

# **Projekt IGCC w Łęcznej: spodziewane wysokie koszty i kłopoty eksploatacyjne**



**Institute for Energy Economics  
and Financial Analysis**  
IEEFA.org

**Wrzesień 2018**

**David Schlissel, Director of Resource Planning  
Analysis**

**Gerard Wynn, Energy Finance Consultant**

Wiele kluczowych założeń przedstawianych przez ENEA SA w odniesieniu do planowego bloku gazowo-parowego w technologii zgazowania węgla (ang. integrated gasification combined cycle, IGCC) w Łęcznej jest bardzo nierealistycznych i zniekształca wyniki analizy wartości bieżącej netto (ang. *net present value*, NPV) na korzyść realizacji projektu. Te błędne założenia obejmują:

- Koszt budowy elektrowni
- Prawdopodobną moc zainstalowaną netto
- Koszty operacyjne elektrowni
- Sprawność instalacji

Niniejsza analiza jest oparta na faktycznych danych dotyczących budowy i eksploatacji dwóch elektrowni w Stanach Zjednoczonych: projektu Edwardsport, zbudowanego w stanie Indiana przez Duke Energy oraz projektu Kemper, zbudowanego w stanie Mississippi przez Southern Company. Są to jedyne bloki w technologii IGCC, które zostały zrealizowane w USA na przestrzeni ostatnich 10 lat.

Ogólnie rzecz biorąc, doświadczenia amerykańskie pokazują, że nowe elektrownie w technologii IGCC są nadzwyczaj kosztowne zarówno w budowie, jak i eksploatacji, a ponadto, że tego typu instalacje pracują w sposób bardzo zawodny. Dotyczy to w szczególności systemów wykorzystywanych do zgazowania węgla.

W ciągu ostatnich 15 lat wiele przedsiębiorstw energetycznych w USA rozważyło i, ostatecznie, zarzuciło realizację projektów w technologii IGCC, ponieważ technologia ta była niesprawdzona i generowała wyższe ryzyko finansowe niż w przypadku tradycyjnych elektrowni. Koniec końców, w fazę realizacji weszły tylko ww. projekty Edwardsport oraz Kemper. Jednocześnie, z powodu ryzyk po stronie inwestorów i/lub odbiorców energii, amerykańskie przedsiębiorstwa wycofały się z ponad 25 innych inwestycji mających wykorzystywać zgazowanie węgla.

Budowa bloku Edwardsport, o mocy zainstalowanej netto 618 MW, rozpoczęła się w 2007 roku. Instalacja ta miała rozpocząć regularną pracę w czerwcu 2013 roku, podczas gdy faktycznie nie przeszła ona niezbędnych testów przedeksploatacyjnych aż do kwietnia 2014 r. Budowa bloku Kemper, o mocy zainstalowanej netto 824 MW, rozpoczęła się w 2010, a zakończyła w 2017 roku, kiedy to podjęto decyzję, że elektrownia Kemper będzie funkcjonować jako standardowy blok gazowo-parowy, tj. że będzie ona wykorzystywać jako paliwo wyłącznie gaz ziemny, a nie węgiel.

# Koszt budowy bloku IGCC

Polskie Ministerstwo Energii szacuje, że wybudowanie proponowanego projektu w technologii IGCC w Łęcznej może kosztować około 7,8 mln złotych na megawat mocy zainstalowanej.<sup>1</sup> Jak wykazano poniżej, wartość ta stanowi od jednej trzeciej do jednej piątej faktycznych kosztów budowy elektrowni Edwardsport i Kemper.

Duke Energy, właściciel projektu Edwardsport, początkowo zapowiadał, że realizacja tej inwestycji będzie kosztować nieco poniżej dwóch miliardów dolarów amerykańskich. Koszt budowy elektrowni osiągnął ostatecznie aż 3,5 mld dolarów, a wartość ta nie obejmuje 397 mln dolarów, które klienci Duke Energy zapłacili zanim blok ten wytworzył jakąkolwiek megawatogodzinę (MWh) energii elektrycznej.<sup>2</sup>

Jeszcze droższy w budowie był blok IGCC Kemper. Podczas ubiegania się o zatwierdzenie tego projektu, w 2010 roku, Southern Company (właściciel projektu Kemper) twierdziła, że budowa 824-megawatowego projektu będzie kosztować nieco poniżej 3 miliardów dolarów. Do lipca 2017 r. szacowany koszt budowy elektrowni wzrósł do 7,5 mld dolarów. W związku z tak gwałtownym wzrostem kosztów budowy elektrowni, Southern Company oszacowała swoje straty na tym projekcie na 6 mld dolarów.

W przeliczeniu na polską walutę, faktyczny koszt budowy bloku Edwardsport wyniósł ponad 20,8 milionów zł na megawat mocy.<sup>3</sup> Faktyczny koszt budowy bloku Kemper wyniósł natomiast ponad 33 mln dolarów na megawat. Jak pokazano na wykresie 1 poniżej, koszty te są od prawie trzech do pięciu razy wyższe niż zakładany koszt budowy elektrowni w technologii IGCC w Łęcznej.

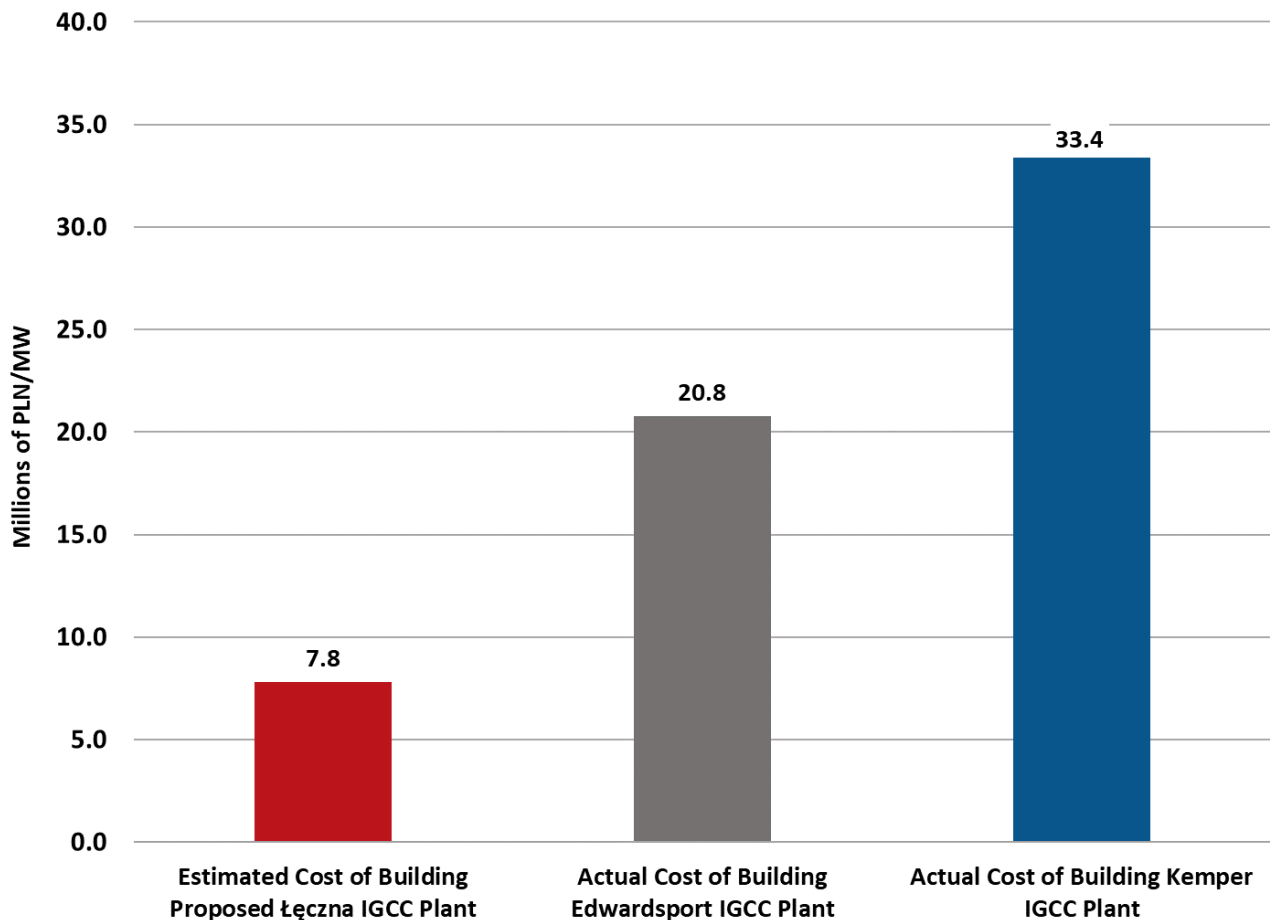
---

<sup>1</sup> <http://orka2.sejm.gov.pl/INT8.nsf/klucz/658C47F2/%24FILE/i19192-o1.pdf>.

<sup>2</sup> Duke Energy pozwolono „przerzucić” na klientów część kosztów finansowania bloku Edwardsport zanim elektrownia rozpoczęła swoją pracę. Jest to dosyć powszechna praktyka w niektórych stanach USA, nazywana „pozwoleniem CWIP” (ang. Construction Work in Progress, prace budowlane w toku), które umożliwia włączenie do rachunków odbiorców energii dodatkowej opłaty, pobieranej do czasu uruchomienia instalacji.

<sup>3</sup> Zakładany kurs złotówki do dolara: 3,67 PLN = 1 USD.

**Wykres 1: Szacowany koszt budowy bloku IGCC w łącznej a faktyczne koszty budowy bloków Edwardsport i Kemper w USA**



Analizując pokrótce rozwój technologii zgazowania węgla w innych państwach, należy wskazać że kilka projektów IGCC jest obecnie budowanych w Japonii. Szacunkowe koszty tych inwestycji nie były jednak bezpośrednio dostępne. W Europie projekty IGCC były rozważane ze względu na możliwość uzyskania względnie czystego strumienia dwutlenku węgla w strumieniu gazów odlotowych, co umożliwia zastosowanie dodatkowej instalacji wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> (ang. *carbon capture and storage*, CCS). Teoretycznie technologia CCS powinna dramatycznie obniżyć emisje dwutlenku węgla z elektrowni stosujących paliwa kopalne, a w konsekwencji pozwolić na osiągnięcie znacznie niższych kosztów emisji CO<sub>2</sub> w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ang. *emission trading scheme*, ETS). Niskie ceny uprawnień ETS powstrzymały realizację tego typu projektów, a postępujący trend w zakresie wycofywania węgla z mixsu energetycznego w Europie oznacza, że perspektywy budowy w Unii Europejskiej nowych elektrowni węglowych w technologii IGCC i wykorzystujących CCS są bardzo małe lub żadne. Przykładowo, należąca do spółki Nuon elektrownia Magnum w Holandii była pierwotnie planowana jako instalacja wykorzystująca zarówno technologię IGCC, jak i CCS.<sup>4</sup> Elektrownia ta funkcjonuje jednak dzisiaj jako opalany gazem ziemnym blok gazowo-parowy. Biorąc pod uwagę, że Holandia ogłosiła niedawno całkowite wycofanie się z energetyki

<sup>4</sup> <https://powerplants.vattenfall.com/en/magnum>

węglowej do 2030 r., nie ma żadnych szans na „przerobienie” elektrowni Magnum na instalację funkcjonującą w oparciu o zgazowanie węgla i wykorzystującą CCS.<sup>5</sup>

## Moc elektrowni netto

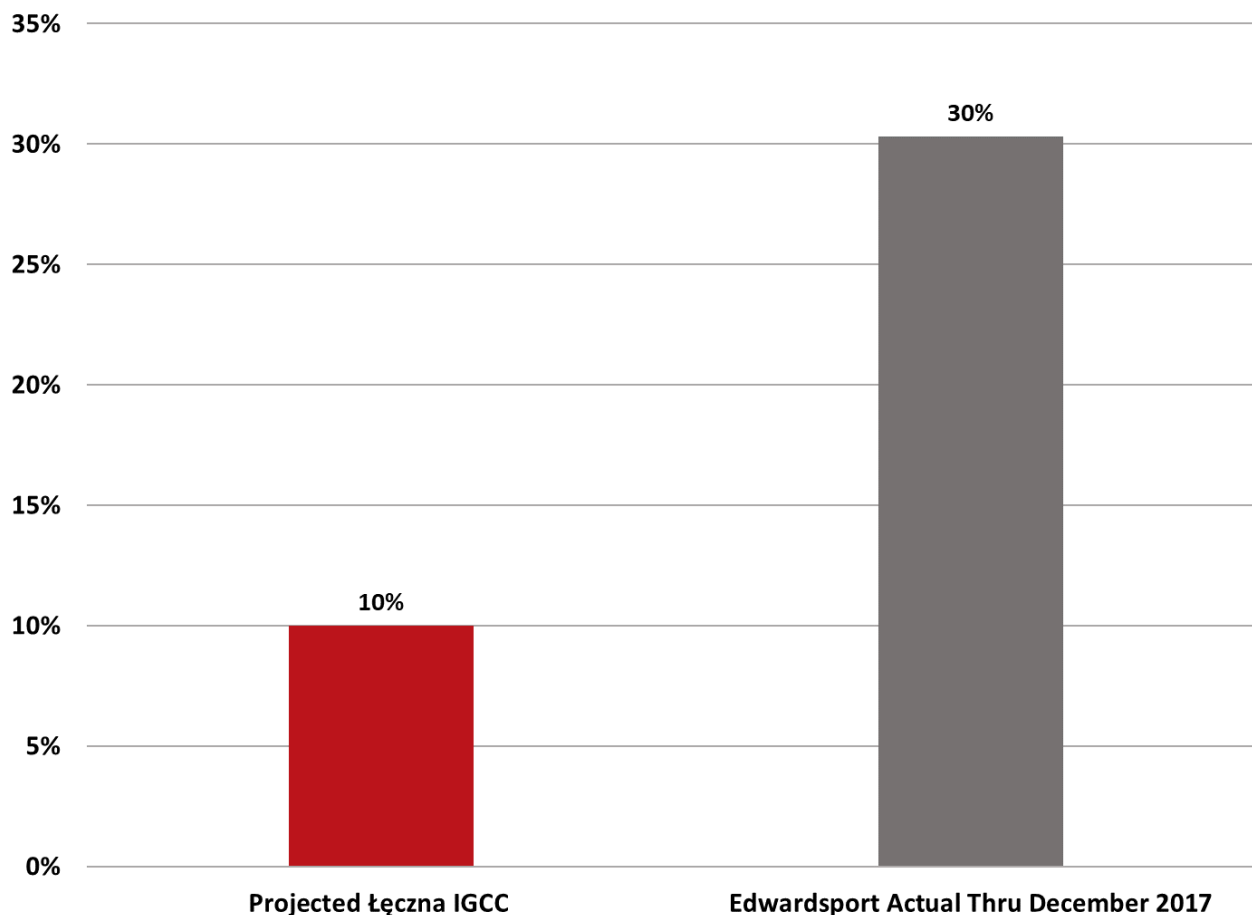
We wniosku o wydanie decyzji środowiskowej ENEA szacuje, że moc brutto bloku IGCC w łącznej będzie wynosić 545 MWe, natomiast moc netto około 488 MWe. Oznacza to, że 57 MWe, czyli niewiele ponad 10 proc. generacji, będzie zużywane na potrzeby własne funkcjonujących w elektrowni urządzeń. Zjawisko to jest w Stanach Zjednoczonych określane jako „*parasitic loads*” (dosłownie: obciążenie pasożytnicze), ponieważ redukuje ono produktywność instalacji (zmniejsza wolumen energii, który może zostać oddany do sieci elektroenergetycznej).

Założenia ENEI w tym zakresie są zdecydowanie zbyt optymistyczne, jeżeli weźmiemy pod uwagę porównanie z produktywnością elektrowni Edwardsport, podczas kiedy wytwarza ona energię w oparciu o zgazowany węgiel. Dane dotyczące faktycznej pracy bloku Edwardsport do grudnia 2017 r. pokazują, że elektrownia ta zużywała średnio aż 30 proc. mocy brutto wyłącznie na potrzeby pracy swoich wewnętrznych urządzeń, w szczególności instalacji służących do zgazowania węgla.

---

<sup>5</sup> <https://www.reuters.com/article/us-netherlands-energy-coal/netherlands-to-ban-coal-fired-power-plants-in-blow-to-rwe-idUSKCN1IJ1PI>

## Wykres 2: Zużycie energii na potrzeby własne elektrowni IGCC



Wysoki poziom zużycia energii na potrzeby własne może zaszkodzić pracy instalacji (i konsumentom energii) na wiele sposobów. Po pierwsze, aby elektrownia w technologii IGCC osiągnęła moc 488 MWe netto, musiałaby ona zostać zaprojektowana jako większa instalacja (tj. o większej mocy zainstalowanej brutto) niż jest to proponowane. W przeciwnym wypadku faktyczna moc netto elektrowni będzie istotnie niższa niż zakładana. Budowa większej elektrowni zwiększa natomiast koszty inwestycyjne projektu. Ponadto, aby pokrywać zapotrzebowanie na energię systemu zgazowania węgla oraz wprowadzać energię elektryczną do sieci, elektrownia będzie musiała zużywać znacznie więcej paliwa.

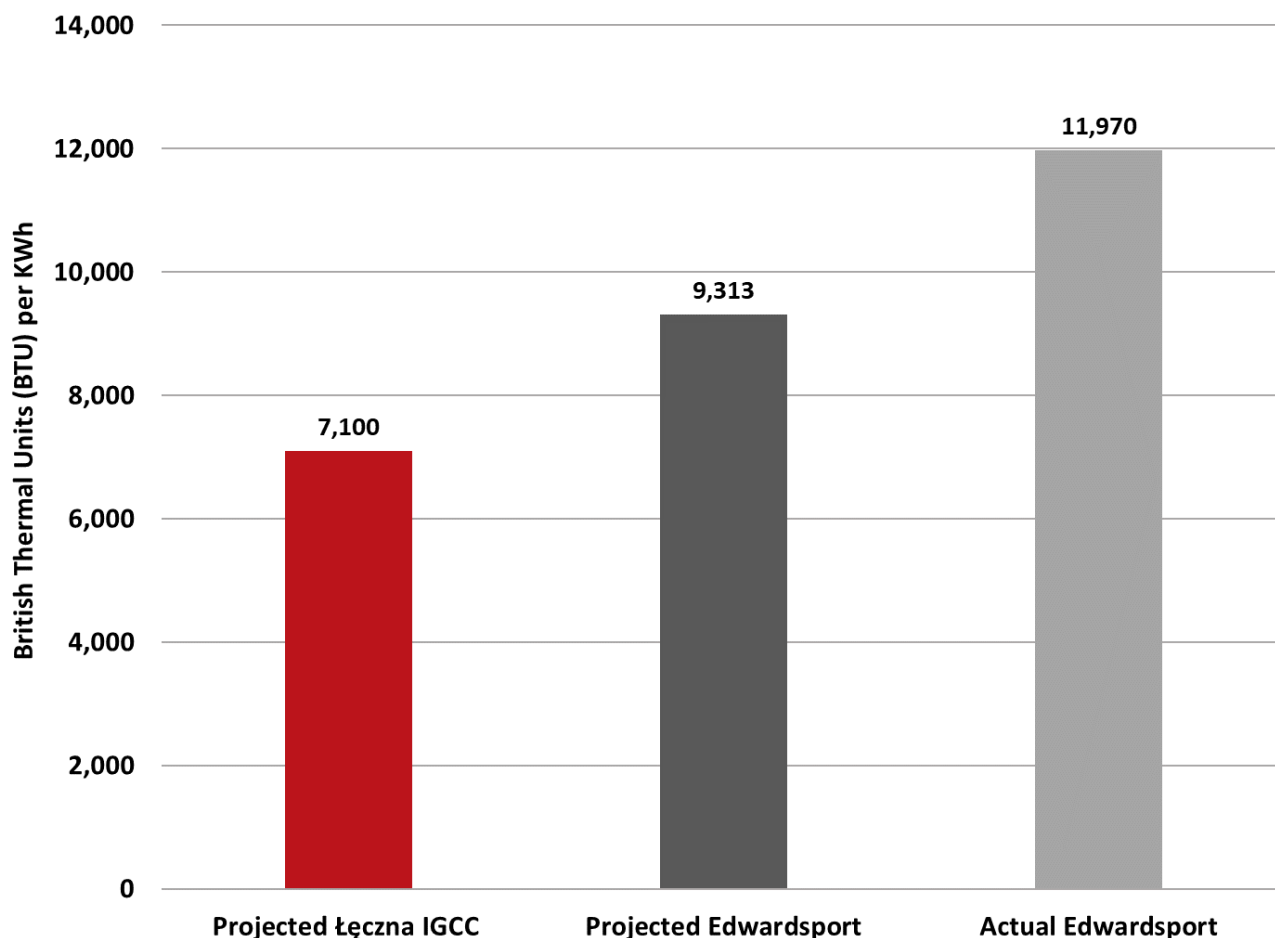
## Sprawność bloków IGCC

Sprawność (efektywność) pracy elektrowni można mierzyć w szczególności za pomocą wskaźnika *heat rate* (wskaźnika ciepła), który bada to, jak efektywnie dana elektrownia wykorzystuje paliwo. Czym wyższy *heat rate*, tym mniej efektywnie elektrownia spala paliwo. I na odwrót, czym niższy *heat rate*, tym bardziej sprawna jest instalacja. Innymi słowy, czym wyższy *heat rate*, tym więcej paliwa musi zużyć dana elektrownia, aby wytworzyć dokładnie tyle samo energii elektrycznej.

Wniosek o wydanie decyzji środowiskowej dla bloku IGCC w Łęcznej zakłada, że sprawność brutto instalacji będzie wynosić około 53 proc., natomiast sprawność netto około 48 proc.

Oznacza to, że elektrownia miałaby osiągać *heat rate* wynoszący, mniej więcej, 7,100 brytyjskich jednostek ciepła na kilowatogodzinę (7,100 BTU/kWh). Jak pokazano na wykresie 3 poniżej, wartość 7,100 BTU/kWh byłaby znacznie niższa od faktycznych osiągnięć elektrowni Edwardsport podczas pierwszych 55 miesięcy pracy tej instalacji (od czerwca 2013 do grudnia 2017 r.). Wykres ten bazuje na najbardziej aktualnych dostępnych danych.

**Wykres 3: Wskaźnik *heat rate* bloków IGCC**



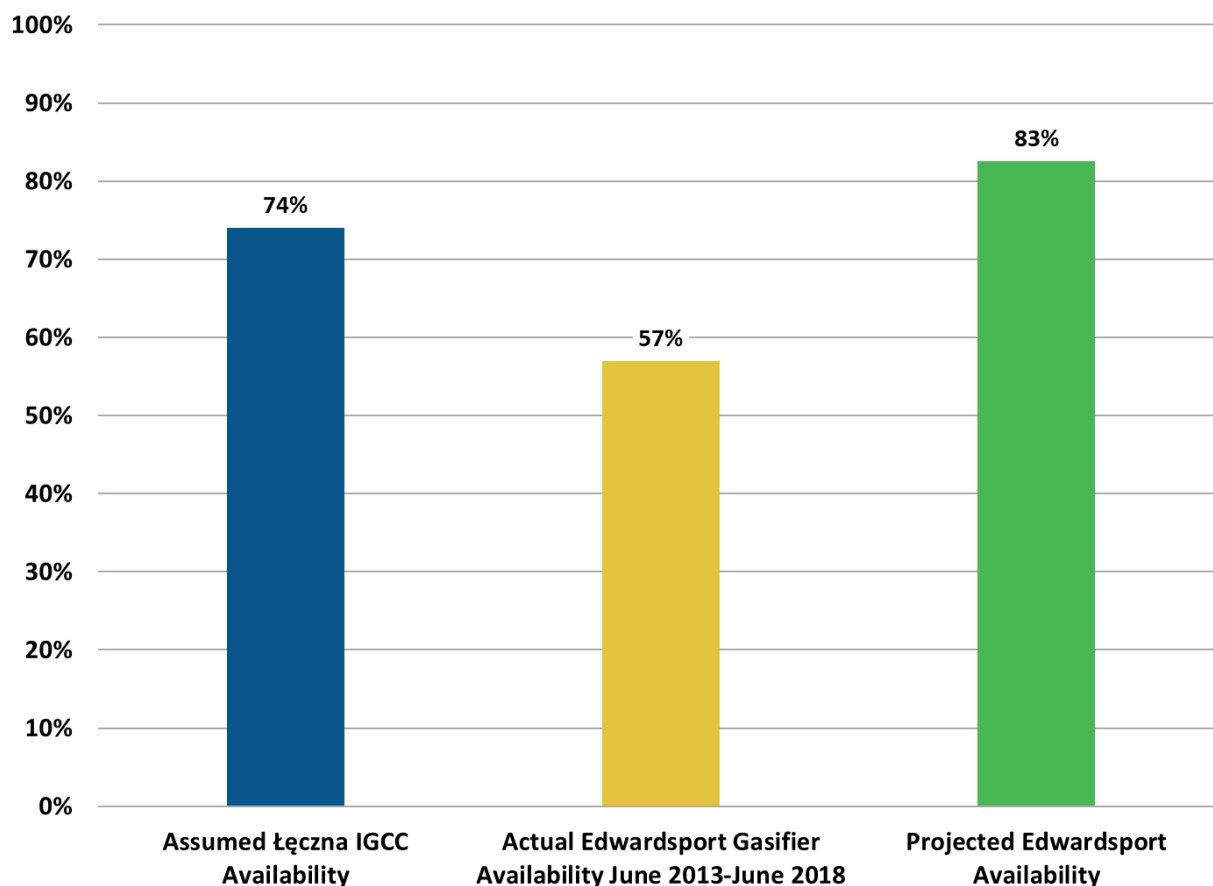
Jeżeli faktyczny poziom *heat rate* w przypadku bloku IGCC w Łęcznej byłby wyższy niż zakładany, oznaczałoby to wyższe koszty operacyjne elektrowni, która aby wytworzyć tę samą ilość energii elektrycznej, musiałaby spalać znacznie więcej węgla.

## (Nie)zawodność bloków IGCC

Wniosek o wydanie decyzji środowiskowej dla bloku IGCC w Łęcznej zakłada, że elektrownia ta miałaby pracować średnio przez około 6 500 godzin rocznie, w związku z czym miałaby ona być dostępna (dyspozycyjna) średnio przez około 74 proc. czasu. Bazując jednak na doświadczeniach elektrowni Edwardsport, trudno spodziewać się, aby planowany blok w Łęcznej był w stanie pracować taką ilość godzin wykorzystując zgazowany węgiel. Ponadto, trudno zakładać, aby system zgazowania węgla był w stanie pracować w niezawodny sposób.

Tytułem przykładu, w przypadku elektrowni Edwardsport system zgazowania węgla był w praktyce dyspozycyjny przez znacznie niższy procent czasu niż zakładane przez Duke Energy 83 proc. W trakcie pierwszych 61 miesięcy swojej komercyjnej pracy system ten był dyspozycyjny średnio przez zaledwie 57 proc. czasu. Jest to znacznie niższy poziom niż 74 proc. zakładane w przypadku bloku IGCC w Łęcznej.

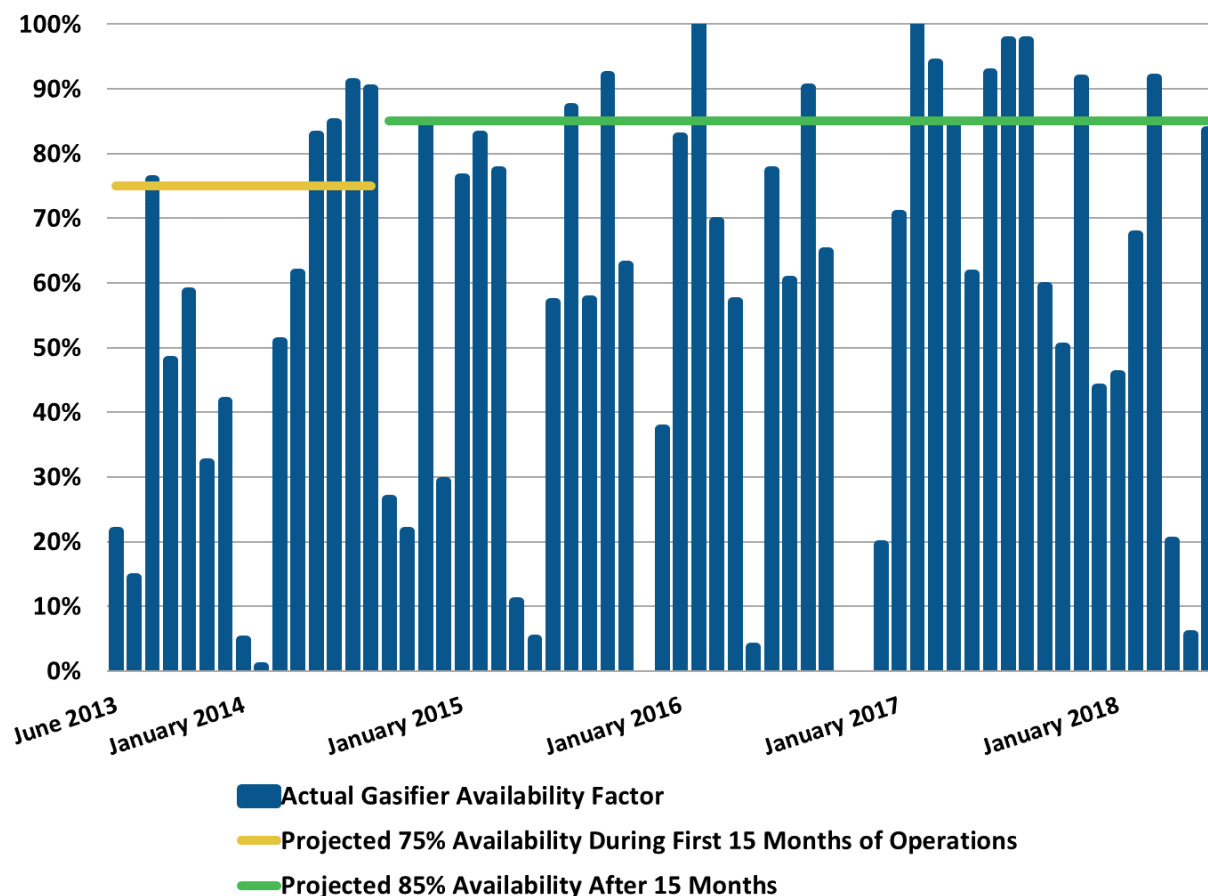
#### Wykres 4: Zakładana dyspozycyjność systemu zgazowania węgla w elektrowni Łęczna a faktyczna dyspozycyjność takiego systemu w elektrowni Edwardsport



Ponadto, jak pokazano na wykresie 5 poniżej, system zgazowania węgla w elektrowni Edwardsport pracuje w sposób nieregularny i zawodny, w niektórych miesiącach na wysokim, a w innych miesiącach na skrajnie niskim poziomie.



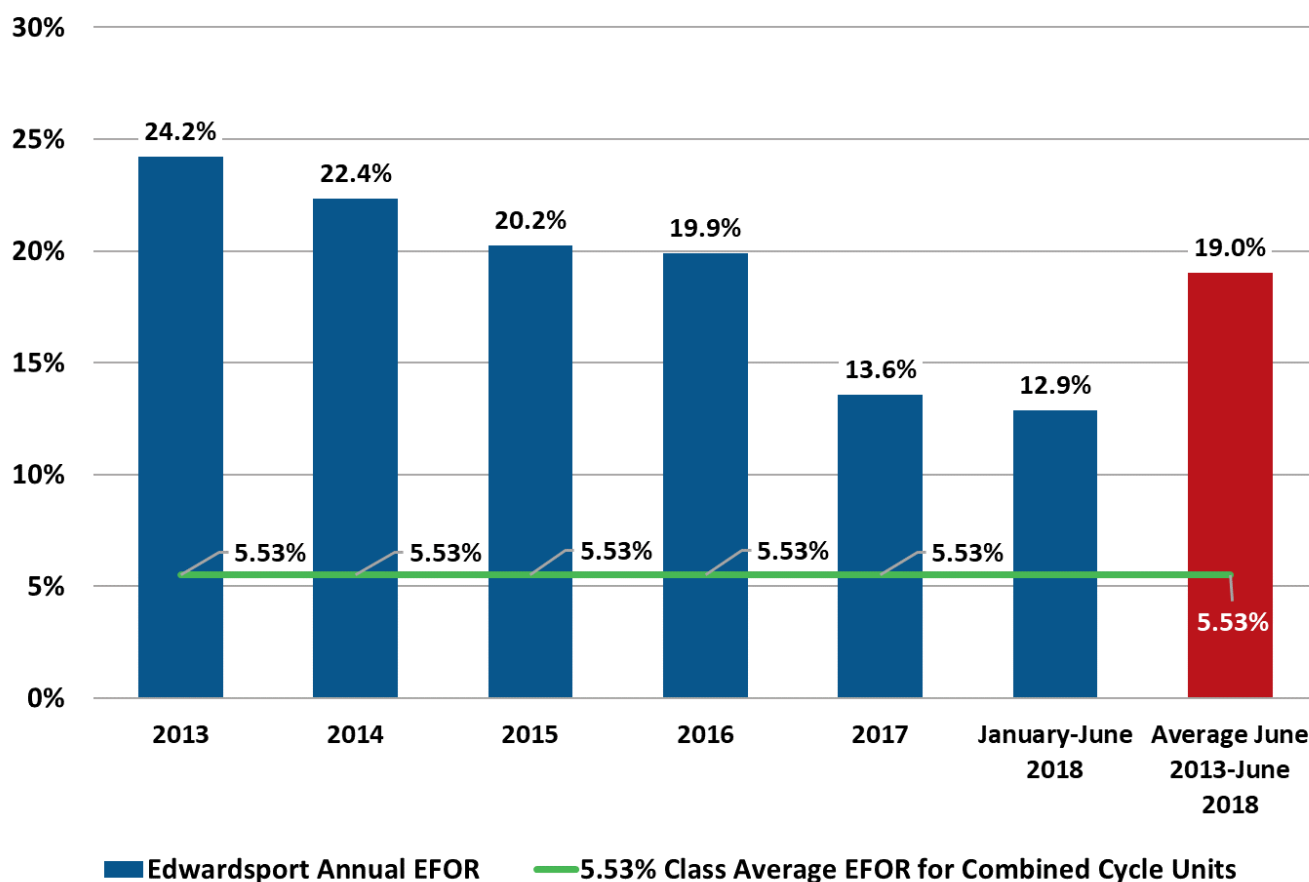
## Wykres 5: Miesięczna dyspozycyjność systemu zgazowania węgla w elektrowni Edwardsport



Kolejnym powszechnie stosowanym wskaźnikiem służącym do oceny pracy elektrowni jest wskaźnik awaryjności (ang. *Equivalent Forced Outage Rate*, EFOR). EFOR jest wskaźnikiem pokazującym prawdopodobieństwo braku dyspozycyjności danej elektrowni, uwzględniającym zarówno: (1) przymusowe postoje podczas których cała elektrownia jest niezdolna do pracy; oraz (2) czasowe obniżenie mocy osiągalnej elektrowni do poziomu poniżej jej mocy nominalnej (tj. kiedy elektrownia jest w stanie wytwarzać mniejszą ilość energii z powodu nieplanowanych problemów technicznych).

Wykres 6 poniżej porównuje EFOR bloku IGCC Edwardsport z przeciętnymi wskaźnikami EFOR dla bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym. Takie właśnie porównanie przeprowadził Duke Energy, zwracając się w 2013 r. do miejscowego operatora systemu elektroenergetycznego (Midcontinent Independent System Operator, MISO) z wnioskiem dotyczącym testu weryfikującego moc generatora (ang. *Generator Verification Test Capacity*). Jak można zobaczyć na wykresie 6, faktyczny EFOR elektrowni Edwardsport pomiędzy czerwcem 2013 a czerwcem 2018 r. był znacznie gorszy niż średni EFOR odpowiedniej grupy porównawczej, obejmującej funkcjonujące na rynku, standardowe bloki gazowo-parowe.

Wykres 6: EFOR bloku IGCC Edwardsport a średni EFOR bloków gazowo-parowych



Średni wskaźnik EFOR w przypadku elektrowni Edwardsport od czerwca 2013 do czerwca 2018 wyniósł 19 proc. i był ponad trzykrotnie wyższy niż średni EFOR dla bloków gazowo-parowych.

## Ilość wytwarzanej energii

Z powodu opisanych powyżej problemów z niezawodnością, elektrownia Edwardsport wytworzyła znacznie mniej megawatogodzin energii elektrycznej niż zakładał jej właściciel.

Poziom dyspozycyjności elektrowni pokazuje wyłącznie to, przez jak wiele godzin współpracowała ona z siecią, a nie to, ile faktycznie w ciągu tych godzin wytworzyła ona energii elektrycznej. Godzina, w której elektrownia pracuje z mocą zaledwie 1 MW jest traktowana tak samo, jak godzina, w której pracuje ona z pełną mocą.

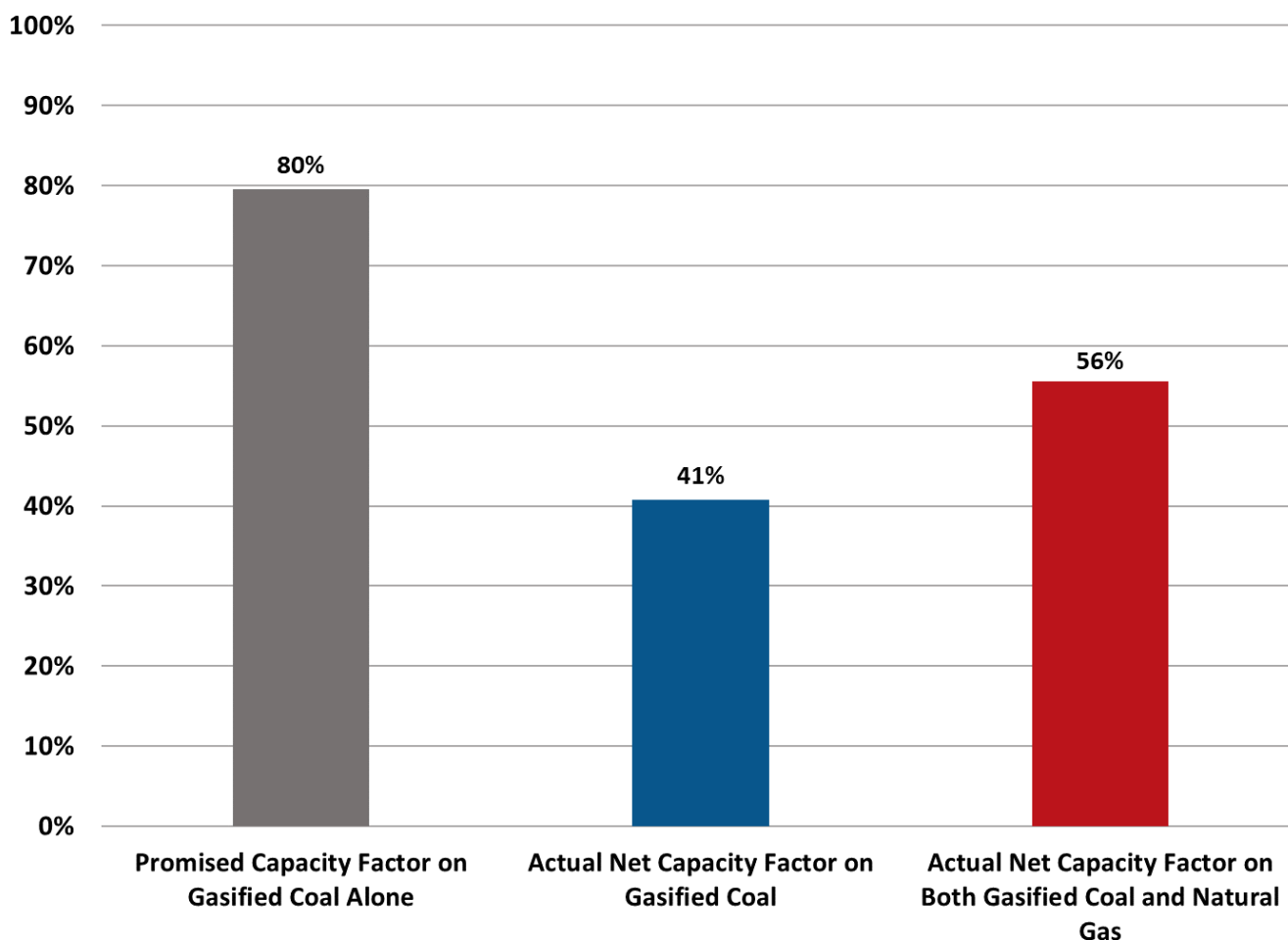
Najważniejszym wskaźnikiem opisującym parametry pracy elektrowni jest jej współczynnik wydajności (ang. *capacity factor*), który pokazuje ile energii elektrycznej (tj. ile MWh) faktycznie elektrownia wytwarza dla swoich odbiorców w danym okresie. *Capacity factor* jest wyrażany procentowo. Porównuje on faktyczny poziom wytworzonej energii do hipotetycznego poziomu, jaki mogłaby wytworzyć dana instalacja pracując przez cały czas z pełną mocą. *Capacity factor* wyraża, jak dobrze i z jakim poziomem mocy pracuje dana elektrownia, a także pozwala porównać względny koszt eksploatacji i

utrzymania (ang. *operating and maintenace*, O&M) bloku energetycznego w odniesieniu do pozostałych elektrowni w danym systemie elektroenergetycznym.

W toku postępowania w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni Edwardsport, Duke Energy przedstawiał, że w trakcie pierwszych 15 miesięcy pracy jej *capacity factor* będzie wynosił 72 proc., a po tym okresie – 82 proc. Oznaczałoby to, że elektrownia Edwardsport podczas pierwszych 61 miesięcy swojej komercyjnej działalności powinna była osiągnąć średni *capacity factor* wynoszący 79 proc. Właściciel instalacji zapewniał wówczas, że zostanie to osiągnięte wyłącznie w oparciu o spalanie zgazowanego węgla.

W praktyce elektrownia ta osiągnęła *capacity factor* na poziomie zaledwie 41 proc., kiedy pracowała wyłącznie w oparciu o zgazowany węgiel, oraz łączny *capacity factor* wynoszący 56 proc. (tj. uwzględniając zarówno okresy, kiedy elektrownia Edwardsport stosowała zgazowany węgiel, jak i gaz ziemny).

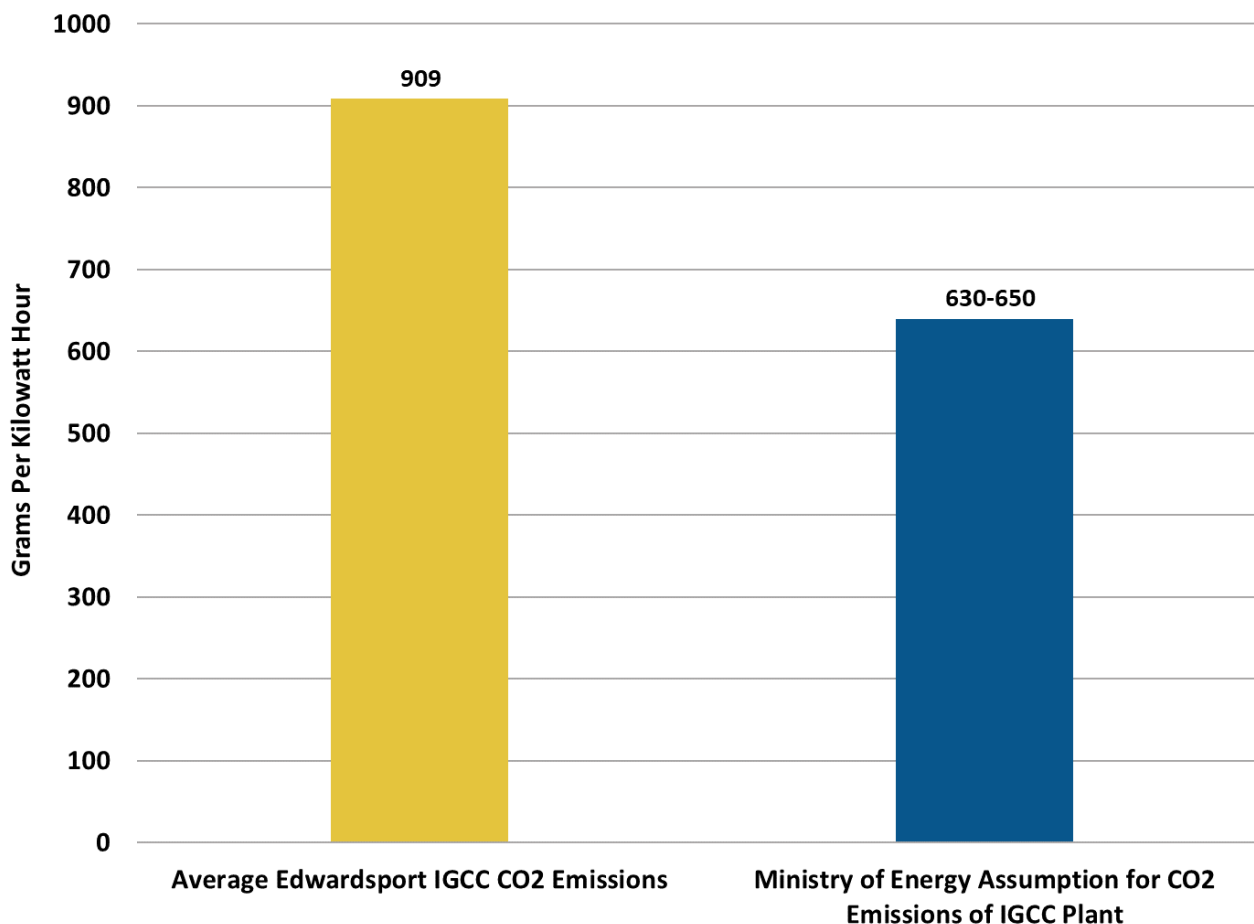
### Wykres 7: Zakładany i faktyczny *capacity factor* bloku IGCC Edwardsport



## Emisje CO<sub>2</sub> z bloków IGCC

Polskie Ministerstwo Energii zakłada, że nowy blok w technologii IGCC będzie emitował średnio pomiędzy 630 a 650 gramów dwutlenku węgla na kilowatogodzinę wytwarzanej energii (630-650 g CO<sub>2</sub>/kWh). Jak pokazano na wykresie 8 poniżej, jest to znacznie poniżej faktycznego poziomu emisyjności elektrowni Edwardsport podczas pierwszych pięciu lat jej pracy (czerwiec 2013-czerwiec 2018).

**Wykres 8: Faktyczna emisyjność elektrowni Edwardsport a zakładany przez Ministerstwo Energii poziom emisyjności bloku IGCC**



Emisje CO<sub>2</sub> z elektrowni Edwardsport są faktycznie wyższe niż średnia wynosząca 909 g CO<sub>2</sub>/kWh pokazana na wykresie 8, ponieważ wartość ta obejmuje emisje dwutlenku węgla powstałe zarówno w wyniku stosowania zgazowanego węgla, jak i gazu ziemnego (które to paliwo charakteryzuje się znacznie niższym poziomem emisji CO<sub>2</sub>). Należy przy tym podkreślić, że znaczna część energii elektrycznej wytworzonej przez blok Edwardsport powstała przy zastosowaniu wyłącznie gazu ziemnego, a nie zgazowanego węgla. Przykładowo, w ciągu pierwszych 6 miesięcy 2018 roku, tylko 59 proc. energii (netto) zostało wytworzone przy zastosowaniu zgazowanego węgla, a 41 proc. energii pochodziło ze spalania gazu ziemnego.

# Koszty operacyjne bloków IGCC

Niezależnie od padających deklaracji, elektrownie w technologii IGCC są drogie w eksploatacji i utrzymaniu.

## Kemper

Równocześnie ze wzrostem szacowanego kosztu budowy elektrowni Kemper, rosły także szacunki dotyczące tego, ile tak naprawdę będzie kosztować eksploatacja tej elektrowni, jeżeli miałaby ona pracować w technologii IGCC. Prognozowane koszty operacyjne wzrosły z, oryginalnie zakładanych (w 2010 r.), 205 mln dolarów dla pierwszych pięciu lat eksploatacji elektrowni do aż 730 mln dolarów, szacowanych w 2017 r. (dla tego samego okresu 5 lat). Zakładane koszty operacyjne wzrosły zatem o ponad 250 proc. Co więcej, prognozowane wydatki na utrzymanie elektrowni (*capitalized maintenance expenditures*) dla pierwszych pięciu lat eksploatacji bloku Kemper wzrosły z 52 mln do ponad 270 mln dolarów.

W efekcie wzrostu kosztów i ciągłych problemów technicznych z systemem zgazowania węgla w elektrowni Kemper, Komisja ds. Usług Publicznych stanu Mississippi (Mississippi Public Service Commission) w dniu 21 czerwca 2017 r. wyraziła zamiar nakazania Southern Company (operatorowi elektrowni) zaprzestania stosowania węgla w elektrowni Kemper i jednocześnie nakazania prowadzenia pracy tej elektrowni wyłącznie w oparciu o gaz ziemny, motywując to interesem odbiorców energii.<sup>6</sup> Komisja wyraziła także przekonanie, że zastosowany w elektrowni Kemper system zgazowania węgla nie był i nie będzie służył konsumentom w stanie Mississippi oraz że system zgazowania węgla funkcjonował dotychczas w sposób bardzo zawodny, a ponadto że w najbliższej przyszłości nie widać szans na lepszą pracę tego systemu.

W odpowiedzi, w dniu 28 czerwca 2017 r. Southern Company ogłosiła, że zaprzestanie stosowania węgla w elektrowni Kemper.<sup>7</sup> Ostatecznie Komisja wydała stosowny nakaz w dniu 6 lipca 2017 r. Koniec końców, elektrownia Kemper pracuje obecnie jako, bezsprzecznie, najdroższa na świecie elektrownia gazowa i nie będzie ona stosować syngazu powstałego w wyniku zgazowania węgla.

## Edwardsport

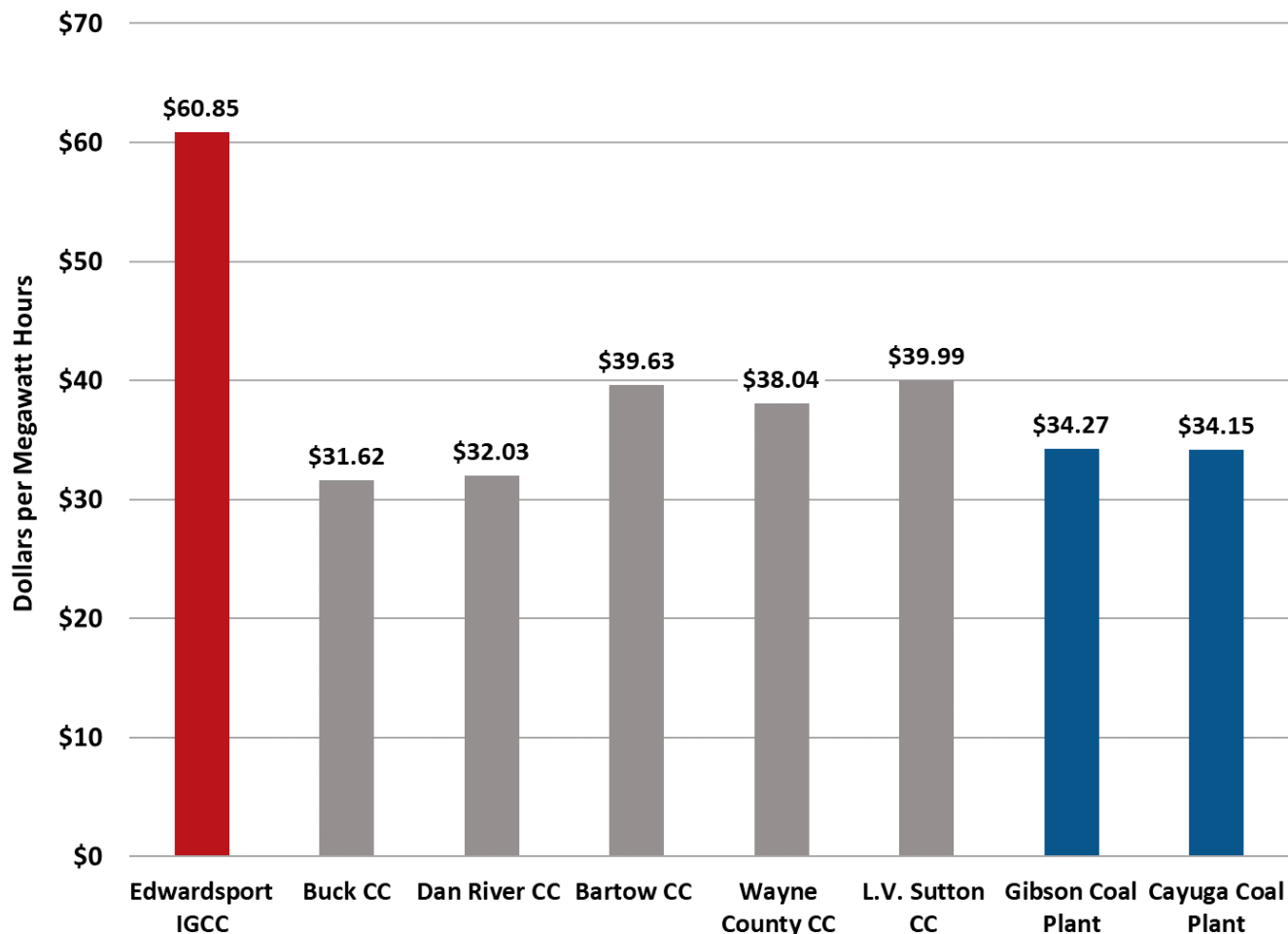
Elektrownia Edwardsport była nie tylko droga w budowie, ale okazała się mieć również bardzo wysokie koszty operacyjne i utrzymania (*operation and maintenance, O&M*), wynoszące w latach 2014-2017 średnio prawie 61 dolarów na MWh energii elektrycznej. Tak wysokie koszty O&M sprawiły, że blok Edwardsport jest znacznie droższy w eksploatacji niż pięć nowych bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, które zostały wybudowane przez Duke Energy w latach 2009-2013, jak również znacznie droższy niż dwie tradycyjne, duże elektrownie opalane węglem, które są eksploatowane przez Duke Energy w stanie Indiana.

---

<sup>6</sup><http://www.psc.state.ms.us/mpsc/press%20releases/2017/Joint%20Press%20Kemper%20Stipulation%20Dock-et%206.21.17.pdf>

<sup>7</sup> <http://www.southerncompany.com/newsroom/2017/june-2017/0628-kemper.html>

Wykres 9: Koszty O&M bloku IGCC Edwardsport i innych elektrowni Duke Energy



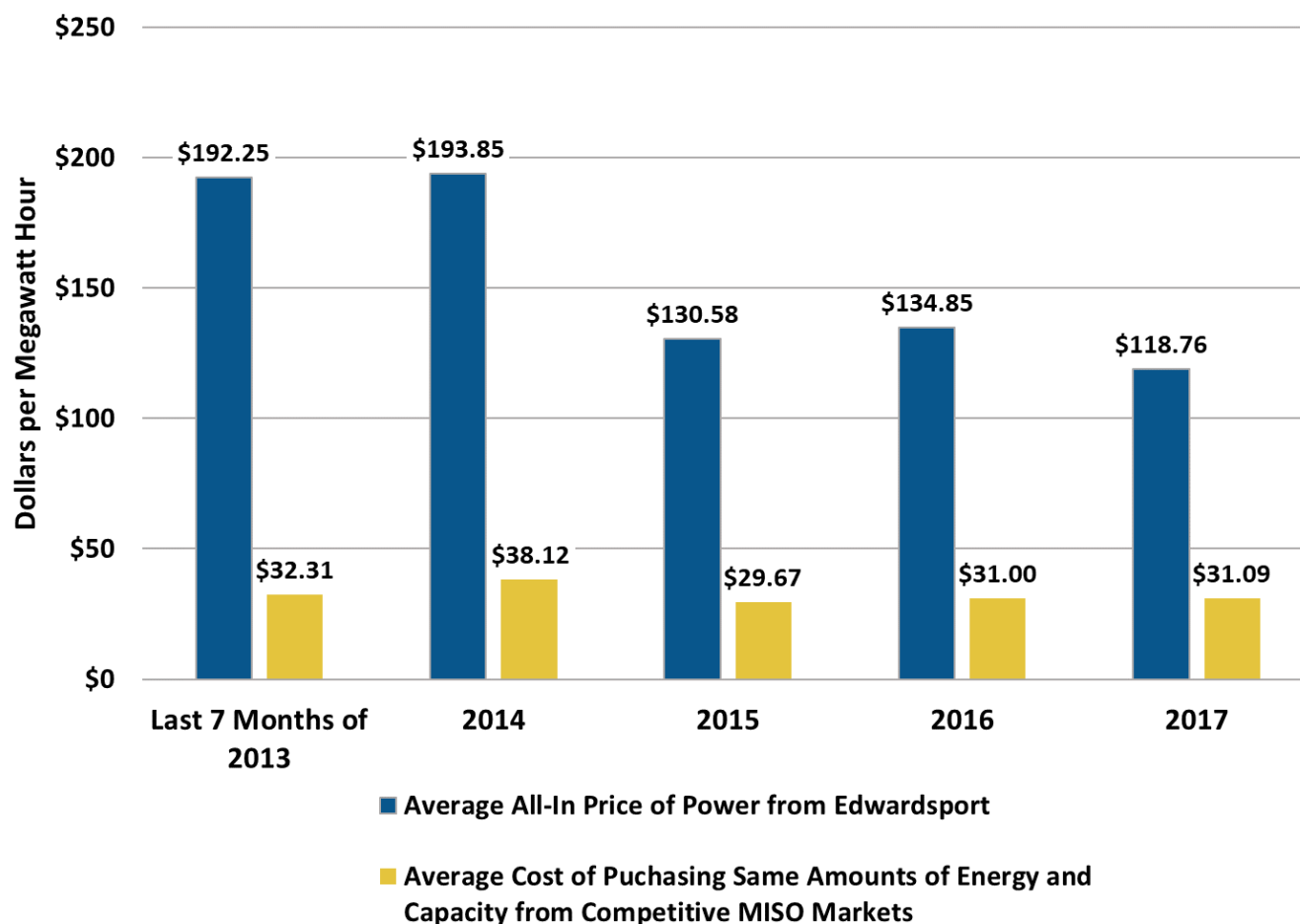
Koszt paliwa w przypadku bloku IGCC Edwardsport jest relatywnie niski w porównaniu do innych elektrowni przedstawionych na wykresie 9. Jednak niezwiązane z paliwem wydatki O&M (koszty funkcjonowania instalacji, napraw, remontów etc.) są znacznie wyższe. Należy zatem wnioskować, że te nadzwyczaj wysokie wydatki w zakresie O&M, które nie są związane z zakupem paliwa, stanowią w szczególności rezultat wysokich kosztów utrzymania i eksploatacji systemu gazowania węgla.

## Blok IGCC Edwardsport jest katastrofą finansową dla odbiorców energii

Całkowity koszt (ang. *all-in cost*) w przypadku elektrowni Edwardsport, tj. uwzględniający zarówno koszty finansowania, koszt paliwa, jak i pozostałe koszty O&M, okazał się być nadzwyczaj wysoki dla klientów Duke Energy. Podczas 55 miesięcy, od czerwca 2013 do grudnia 2017 r., odbiorcy energii zapłacili aż 1,76 mld dolarów za jedyne 12,3 miliona MWh wytworzonych przez elektrownię w tym okresie, co daje średni koszt w wysokości 143,19 dolarów za MWh. Wliczając 397 mln dolarów na pokrycie kosztów finansowania, które klienci Duke Energy zapłacili zanim jeszcze elektrownia rozpoczęła swoją pracę, koszt ten wzrasta do 175,53 USD/MWh.

W rezultacie, koszty energii wytwarzanej w elektrowni Edwardsport znacznie przewyższają koszty zakupu takiego samego wolumenu energii elektrycznej i mocy na konkurencyjnych rynkach energii w USA.

**Wykres 10: Całkowite koszty wytwarzania energii w elektrowni IGCC a koszty zakupu takiego samego wolumenu energii i mocy na konkurencyjnych rynkach energii**



Łącznie, od czerwca 2013 r., klienci Duke Energii za energię pochodzącą z elektrowni Edwardsport zapłacili blisko 1,4 mld dolarów więcej niż mogliby zapłacić w przypadku zakupu tej samej ilości energii z alternatywnych źródeł, w szczególności za pośrednictwem konkurencyjnych rynków hurtowych. Co gorsza, nie ma żadnej nadziei, że odbiorcy ci będą kiedykolwiek w stanie odzyskać wskazane 1,4 mld dolarów. W rzeczywistości istnieją uzasadnione podstawy, aby twierdzić, że efektywność ekonomiczna tej inwestycji stanie się w nadchodzących latach jeszcze gorsza.

Co najważniejsze, udoskonalenia konstrukcyjne i technologiczne coraz bardziej obniżają koszty wytwarzania energii w instalacjach wiatrowych i słonecznych. Z czasem, gdy do systemu elektroenergetycznego włączanych będzie coraz więcej odnawialnych źródeł energii, jest wysoce prawdopodobne, że źródła te będą oddziaływać na elektrownię Edwardsport w dwojaki sposób. Po pierwsze, niższe koszty wytwarzania energii oraz coraz większy udział w rynku instalacji wiatrowych i słonecznych powinny utrzymywać hurtowe ceny energii na niskim poziomie, lub jeszcze bardziej je obniżyć, w konsekwencji powodując coraz większą różnicę pomiędzy średnimi cenami na rynkach energii, a wysokim kosztem wytwarzania energii elektrycznej w bloku IGCC Edwardsport. Ponadto, niezwykle niskie koszty operacyjne elektrowni wiatrowych i słonecznych pociągają za sobą fakt, że źródła te będą przywoływane do pracy przed jednostkami wykorzystującymi paliwa kopalne, takimi jak elektrownia Edwardsport. W rezultacie, źródła odnawialne będą z dużym prawdopodobieństwem systematycznie wypierać z rynku energię wytwarzaną w bloku Edwardsport, co będzie się przekładać na coraz niższy *capacity factor* tej elektrowni, a co za tym idzie – na dalszy wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w przeliczeniu na jednostkę energii.



# About the Institute for Energy Economics and Financial Analysis

The Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) conducts research and analyses on financial and economic issues related to energy and the environment. The Institute's mission is to accelerate the transition to a diverse, sustainable and profitable energy economy and to reduce dependence on coal and other non-renewable energy resources. More can be found at [www.ieefa.org](http://www.ieefa.org).

## About the Authors

### David Schlissel

David Schlissel, Director of Resource Planning Analysis for IEEFA, has been a regulatory attorney and a consultant on electric utility rate and resource planning issues since 1974. He has testified as an expert witness before regulatory commissions in more than 35 states and before the U.S. Federal Energy Regulatory Commission and Nuclear Regulatory Commission. He also has testified as an expert witness in state and federal court proceedings concerning electric utilities. His clients have included state regulatory commissions in Arkansas, Kansas, Arizona, New Mexico and California. He has also consulted for publicly owned utilities, state governments and attorneys general, state consumer advocates, city governments, and national and local environmental organizations. Schlissel has undergraduate and graduate engineering degrees from the Massachusetts Institute of Technology and Stanford University. He has a Juris Doctor degree from Stanford University School of Law.

### Gerard Wynn

Gerard Wynn is an Energy Finance Consultant at IEEFA with two decades of experience in the fields of energy and the environment, working as an analyst, editor and writer. Gerard worked as a reporter and columnist for a decade at Reuters News Agency, covering energy and climate change. More recently, he has authored research papers on topics including the economics of solar power in Britain, shale gas in the United States and coal power in Europe, China and India. Gerard has worked alongside a range of think-tanks, NGOs and corporate clients. He started his career in land use economics, graduating with a PhD in agricultural economics from Aberdeen University. He blogs at [EnergyandCarbon.com](http://EnergyandCarbon.com)

## Important Information

This report is for information and educational purposes only. The Institute for Energy Economics and Financial Analysis ("IEEFA") does not provide tax, legal, investment or accounting advice. This report is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment or accounting advice. Nothing in this report is intended as investment advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, endorsement, or sponsorship of any security, company, or fund. IEEFA is not responsible for any investment decision made by you. You are responsible for your own investment research and investment decisions. This report is not meant as a general guide to investing, nor as a source of any specific investment recommendation. Unless attributed to others, any opinions expressed are our current opinions only. Certain information presented may have been provided by third parties. IEEFA believes that such third-party information is reliable and has checked public records to verify it wherever possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice.