
IGCC_C	0,0	39,2	78,4	117,6	156,9	196,1
IGCC_C+CCS	0,0	7,1	14,2	21,3	28,4	35,5
BM	0,0	0,2	0,4	0,6	0,9	1,1

### Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	87,1	174,3	261,4	348,6	435,7
PC+CCS	0,0	91,2	182,3	273,5	364,6	455,8
PL	0,0	88,4	176,8	265,1	353,5	441,9
PL+CCS	0,0	88,3	176,6	264,9	353,2	441,5
Nuclear III+	0,0	19,1	38,2	57,3	76,4	95,5
GT	0,0	196,1	392,1	588,2	784,2	980,3
GTCC	0,0	122,5	245,0	367,5	490,0	612,5
IGCC_C	0,0	90,8	181,5	272,3	363,0	453,8
IGCC_C+CCS	0,0	83,4	166,9	250,3	333,8	417,2
BM	0,0	129,9	259,9	389,8	519,8	649,7



**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
<b>PC</b>	0,0	110,1	220,2	330,3	440,4	550,5
<b>PC+CCS</b>	0,0	119,8	239,7	359,5	479,4	599,2
<b>PL</b>	0,0	114,8	229,5	344,3	459,1	573,8
<b>PL+CCS</b>	0,0	123,5	247,0	370,4	493,9	617,4
<b>Nuclear III+</b>	0,0	24,4	48,7	73,1	97,4	121,8
<b>GT</b>	0,0	209,8	419,6	629,5	839,3	1049,1
<b>GTCC</b>	0,0	128,9	257,8	386,7	515,6	644,5
<b>IGCC_C</b>	0,0	98,5	197,0	295,5	394,0	492,5
<b>IGCC_C+CCS</b>	0,0	92,2	184,5	276,7	369,0	461,2
<b>BM</b>	0,0	162,9	325,7	488,6	651,5	814,3

**Uśrednione roczne jednostkowe koszty stałe [tys.€/MW-rok]**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Koszty kapitałowe CCj	Koszty stałe O&M O&Mjfix	Koszty stałe wytwarzania
<b>PC</b>	142,5	40,0	182,5
<b>PC+CCS</b>	258,2	72,0	330,2
<b>PL</b>	160,3	48,0	208,3
<b>PL+CCS</b>	284,9	80,0	364,9
<b>Nuclear III+</b>	418,1	85,0	503,1
<b>GT</b>	33,9	8,0	41,9
<b>GTCC</b>	74,2	22,0	96,2
<b>IGCC_C</b>	218,1	62,0	280,1
<b>IGCC_C+CCS</b>	289,4	82,0	371,4
<b>BM</b>	221,6	60,0	281,6

**Uśrednione roczne koszty wytwarzania energii [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
<b>PC</b>	182,5	269,6	356,8	443,9	531,0	618,2
<b>PC+CCS</b>	330,2	421,4	512,5	603,7	694,8	786,0
<b>PL</b>	208,3	296,6	385,0	473,4	561,8	650,2
<b>PL+CCS</b>	364,9	453,2	541,5	629,8	718,1	806,4
<b>Nuclear III+</b>	503,1	522,2	541,3	560,4	579,5	598,6
<b>GT</b>	41,9	237,9	434,0	630,0	826,1	1022,1
<b>GTCC</b>	96,2	218,7	341,2	463,7	586,2	708,7
<b>IGCC_C</b>	280,1	370,9	461,6	552,4	643,1	733,9
<b>IGCC_C+CCS</b>	371,4	454,8	538,3	621,7	705,1	788,6
<b>BM</b>	281,6	411,6	541,5	671,5	801,4	931,4

### Uśrednione jednostkowe koszty stałe [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	104,1	52,1	34,7	26,0	20,8
PC+CCS	x	188,5	94,2	62,8	47,1	37,7
PL	x	118,9	59,4	39,6	29,7	23,8
PL+CCS	x	208,3	104,1	69,4	52,1	41,7
Nuclear III+	x	287,2	143,6	95,7	71,8	57,4
GT	x	23,9	12,0	8,0	6,0	4,8
GTCC	x	54,9	27,5	18,3	13,7	11,0
IGCC_C	x	159,9	79,9	53,3	40,0	32,0
IGCC_C+CCS	x	212,0	106,0	70,7	53,0	42,4
BM	x	160,8	80,4	53,6	40,2	32,2

### Uśrednione jednostkowe koszty zmienne [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
PC+CCS	x	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
PL	x	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4
PL+CCS	x	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4
Nuclear III+	x	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
GT	x	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
GTCC	x	69,9	69,9	69,9	69,9	69,9
IGCC_C	x	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8
IGCC_C+CCS	x	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6
BM	x	74,2	74,2	74,2	74,2	74,2

### Jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	153,9	101,8	84,5	75,8	70,6
PC+CCS	x	240,5	146,3	114,9	99,1	89,7
PL	x	169,3	109,9	90,1	80,2	74,2
PL+CCS	x	258,7	154,5	119,8	102,5	92,1
Nuclear III+	x	298,1	154,5	106,6	82,7	68,3
GT	x	135,8	123,9	119,9	117,9	116,7
GTCC	x	124,9	97,4	88,2	83,7	80,9
IGCC_C	x	211,7	131,7	105,1	91,8	83,8
IGCC_C+CCS	x	259,6	153,6	118,3	100,6	90,0
BM	x	234,9	154,5	127,8	114,4	106,3

**Koszty systemowe wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych dla typowych warunków pracy tych elektrowni w systemie**

	Liczba godzin	CFwindmax	Koszt wytwarzania systemowy [€/MWh]			
			kapitałowy	O&M	rezerwy i bilansowania	całkowity
<b>Wind on-shore</b>	2190	0.25	64,6	16,0	12,0	92,6
<b>Wind off-shore</b>	3500	0.40	83,7	25,7	12,0	121,4
<b>PV</b>	950	0.11	110,1	20,8	0,5	131,3

## Załącznik 2.

Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. WACC-7%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

### Wspólne parametry analizy

Roczna realna stopa dyskonta	7%
Rok bazowy	2030
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO <sub>2</sub> w roku bazowym EUR/t	30
Koszt transportu i magazynowania CO <sub>2</sub> EUR/t	10

### Parametry techniczno ekonomiczne porównywanych źródeł

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Moc jednostki netto [MW]	Ekonom. Okres eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [tys.€/MW]			O&Mfix w roku bazowym [tys.€/MW-rok]	O&Mvar w roku bazowym [€/MWh]	Sprawność wytwarzania %	Koszt paliwa w roku bazowym [€/GJ]
			OVN [tys.€/MW]	IDC %	OVN +IDC [tys.€/MW]				
PC	800	40	1600	18,7	1899	40	3,2	48	3,4
PC+CCS	600	40	2800	18,7	3323	68	5,4	38	3,4
PL	800	40	1800	18,7	2136	48	3,4	46	2,5
PL+CCS	600	40	3000	18,7	3561	76	5,6	34	2,5
Nuclear III+	1000-1500	60	4500	24,9	5620	85	0,8	36	1,1
GT	150	35	410	7,0	438	8	1,4	42	11,7
GTCC	400	35	850	13,1	961	22	2,4	60	10,2
IGCC_C	600	40	2300	18,7	2731	58	5,0	48	3,4
IGCC_C+CCS	600	40	3050	18,7	3621	75	6,0	42	3,4
BM	100	30	2100	14,6	2407	58	4,0	36	7,3
Wind on-shore	3	25	1350	12,2	1590	35	0	nd	nd
Wind off-shore	5	25	2700	15,4	3178	90	0	nd	nd
PV	1	25	900	7,0	1011	20	0	nd	nd

### Uśrednione roczne koszty zmienne eksploatacji [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	5,6	11,2	16,8	22,4	28,0
PC+CCS	0,0	23,2	46,4	69,6	92,8	116,0
PL	0,0	6,0	11,9	17,9	23,8	29,8
PL+CCS	0,0	27,4	54,9	82,3	109,7	137,2
Nuclear III+	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
GT	0,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3
GTCC	0,0	4,2	8,4	12,6	16,8	21,0
IGCC_C	0,0	8,8	17,5	26,3	35,0	43,8
IGCC_C+CCS	0,0	23,2	46,4	69,6	92,9	116,1
BM	0,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0

### Uśrednione roczne koszty paliwa [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	45,1	90,1	135,2	180,3	225,4
PC+CCS	0,0	56,9	113,9	170,8	227,7	284,7
PL	0,0	34,3	68,6	102,8	137,1	171,4
PL+CCS	0,0	46,4	92,8	139,1	185,5	231,9
Nuclear III+	0,0	18,9	37,8	56,8	75,7	94,6
GT	0,0	176,3	352,6	528,9	705,2	881,5
GTCC	0,0	107,3	214,7	322,0	429,3	536,6
IGCC_C	0,0	45,1	90,1	135,2	180,3	225,4
IGCC_C+CCS	0,0	51,5	103,0	154,5	206,0	257,5
BM	0,0	128,2	256,5	384,7	513,0	641,2

### Uśrednione roczne koszty emisji CO<sub>2</sub> [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	52,5	105,0	157,4	209,9	262,4
PC+CCS	0,0	9,9	19,8	29,7	39,7	49,6
PL	0,0	63,0	125,9	188,9	251,8	314,8
PL+CCS	0,0	12,9	25,9	38,8	51,7	64,6
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	34,7	69,4	104,0	138,7	173,4
GTCC	0,0	24,3	48,6	72,8	97,1	121,4
IGCC_C	0,0	53,1	106,2	159,3	212,4	265,5
IGCC_C+CCS	0,0	8,4	16,8	25,3	33,7	42,1
BM	0,0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5

### Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	103,2	206,3	309,5	412,6	515,8
PC+CCS	0,0	90,0	180,1	270,1	360,2	450,2
PL	0,0	103,2	206,4	309,6	412,8	516,0
PL+CCS	0,0	86,7	173,5	260,2	347,0	433,7
Nuclear III+	0,0	20,3	40,6	61,0	81,3	101,6
GT	0,0	213,4	426,9	640,3	853,7	1067,2
GTCC	0,0	135,8	271,6	407,4	543,2	679,0
IGCC_C	0,0	106,9	213,9	320,8	427,7	534,6
IGCC_C+CCS	0,0	83,1	166,3	249,4	332,6	415,7
BM	0,0	135,6	271,1	406,7	542,2	677,8

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
<b>PC</b>	0,0	128,6	257,2	385,7	514,3	642,9
<b>PC+CCS</b>	0,0	121,8	243,7	365,5	487,3	609,2
<b>PL</b>	0,0	132,4	264,9	397,3	529,7	662,2
<b>PL+CCS</b>	0,0	125,7	251,4	377,2	502,9	628,6
<b>Nuclear III+</b>	0,0	25,6	51,2	76,7	102,3	127,9
<b>GT</b>	0,0	228,7	457,4	686,1	914,8	1143,5
<b>GTCC</b>	0,0	142,9	285,8	428,7	571,6	714,5
<b>IGCC_C</b>	0,0	115,5	231,0	346,5	462,0	577,6
<b>IGCC_C+CCS</b>	0,0	92,9	185,8	278,7	371,5	464,4
<b>BM</b>	0,0	172,0	344,1	516,1	688,1	860,1

**Uśrednione roczne jednostkowe koszty stałe [tys.€/MW-rok]**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Koszty kapitałowe CCj	Koszty stałe O&M O&Mjfix	Koszty stałe wytwarzania
<b>PC</b>	142,5	40,0	182,5
<b>PC+CCS</b>	249,3	68,0	317,3
<b>PL</b>	160,2	48,0	208,2
<b>PL+CCS</b>	267,1	76,0	343,1
<b>Nuclear III+</b>	400,3	85,0	485,3
<b>GT</b>	33,8	8,0	41,8
<b>GTCC</b>	74,2	22,0	96,2
<b>IGCC_C</b>	204,8	58,0	262,8
<b>IGCC_C+CCS</b>	271,6	75,0	346,6
<b>BM</b>	194,0	58,0	252,0

**Uśrednione roczne koszty wytwarzania energii [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
<b>PC</b>	182,5	285,6	388,8	492,0	595,1	698,3
<b>PC+CCS</b>	317,3	407,3	497,4	587,4	677,5	767,5
<b>PL</b>	208,2	311,4	414,6	517,8	621,0	724,2
<b>PL+CCS</b>	343,1	429,8	516,6	603,3	690,0	776,8
<b>Nuclear III+</b>	485,3	505,7	526,0	546,3	566,6	587,0
<b>GT</b>	41,8	255,3	468,7	682,1	895,6	1109,0
<b>GTCC</b>	96,2	232,1	367,9	503,7	639,5	775,3
<b>IGCC_C</b>	262,8	369,7	476,7	583,6	690,5	797,4
<b>IGCC_C+CCS</b>	346,6	429,7	512,9	596,0	679,2	762,3
<b>BM</b>	252,0	387,5	523,1	658,6	794,2	929,7

### Uśrednione jednostkowe koszty stałe [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	104,2	52,1	34,7	26,0	20,8
PC+CCS	x	181,1	90,5	60,4	45,3	36,2
PL	x	118,9	59,4	39,6	29,7	23,8
PL+CCS	x	195,8	97,9	65,3	49,0	39,2
Nuclear III+	x	277,0	138,5	92,3	69,3	55,4
GT	x	23,9	11,9	8,0	6,0	4,8
GTCC	x	54,9	27,5	18,3	13,7	11,0
IGCC_C	x	150,0	75,0	50,0	37,5	30,0
IGCC_C+CCS	x	197,8	98,9	65,9	49,5	39,6
BM	x	143,8	71,9	47,9	36,0	28,8

### Uśrednione jednostkowe koszty zmienne [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
PC+CCS	x	51,4	51,4	51,4	51,4	51,4
PL	x	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
PL+CCS	x	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5
Nuclear III+	x	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
GT	x	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8
GTCC	x	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5
IGCC_C	x	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
IGCC_C+CCS	x	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5
BM	x	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4

### Jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	163,0	111,0	93,6	84,9	79,7
PC+CCS	x	232,5	141,9	111,8	96,7	87,6
PL	x	177,8	118,3	98,5	88,6	82,7
PL+CCS	x	245,3	147,4	114,8	98,5	88,7
Nuclear III+	x	288,6	150,1	103,9	80,9	67,0
GT	x	145,7	133,8	129,8	127,8	126,6
GTCC	x	132,5	105,0	95,8	91,2	88,5
IGCC_C	x	211,0	136,0	111,0	98,5	91,0
IGCC_C+CCS	x	245,3	146,4	113,4	96,9	87,0
BM	x	221,2	149,3	125,3	113,3	106,1

**Koszty systemowe wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych dla typowych warunków pracy tych elektrowni w systemie**

	Liczba godzin	Cfwindmax	Koszt wytwarzania systemowy [€/MWh]			
			kapitałowy	O&M	rezerwy i bilansowania	całkowity
Wind on-shore	2190	0.25	62,3	16,0	18,0	96,3
Wind off-shore	3500	0.40	77,9	25,7	18,0	121,6
PV	1050	0.12	90,0	20,8	4,0	114,8

**Załącznik 3.**

Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.

WACC – 7%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Wspólne parametry analizy**

Roczna realna stopa dyskonta	7%
Rok bazowy	2050
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO <sub>2</sub> w roku bazowym EUR/t	55
Koszt transportu i magazynowania CO <sub>2</sub> EUR/t	10

**Parametry techniczno ekonomiczne porównywanych źródeł**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Moc jednostki netto [MW]	Ekonom. Okres eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [tys.€/MW]			O&Mfix w roku bazowym [tys.€/MW-rok]	O&Mvar w roku bazowym [€/MWh]	Sprawność wytwarzania %	Koszt paliwa w roku bazowym [€/GJ]
			OVN [tys.€/MW]	IDC %	OVN +IDC [tys.€/MW]				
PC	800	40	1600	18,7	1899	40	3,2	50	3,6
PC+CCS	600	40	2700	18,7	3205	66	5,4	40	3,6
PL	800	40	1800	18,7	2136	48	3,4	48	2,5
PL+CCS	600	40	2850	18,7	3383	74	5,6	36	2,5
Nuclear III+	1000-1500	60	4200	24,9	5246	85	0,8	36	1,2
Nuclear IV	1000	60	4200	24,9	5246	85	0,8	42	1,2
GT	150	35	410	7,0	438	8	1,4	44	12,3
GTCC	400	35	850	13,1	961	22	2,4	62	10,7
IGCC_C	600	40	2100	18,7	2493	52	5	50	3,6
IGCC_C+CCS	600	40	2750	18,7	3264	70	6	44	3,6
BM	200	30	2000	14,6	2292	56	4	38	7,6
Wind on-shore	3	25	1300	12,2	1532	35	0	nd	nd
Wind off-shore	5	25	2500	15,4	2943	90	0	nd	nd
PV	1	25	750	7,0	843	20	0	nd	nd



### Uśrednione roczne koszty zmienne eksploatacji [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	5,6	11,2	16,8	22,4	28,0
PC+CCS	0,0	22,5	45,0	67,6	90,1	112,6
PL	0,0	6,0	11,9	17,9	23,8	29,8
PL+CCS	0,0	26,5	52,9	79,4	105,8	132,3
Nuclear III	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
Nuclear IV	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
GT	0,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3
GTCC	0,0	4,2	8,4	12,6	16,8	21,0
IGCC_C	0,0	8,8	17,5	26,3	35,0	43,8
IGCC_C+CCS	0,0	22,6	45,3	67,9	90,6	113,2
BM	0,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0

### Uśrednione roczne koszty paliwa [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	45,4	90,8	136,2	181,6	227,1
PC+CCS	0,0	56,8	113,5	170,3	227,1	283,8
PL	0,0	32,9	65,7	98,6	131,4	164,3
PL+CCS	0,0	43,8	87,6	131,4	175,2	219,0
Nuclear III+	0,0	20,3	40,6	61,0	81,3	101,6
Nuclear IV	0,0	17,4	34,8	52,3	69,7	87,1
GT	0,0	175,7	351,5	527,2	703,0	878,7
GTCC	0,0	108,4	216,9	325,3	433,8	542,2
IGCC_C	0,0	45,4	90,8	136,2	181,6	227,1
IGCC_C+CCS	0,0	51,6	103,2	154,8	206,4	258,0
BM	0,0	125,8	251,6	377,4	503,2	629,1

### Uśrednione roczne koszty emisji CO<sub>2</sub> [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	65,4	130,7	196,1	261,4	326,8
PC+CCS	0,0	11,7	23,4	35,1	46,7	58,4
PL	0,0	78,3	156,5	234,8	313,1	391,3
PL+CCS	0,0	15,1	30,3	45,4	60,6	75,7
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nuclear IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	43,9	87,8	131,7	175,7	219,6
GTCC	0,0	31,2	62,3	93,5	124,7	155,8
IGCC_C	0,0	66,1	132,2	198,4	264,5	330,6
IGCC_C+CCS	0,0	10,0	19,9	29,9	39,9	49,8
BM	0,0	0,4	0,7	1,1	1,5	1,8

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	116,4	232,7	349,1	465,5	581,9
PC+CCS	0,0	91,0	181,9	272,9	363,9	454,8
PL	0,0	117,1	234,2	351,2	468,3	585,4
PL+CCS	0,0	85,4	170,8	256,2	341,6	427,0
Nuclear III+	0,0	21,7	43,4	65,2	86,9	108,6
Nuclear IV	0,0	18,8	37,6	56,5	75,3	94,1
GT	0,0	222,1	444,2	666,3	888,4	1110,5
GTCC	0,0	143,8	287,6	431,4	575,3	719,1
IGCC_C	0,0	120,3	240,6	360,9	481,2	601,5
IGCC_C+CCS	0,0	84,2	168,4	252,6	336,9	421,1
BM	0,0	133,2	266,4	399,6	532,7	665,9

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	144,1	288,3	432,4	576,5	720,6
PC+CCS	0,0	125,7	251,3	377,0	502,6	628,3
PL	0,0	149,0	298,0	446,9	595,9	744,9
PL+CCS	0,0	127,9	255,9	383,8	511,8	639,7
Nuclear III+	0,0	27,0	54,0	80,9	107,9	134,9
Nuclear IV	0,0	20,6	41,1	61,7	82,3	102,9
GT	0,0	238,8	477,5	716,3	955,1	1193,8
GTCC	0,0	151,6	303,1	454,7	606,2	757,8
IGCC_C	0,0	129,6	259,3	388,9	518,6	648,2
IGCC_C+CCS	0,0	94,8	189,7	284,5	379,4	474,2
BM	0,0	173,0	346,0	519,0	692,0	865,0

**Uśrednione roczne jednostkowe koszty stałe [tys.€/MW-rok]**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Koszty kapitałowe CCj	Koszty stałe O&M O&Mjfix	Koszty stałe wytwarzania
PC	142,5	40,0	182,5
PC+CCS	240,4	66,0	306,4
PL	160,2	48,0	208,2
PL+CCS	253,8	74,0	327,8
Nuclear III+	373,7	85,0	458,7
Nuclear IV	373,7	85,0	458,7
GT	33,8	8,0	41,8
GTCC	74,2	22,0	96,2
IGCC_C	187,0	52,0	239,0
IGCC_C+CCS	244,8	70,0	314,8
BM	184,7	56,0	240,7

### Uśrednione roczne koszty wytwarzania energii [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	182,5	298,8	415,2	531,6	648,0	764,3
PC+CCS	306,4	397,4	488,3	579,3	670,3	761,2
PL	208,2	325,3	442,4	559,5	676,5	793,6
PL+CCS	327,8	413,2	498,6	584,0	669,4	754,8
Nuclear III+	458,7	480,4	502,1	523,8	545,6	567,3
Nuclear IV	458,7	477,5	496,3	515,1	533,9	552,8
GT	41,8	263,9	486,1	708,2	930,3	1152,4
GTCC	96,2	240,1	383,9	527,7	671,5	815,3
IGCC_C	239,0	359,3	479,6	599,8	720,1	840,4
IGCC_C+CCS	314,8	399,1	483,3	567,5	651,7	735,9
BM	240,7	373,9	507,1	640,3	773,4	906,6

### Uśrednione jednostkowe koszty stałe [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	104,2	52,1	34,7	26,0	20,8
PC+CCS	x	174,9	87,4	58,3	43,7	35,0
PL	x	118,9	59,4	39,6	29,7	23,8
PL+CCS	x	187,1	93,5	62,4	46,8	37,4
Nuclear III+	x	261,8	130,9	87,3	65,4	52,4
Nuclear IV	x	261,8	130,9	87,3	65,4	52,4
GT	x	23,9	11,9	8,0	6,0	4,8
GTCC	x	54,9	27,5	18,3	13,7	11,0
IGCC_C	x	136,4	68,2	45,5	34,1	27,3
IGCC_C+CCS	x	179,7	89,9	59,9	44,9	35,9
BM	x	137,4	68,7	45,8	34,3	27,5

### Uśrednione jednostkowe koszty zmienne [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4
PC+CCS	x	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9
PL	x	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8
PL+CCS	x	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7
Nuclear III+	x	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Nuclear IV	x	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
GT	x	126,8	126,8	126,8	126,8	126,8
GTCC	x	82,1	82,1	82,1	82,1	82,1
IGCC_C	x	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
IGCC_C+CCS	x	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1
BM	x	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0

### Jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	170,6	118,5	101,1	92,5	87,3
PC+CCS	x	226,8	139,4	110,2	95,6	86,9
PL	x	185,7	126,3	106,4	96,5	90,6
PL+CCS	x	235,8	142,3	111,1	95,5	86,2
Nuclear III+	x	274,2	143,3	99,7	77,8	64,8
Nuclear IV	x	272,5	141,6	98,0	76,2	63,1
GT	x	150,7	138,7	134,7	132,7	131,6
GTCC	x	137,0	109,6	100,4	95,8	93,1
IGCC_C	x	205,1	136,9	114,1	102,8	95,9
IGCC_C+CCS	x	227,8	137,9	108,0	93,0	84,0
BM	x	213,4	144,7	121,8	110,4	103,5

### Koszty systemowe wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych dla typowych warunków pracy tych elektrowni w systemie

	Liczba godzin	CFwindmax	Koszt wytwarzania systemowy [€/MWh]			
			kapitałowy	O&M	rezerwy i bilansowania	całkowity
Wind on-shore	2190	0.25	60,0	16,0	25,0	101,0
Wind off-shore	3500	0.40	72,1	25,7	25,0	122,9
PV	2190	0.25	75,0	20,8	20,0	115,8

## Załącznik 4.

Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.

WACC - 6%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

### Wspólne parametry analizy

Roczna realna stopa dyskonta	6%
Rok bazowy	2020
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO <sub>2</sub> w roku bazowym EUR/t	20
Koszt transportu i magazynowania CO <sub>2</sub> EUR/t	10

### Parametry techniczno ekonomiczne porównywanych źródeł

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Moc jednostki netto [MW]	Ekonom. okres eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [tys.€/MW]			O&Mfix w roku bazowym [tys.€/MW-rok]	O&Mvar w roku bazowym [€/MWh]	Sprawność wytwarzania %	Koszt paliwa w roku bazowym [€/GJ]
			OVN [tys.€/MW]	IDC %	OVN +IDC [tys.€/MW]				
PC	800	40	1600	15,9	1854	40	3,2	46	3,2
PC+CCS	600	40	2900	15,9	3361	72	5,4	34	3,2
PL	800	40	1800	15,9	2086	48	3,4	44	2,5
PL+CCS	600	40	3200	15,9	3709	80	5,6	32	2,5
Nuclear III+	1000-1500	60	4300	21,0	5203	85	0,8	36	1,0
GT	150	35	410	6,0	435	8	1,4	40	10,8
GTCC	400	35	850	11,2	945	22	2,4	58	9,4
IGCC_C	600	40	2450	15,9	2840	62	5,0	46	3,2
IGCC_C+CCS	600	40	3250	15,9	3767	82	6,0	38	3,2
BM	100	30	2400	12,5	2700	60	4,0	35	6,8
Wind on-shore	3	25	1400	10,5	1624	35	0	nd	nd
Wind off-shore	5	25	2900	13,1	3345	90	0	nd	nd
PV	1	25	1100	6,0	1224	20	0	nd	nd

### Uśrednione roczne koszty zmienne eksploatacji [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	5,6	11,2	16,8	22,4	28,0
PC+CCS	0,0	24,8	49,6	74,5	99,3	124,1
PL	0,0	6,0	11,9	17,9	23,8	29,8
PL+CCS	0,0	28,5	57,1	85,6	114,1	142,7
Nuclear III+	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
GT	0,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3
GTCC	0,0	4,2	8,4	12,6	16,8	21,0
IGCC_C	0,0	8,8	17,5	26,3	35,0	43,8
IGCC_C+CCS	0,0	24,6	49,1	73,7	98,2	122,8
BM	0,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0

### Uśrednione roczne koszty paliwa [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	43,2	86,4	129,6	172,8	216,0
PC+CCS	0,0	58,4	116,9	175,3	233,7	292,2
PL	0,0	35,8	71,7	107,5	143,3	179,2
PL+CCS	0,0	49,3	98,5	147,8	197,1	246,4
Nuclear III+	0,0	17,9	35,7	53,6	71,5	89,4
GT	0,0	170,0	340,0	509,9	679,9	849,9
GTCC	0,0	101,9	203,8	305,7	407,6	509,5
IGCC_C	0,0	43,2	86,4	129,6	172,8	216,0
IGCC_C+CCS	0,0	52,3	104,6	156,9	209,1	261,4
BM	0,0	123,3	246,5	369,8	493,0	616,3

### Uśrednione roczne koszty emisji CO<sub>2</sub> [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	40,3	80,6	120,9	161,2	201,5
PC+CCS	0,0	8,7	17,4	26,1	34,9	43,6
PL	0,0	48,4	96,9	145,3	193,7	242,2
PL+CCS	0,0	10,8	21,6	32,4	43,2	54,0
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	25,5	50,9	76,4	101,8	127,3
GTCC	0,0	17,6	35,1	52,7	70,2	87,8
IGCC_C	0,0	40,8	81,5	122,3	163,1	203,8
IGCC_C+CCS	0,0	7,3	14,6	22,0	29,3	36,6
BM	0,0	0,2	0,4	0,7	0,9	1,1

### Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	89,1	178,2	267,3	356,4	445,5
PC+CCS	0,0	92,0	183,9	275,9	367,9	459,8
PL	0,0	90,2	180,5	270,7	360,9	451,1
PL+CCS	0,0	88,6	177,2	265,8	354,4	443,1
Nuclear III+	0,0	19,3	38,5	57,8	77,1	96,4
GT	0,0	197,9	395,8	593,7	791,5	989,4
GTCC	0,0	123,7	247,3	371,0	494,6	618,3
IGCC_C	0,0	92,7	185,4	278,2	370,9	463,6
IGCC_C+CCS	0,0	84,2	168,3	252,5	336,6	420,8
BM	0,0	130,5	261,0	391,5	522,0	652,5

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
<b>PC</b>	0,0	112,2	224,4	336,6	448,8	561,0
<b>PC+CCS</b>	0,0	120,9	241,7	362,6	483,4	604,3
<b>PL</b>	0,0	116,8	233,6	350,4	467,2	583,9
<b>PL+CCS</b>	0,0	124,0	248,1	372,1	496,1	620,2
<b>Nuclear III+</b>	0,0	24,5	49,1	73,6	98,1	122,6
<b>GT</b>	0,0	211,8	423,5	635,3	847,0	1058,8
<b>GTCC</b>	0,0	130,1	260,2	390,3	520,4	650,5
<b>IGCC_C</b>	0,0	100,5	201,0	301,5	402,1	502,6
<b>IGCC_C+CCS</b>	0,0	93,0	186,0	279,1	372,1	465,1
<b>BM</b>	0,0	163,6	327,3	490,9	654,6	818,2

**Uśrednione roczne jednostkowe koszty stałe [tys.€/MW-rok]**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Koszty kapitałowe CCj	Koszty stałe O&M O&Mjfix	Koszty stałe wytwarzania
<b>PC</b>	123,2	40,0	163,2
<b>PC+CCS</b>	223,4	72,0	295,4
<b>PL</b>	138,7	48,0	186,7
<b>PL+CCS</b>	246,5	80,0	326,5
<b>Nuclear III+</b>	321,9	85,0	406,9
<b>GT</b>	30,0	8,0	38,0
<b>GTCC</b>	65,2	22,0	87,2
<b>IGCC_C</b>	188,7	62,0	250,7
<b>IGCC_C+CCS</b>	250,3	82,0	332,3
<b>BM</b>	196,2	60,0	256,2

**Uśrednione roczne koszty wytwarzania energii [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
<b>PC</b>	163,2	252,3	341,4	430,5	519,6	608,7
<b>PC+CCS</b>	295,4	387,4	479,3	571,3	663,3	755,2
<b>PL</b>	186,7	276,9	367,1	457,3	547,6	637,8
<b>PL+CCS</b>	326,5	415,1	503,7	592,3	680,9	769,5
<b>Nuclear III+</b>	406,9	426,2	445,5	464,8	484,0	503,3
<b>GT</b>	38,0	235,9	433,7	631,6	829,5	1027,4
<b>GTCC</b>	87,2	210,8	334,5	458,2	581,8	705,5
<b>IGCC_C</b>	250,7	343,4	436,2	528,9	621,6	714,3
<b>IGCC_C+CCS</b>	332,3	416,5	500,7	584,8	669,0	753,1
<b>BM</b>	256,2	386,6	517,1	647,6	778,1	908,6

### Uśrednione jednostkowe koszty stałe [€/MWh]

Jednostka wytórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	93,2	46,6	31,1	23,3	18,6
PC+CCS	x	168,6	84,3	56,2	42,1	33,7
PL	x	106,5	53,3	35,5	26,6	21,3
PL+CCS	x	186,4	93,2	62,1	46,6	37,3
Nuclear III+	x	232,3	116,1	77,4	58,1	46,5
GT	x	21,7	10,8	7,2	5,4	4,3
GTCC	x	49,8	24,9	16,6	12,4	10,0
IGCC_C	x	143,1	71,6	47,7	35,8	28,6
IGCC_C+CCS	x	189,7	94,8	63,2	47,4	37,9
BM	x	146,2	73,1	48,7	36,6	29,2

### Uśrednione jednostkowe koszty zmienne [€/MWh]

Jednostka wytórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
PC+CCS	x	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
PL	x	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5
PL+CCS	x	50,6	50,6	50,6	50,6	50,6
Nuclear III+	x	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
GT	x	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9
GTCC	x	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6
IGCC_C	x	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9
IGCC_C+CCS	x	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
BM	x	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5

### Jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh]

Jednostka wytórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	144,0	97,4	81,9	74,1	69,5
PC+CCS	x	221,1	136,8	108,7	94,6	86,2
PL	x	158,0	104,8	87,0	78,1	72,8
PL+CCS	x	236,9	143,8	112,7	97,2	87,8
Nuclear III+	x	243,3	127,1	88,4	69,1	57,5
GT	x	134,6	123,8	120,2	118,4	117,3
GTCC	x	120,3	95,5	87,2	83,0	80,5
IGCC_C	x	196,0	124,5	100,6	88,7	81,5
IGCC_C+CCS	x	237,7	142,9	111,3	95,5	86,0
BM	x	220,7	147,6	123,2	111,0	103,7



**Koszty systemowe wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych dla typowych warunków pracy tych elektrowni w systemie**

	Liczba godzin	CFwindmax	Koszt wytwarzania systemowy [€/MWh]			
			kapitałowy	O&M	rezerwy i bilansowania	całkowity
<b>Wind on-shore</b>	2190	0.25	58,0	16,0	12,0	86,0
<b>Wind off-shore</b>	3500	0.40	74,8	25,7	12,0	112,5
<b>PV</b>	950	0.11	99,4	20,8	0,5	120,6

## Załącznik 5.

Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. WACC-6%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

### Wspólne parametry analizy

Roczna realna stopa dyskonta	6%
Rok bazowy	2030
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO <sub>2</sub> w roku bazowym EUR/t	30
Koszt transportu i magazynowania CO <sub>2</sub> EUR/t	10

### Parametry techniczno ekonomiczne porównywanych źródeł

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Moc jednostki netto [MW]	Ekonom. Okres eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [tys.€/MW]			O&Mfix w roku bazowym [tys.€/MW-rok]	O&Mvar w roku bazowym [€/MWh]	Sprawność wytwarzania %	Koszt paliwa w roku bazowym [€/GJ]
			OVN [tys.€/MW]	IDC %	OVN +IDC [tys.€/MW]				
PC	800	40	1600	15,9	1855	40	3,2	48	3,4
PC+CCS	600	40	2800	15,9	3245	68	5,4	38	3,4
PL	800	40	1800	15,9	2086	48	3,4	46	2,5
PL+CCS	600	40	3000	15,9	3477	76	5,6	34	2,5
Nuclear III+	1000-1500	60	4100	21,0	4961	85	0,8	36	1,1
GT	150	35	410	6,0	434	8	1,4	42	11,8
GTCC	400	35	850	11,2	945	22	2,4	60	10,2
IGCC_C	600	40	2300	15,9	2666	58	5,0	48	3,4
IGCC_C+CCS	600	40	3050	15,9	3535	75	6,0	42	3,4
BM	100	30	2100	12,5	2363	58	4,0	36	7,3
Wind on-shore	3	25	1350	10,5	1566	35	0	nd	nd
Wind off-shore	5	25	2700	13,1	3115	90	0	nd	nd
PV	1	25	900	6,0	1002	20	0	nd	nd

### Uśrednione roczne koszty zmienne eksploatacji [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	5,6	11,2	16,8	22,4	28,0
PC+CCS	0,0	23,2	46,4	69,6	92,8	116,0
PL	0,0	6,0	11,9	17,9	23,8	29,8
PL+CCS	0,0	27,4	54,9	82,3	109,7	137,2
Nuclear III+	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
GT	0,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3
GTCC	0,0	4,2	8,4	12,6	16,8	21,0
IGCC_C	0,0	8,8	17,5	26,3	35,0	43,8
IGCC_C+CCS	0,0	23,2	46,4	69,6	92,9	116,1
BM	0,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0

### Uśrednione roczne koszty paliwa [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	45,2	90,4	135,6	180,8	226,0
PC+CCS	0,0	57,1	114,2	171,3	228,4	285,5
PL	0,0	34,3	68,6	102,8	137,1	171,4
PL+CCS	0,0	46,4	92,8	139,1	185,5	231,9
Nuclear III+	0,0	18,9	37,8	56,8	75,7	94,6
GT	0,0	176,6	353,2	529,8	706,4	883,0
GTCC	0,0	107,5	215,1	322,6	430,2	537,7
IGCC_C	0,0	45,2	90,4	135,6	180,8	226,0
IGCC_C+CCS	0,0	51,7	103,3	155,0	206,6	258,3
BM	0,0	128,2	256,5	384,7	513,0	641,2

### Uśrednione roczne koszty emisji CO<sub>2</sub> [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	53,5	106,9	160,4	213,8	267,3
PC+CCS	0,0	10,1	20,1	30,2	40,3	50,3
PL	0,0	64,1	128,3	192,4	256,5	320,7
PL+CCS	0,0	13,1	26,2	39,4	52,5	65,6
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	35,2	70,4	105,6	140,8	176,0
GTCC	0,0	24,6	49,3	73,9	98,6	123,2
IGCC_C	0,0	54,1	108,2	162,3	216,3	270,4
IGCC_C+CCS	0,0	8,5	17,1	25,6	34,2	42,7
BM	0,0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5

### Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	104,3	208,5	312,8	417,1	521,3
PC+CCS	0,0	90,4	180,7	271,1	361,5	451,8
PL	0,0	104,4	208,7	313,1	417,5	521,8
PL+CCS	0,0	86,9	173,9	260,8	347,7	434,7
Nuclear III+	0,0	20,3	40,6	61,0	81,3	101,6
GT	0,0	214,3	428,5	642,8	857,0	1071,3
GTCC	0,0	136,4	272,8	409,2	545,5	681,9
IGCC_C	0,0	108,0	216,1	324,1	432,2	540,2
IGCC_C+CCS	0,0	83,4	166,8	250,3	333,7	417,1
BM	0,0	135,6	271,1	406,7	542,2	677,8

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	129,8	259,6	389,4	519,2	649,0
PC+CCS	0,0	122,3	244,6	366,9	489,1	611,4
PL	0,0	133,7	267,5	401,2	534,9	668,7
PL+CCS	0,0	126,1	252,1	378,2	504,3	630,4
Nuclear III+	0,0	25,6	51,2	76,7	102,3	127,9
GT	0,0	229,6	459,2	688,8	918,4	1148,0
GTCC	0,0	143,5	287,0	430,5	574,0	717,5
IGCC_C	0,0	116,7	233,3	350,0	466,7	583,3
IGCC_C+CCS	0,0	93,2	186,4	279,6	372,9	466,1
BM	0,0	172,2	344,4	516,6	688,8	861,0

**Uśrednione roczne jednostkowe koszty stałe [tys.€/MW-rok]**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Koszty kapitałowe CCj	Koszty stałe O&M O&Mjfix	Koszty stałe wytwarzania
PC	123,3	40,0	163,3
PC+CCS	215,6	68,0	283,6
PL	138,6	48,0	186,6
PL+CCS	231,1	76,0	307,1
Nuclear III+	307,0	85,0	392,0
GT	29,9	8,0	37,9
GTCC	65,2	22,0	87,2
IGCC_C	177,2	58,0	235,2
IGCC_C+CCS	235,0	75,0	310,0
BM	171,7	58,0	229,7

**Uśrednione roczne koszty wytwarzania energii [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	163,3	267,5	371,8	476,1	580,3	684,6
PC+CCS	283,6	374,0	464,4	554,7	645,1	735,5
PL	186,6	291,0	395,4	499,7	604,1	708,5
PL+CCS	307,1	394,0	480,9	567,9	654,8	741,7
Nuclear III+	392,0	412,3	432,6	452,9	473,3	493,6
GT	37,9	252,2	466,5	680,7	895,0	1109,2
GTCC	87,2	223,6	360,0	496,4	632,7	769,1
IGCC_C	235,2	343,2	451,3	559,3	667,4	775,4
IGCC_C+CCS	310,0	393,4	476,8	560,2	643,7	727,1
BM	229,7	365,2	500,8	636,3	771,9	907,5

### Uśrednione jednostkowe koszty stałe [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	93,2	46,6	31,1	23,3	18,6
PC+CCS	x	161,9	80,9	54,0	40,5	32,4
PL	x	106,5	53,3	35,5	26,6	21,3
PL+CCS	x	175,3	87,6	58,4	43,8	35,1
Nuclear III+	x	223,7	111,9	74,6	55,9	44,7
GT	x	21,7	10,8	7,2	5,4	4,3
GTCC	x	49,8	24,9	16,6	12,4	10,0
IGCC_C	x	134,2	67,1	44,7	33,6	26,8
IGCC_C+CCS	x	176,9	88,5	59,0	44,2	35,4
BM	x	131,1	65,5	43,7	32,8	26,2

### Uśrednione jednostkowe koszty zmienne [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5
PC+CCS	x	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
PL	x	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6
PL+CCS	x	49,6	49,6	49,6	49,6	49,6
Nuclear III+	x	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
GT	x	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3
GTCC	x	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8
IGCC_C	x	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
IGCC_C+CCS	x	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6
BM	x	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4

### Jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	152,7	106,1	90,6	82,8	78,2
PC+CCS	x	213,5	132,5	105,5	92,1	84,0
PL	x	166,1	112,8	95,1	86,2	80,9
PL+CCS	x	224,9	137,3	108,0	93,4	84,7
Nuclear III+	x	235,3	123,5	86,2	67,5	56,3
GT	x	143,9	133,1	129,5	127,7	126,6
GTCC	x	127,6	102,7	94,4	90,3	87,8
IGCC_C	x	195,9	128,8	106,4	95,2	88,5
IGCC_C+CCS	x	224,5	136,1	106,6	91,8	83,0
BM	x	208,5	142,9	121,1	110,1	103,6

**Koszty systemowe wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych dla typowych warunków pracy tych elektrowni w systemie**

	Liczba godzin	Cfwindmax	Koszt wytwarzania systemowy [€/MWh]			
			kapitałowy	O&M	rezerwy i bilansowania	całkowity
Wind on-shore	2190	0.25	55,9	16,0	18,0	89,9
Wind off-shore	3500	0.40	69,6	25,7	18,0	113,3
PV	1050	0.12	81,3	20,8	4,0	106,1

**Załącznik 6.**

Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.

WACC – 6%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

**Wspólne parametry analizy**

Roczna realna stopa dyskonta	<b>6%</b>
Rok bazowy	<b>2050</b>
Rok waluty	<b>2015</b>
Waluta	<b>EUR</b>
Koszt emisji CO <sub>2</sub> w roku bazowym EUR/t	<b>55</b>
Koszt transportu i magazynowania CO <sub>2</sub> EUR/t	<b>10</b>

**Parametry techniczno ekonomiczne porównywanych źródeł**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Moc jednostki netto [MW]	Ekonom. Okres eksploatacji [lata]	Nakłady inwestycyjne [tys.€/MW]			O&Mfix w roku bazowym [tys.€/MW-rok]	O&Mvar w roku bazowym [€/MWh]	Sprawność wytwarzania %	Koszt paliwa w roku bazowym [€/GJ]
			OVN [tys.€/MW]	IDC %	OVN +IDC [tys.€/MW]				
PC	800	40	1600	15,9	1855	40	3,2	50	3,6
PC+CCS	600	40	2700	15,9	3129	66	5,4	40	3,6
PL	800	40	1800	15,9	2086	48	3,4	48	2,5
PL+CCS	600	40	2850	15,9	3303	74	5,6	36	2,5
Nuclear III+	1000-1500	60	3950	21,0	4780	85	0,8	36	1,2
Nuclear IV	1000	60	3950	21,0	4780	85	0,8	42	1,2
GT	150	35	410	6,0	434	8	1,4	44	12,3
GTCC	400	35	850	11,2	945	22	2,4	62	10,7
IGCC_C	600	40	2100	15,9	2434	52	5,0	50	3,6
IGCC_C+CCS	600	40	2750	15,9	3187	70	6,0	44	3,6
BM	200	30	2000	12,5	2250	56	4,0	38	7,6
Wind on-shore	3	25	1300	10,5	1508	35	0	nd	nd
Wind off-shore	5	25	2500	13,1	2884	90	0	nd	nd
PV	1	25	750	6,0	835	20	0	nd	nd

**Uśrednione roczne koszty zmienne eksploatacji [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	5,6	11,2	16,8	22,4	28,0
PC+CCS	0,0	22,5	45,0	67,6	90,1	112,6
PL	0,0	6,0	11,9	17,9	23,8	29,8
PL+CCS	0,0	26,5	52,9	79,4	105,8	132,3
Nuclear III	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
Nuclear IV	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	7,0
GT	0,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3
GTCC	0,0	4,2	8,4	12,6	16,8	21,0
IGCC_C	0,0	8,8	17,5	26,3	35,0	43,8
IGCC_C+CCS	0,0	22,6	45,3	67,9	90,6	113,2
BM	0,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0

**Uśrednione roczne koszty paliwa [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	45,4	90,8	136,2	181,6	227,1
PC+CCS	0,0	56,8	113,5	170,3	227,1	283,8
PL	0,0	32,9	65,7	98,5	131,4	164,3
PL+CCS	0,0	43,8	87,6	131,4	175,2	219,0
Nuclear III+	0,0	20,3	40,6	61,0	81,3	101,6
Nuclear IV	0,0	17,4	34,8	52,3	69,7	87,1
GT	0,0	175,7	351,5	527,2	703,0	878,7
GTCC	0,0	108,4	216,9	325,3	433,8	542,2
IGCC_C	0,0	45,4	90,8	136,2	181,6	227,1
IGCC_C+CCS	0,0	51,6	103,2	154,8	206,4	258,0
BM	0,0	125,8	251,6	377,4	503,2	629,1

**Uśrednione roczne koszty emisji CO<sub>2</sub> [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	65,4	130,7	196,1	261,4	326,8
PC+CCS	0,0	11,7	23,4	35,1	46,7	58,4
PL	0,0	78,3	156,5	234,8	313,1	391,3
PL+CCS	0,0	15,1	30,3	45,4	60,6	75,7
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nuclear IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	43,9	87,8	131,7	175,7	219,6
GTCC	0,0	31,2	62,3	93,5	124,7	155,8
IGCC_C	0,0	66,1	132,2	198,4	264,5	330,6
IGCC_C+CCS	0,0	10,0	19,9	29,9	39,9	49,8
BM	0,0	0,4	0,7	1,1	1,5	1,8

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	116,4	232,7	349,1	465,5	581,9
PC+CCS	0,0	91,0	181,9	272,9	363,9	454,8
PL	0,0	117,1	234,2	351,2	468,3	585,4
PL+CCS	0,0	85,4	170,8	256,2	341,6	427,0
Nuclear III+	0,0	21,7	43,4	65,2	86,9	108,6
Nuclear IV	0,0	18,8	37,6	56,5	75,3	94,1
GT	0,0	222,1	444,2	666,3	888,4	1110,5
GTCC	0,0	143,8	287,6	431,4	575,3	719,1
IGCC_C	0,0	120,3	240,6	360,9	481,2	601,5
IGCC_C+CCS	0,0	84,2	168,4	252,6	336,9	421,1
BM	0,0	133,2	266,4	399,6	532,7	665,9

**Uśrednione roczne koszty zmienne wytwarzania z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych [tys.€/MW-rok]**

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	0,0	144,1	288,3	432,4	576,5	720,6
PC+CCS	0,0	125,7	251,3	377,0	502,6	628,3
PL	0,0	149,0	298,0	446,9	595,9	744,9
PL+CCS	0,0	127,9	255,9	383,8	511,8	639,7
Nuclear III+	0,0	27,0	54,0	80,9	107,9	134,9
Nuclear IV	0,0	20,6	41,1	61,7	82,3	102,9
GT	0,0	238,8	477,5	716,3	955,1	1193,8
GTCC	0,0	151,6	303,1	454,7	606,2	757,8
IGCC_C	0,0	129,6	259,3	388,9	518,6	648,2
IGCC_C+CCS	0,0	94,8	189,7	284,5	379,4	474,2
BM	0,0	173,0	346,0	519,0	692,0	865,0

**Uśrednione roczne jednostkowe koszty stałe [tys.€/MW-rok]**

Oznaczenie jednostki wytwórczej	Koszty kapitałowe CCj	Koszty stałe O&M O&Mjfix	Koszty stałe wytwarzania
PC	123,3	40,0	163,3
PC+CCS	208,0	66,0	274,0
PL	138,6	48,0	186,6
PL+CCS	219,5	74,0	293,5
Nuclear III+	295,7	85,0	380,7
Nuclear IV	317,7	85,0	402,7
GT	29,9	8,0	37,9
GTCC	65,2	22,0	87,2
IGCC_C	161,8	52,0	213,8
IGCC_C+CCS	211,8	70,0	281,8
BM	163,5	56,0	219,5



### Uśrednione roczne koszty wytwarzania energii [tys.€/MW-rok]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	163,3	279,6	396,0	512,4	628,8	745,1
PC+CCS	274,0	364,9	455,9	546,9	637,8	728,8
PL	186,6	303,7	420,8	537,9	654,9	772,0
PL+CCS	293,5	378,9	464,3	549,7	635,1	720,5
Nuclear III+	380,7	402,5	424,2	445,9	467,6	489,4
Nuclear IV	402,7	421,5	440,3	459,1	477,9	496,8
GT	37,9	260,0	482,2	704,3	926,4	1148,5
GTCC	87,2	231,0	374,8	518,6	662,4	806,3
IGCC_C	213,8	334,1	454,3	574,6	694,9	815,2
IGCC_C+CCS	281,8	366,0	450,3	534,5	618,7	702,9
BM	219,5	352,6	485,8	619,0	752,2	885,4

### Uśrednione jednostkowe koszty stałe [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	93,2	46,6	31,1	23,3	18,6
PC+CCS	x	156,4	78,2	52,1	39,1	31,3
PL	x	106,5	53,3	35,5	26,6	21,3
PL+CCS	x	167,5	83,8	55,8	41,9	33,5
Nuclear III+	x	217,3	108,7	72,4	54,3	43,5
Nuclear IV	x	229,8	114,9	76,6	57,5	46,0
GT	x	21,7	10,8	7,2	5,4	4,3
GTCC	x	49,8	24,9	16,6	12,4	10,0
IGCC_C	x	122,0	61,0	40,7	30,5	24,4
IGCC_C+CCS	x	160,9	80,4	53,6	40,2	32,2
BM	x	125,3	62,6	41,8	31,3	25,1

### Uśrednione jednostkowe koszty zmienne [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4
PC+CCS	x	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9
PL	x	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8
PL+CCS	x	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7
Nuclear III+	x	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Nuclear IV	x	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
GT	x	126,8	126,8	126,8	126,8	126,8
GTCC	x	82,1	82,1	82,1	82,1	82,1
IGCC_C	x	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
IGCC_C+CCS	x	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1
BM	x	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0

### Jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh]

Jednostka wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.40	0.6	0.8	1
PC	x	159,6	113,0	97,5	89,7	85,1
PC+CCS	x	208,3	130,1	104,0	91,0	83,2
PL	x	173,3	120,1	102,3	93,5	88,1
PL+CCS	x	216,3	132,5	104,6	90,6	82,3
Nuclear III+	x	229,7	121,1	84,8	66,7	55,9
Nuclear IV	x	240,6	125,7	87,4	68,2	56,7
GT	x	148,4	137,6	134,0	132,2	131,1
GTCC	x	131,9	107,0	98,7	94,5	92,0
IGCC_C	x	190,7	129,7	109,3	99,2	93,1
IGCC_C+CCS	x	208,9	128,5	101,7	88,3	80,2
BM	x	201,3	138,7	117,8	107,3	101,1

### Koszty systemowe wytwarzania energii w elektrowniach wiatrowych dla typowych warunków pracy tych elektrowni w systemie

	Liczba godzin	CFwindmax	Koszt wytwarzania systemowy [€/MWh]			
			kapitałowy	O&M	rezerwy i bilansowania	całkowity
Wind on-shore	2190	0.25	53,9	16,0	25,0	94,9
Wind off-shore	3500	0.40	64,5	25,7	25,0	115,2
PV	2190	0.25	67,8	20,8	20,0	108,2