



# Jak stworzyć rentowny system energetyczny w Polsce?

## *Na bazie analizy PGE*

W niniejszym raporcie badamy rentowność polskiego systemu energetycznego na przykładzie największej spółki elektroenergetycznej w kraju, która w większości należy do państwa. Skoncentrowaliśmy się wyłącznie na działalności wytwórczej PGE, pomijając sprzedaż i dystrybucję. Naszym celem było zrozumienie jak szybko spółka musi dokonać transformacji na niskoemisyjne źródła energii by zachować rentowność.

Obecnie produkcję energetyczną PGE dominują węgiel kamienny i brunatny, tym samym PGE jest jedną z najbardziej wysokoemisyjnych spółek w Europie. Spółka charakteryzuje się wysoką dynamiką wydatków na węgiel kamienny, pomimo długoterminowej polityki UE i trendów na rynku energetycznym zmierzających do przejścia na energię niskoemisyjną. Realizując obecną strategię na lata 2015-2018 spółka zainwestowała 27,9 mld zł w nabycie, modernizację lub budowę elektrowni węglowych, a także elektrociepłowni gazowych, czyli 96% 29,2 mld PLN (7 mld EUR, 8 mld USD) zainwestowanych w produkcję elektryczności. Na odnawialne źródła energii przeznaczono 1,3 mld zł.

PGE przejawia pierwsze symptomy zmiany - ostatnio ogłosiło nowy plan produkcji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz gazu na lata 2025 i 2030. Jednocześnie nie przedstawiło żadnego planu ani harmonogramu zamykania swoich elektrowni węglowych. W rezultacie realizuje mniej ambitne cele niskoemisyjne niż te, które są zawarte w krajowym planie na rzecz energii i klimatu (KPEiK) - szczegółowo określającym miks energetyczny kraju do 2030 roku. Rząd opublikował również projekt polityki energetycznej Polski do 2040 roku (PEP40), który przedłuża cele KPEiK o kolejne dziesięciolecie.

Przeanalizowaliśmy rentowność PGE na podstawie trzech scenariuszy do 2030 roku: obecnej strategii PGE, rządowego KPEiK oraz przyspieszenia do 2030 roku rządowego celu PEP40 polegającego na zmniejszeniu o połowę mocy produkcyjnych węgla kamiennego i brunatnego do 2040 roku. Przyjeliśmy dla każdego z nich oddzielną nazwę: "Business as Usual (BAU)", "KPEiK" i "Redukcja węgla o połowę". Oczywiście scenariusz "KPEiK" powinien być w pełni osiągalny jako rządowy punkt odniesienia. Wprowadziliśmy scenariusz "Redukcja węgla o połowę" jako przykład ambitniejszych celów.

Scenariusze dostosowaliśmy do przewidywanych możliwości PGE w 2030 roku - utrzymując całkowitą produkcję energii elektrycznej w spółce na tym samym poziomie. W scenariuszu "BAU" energia pochodząca z wiatru i słońca wzrasta do 6 GW z 1 GW obecnie, podczas gdy węgiel brunatny i kamienny pozostaje bez zmian. W scenariuszu "KPEiK" energia z wiatru i słońca rośnie do 11 GW, podczas gdy energia pochodząca z węgla spada prawie o 1/5. W scenariuszu "Redukcja węgla o

połowę” energia z wiatru i słońca wzrasta do 22 GW, podczas gdy energia pochodząca z węgla zmniejsza się o połowę.

Rentowność zmierzaliśmy na podstawie dwóch standardowych kryteriów: zysku przed potrąceniem odsetek, podatków, deprecjacji i amortyzacji (EBITDA) oraz zysku netto. EBITDA uwzględnia krótkoterminowe koszty gotówkowe takie jak: paliwo i węgiel, podczas gdy zysk netto uwzględnia wszystkie koszty w tym nakłady inwestycyjne na budowę nowej elektrowni. Rentowność zmierzaliśmy za pomocą średniej, a nie na poziomie poszczególnych elektrowni. Oprócz szeregu innych założeń bierzemy pod uwagę dwie prognozy cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla: niską cenę uprawnień rosnącą z obecnej krzywej do 30 EUR w 2030 r. oraz prognozę wysokich cen uprawnień o wartości 40 EUR.

## **Najważniejsze wnioski**

1. Z naszych ustaleń wynika, że strategicznym błędem PGE było zainwestowanie w latach 2015-2018 28 mld zł w produkcję konwencjonalną, głównie węgla kamiennego i brunatnego.
  - Według wszystkich scenariuszy opłacalność wytwarzanej przez PGE elektryczności na bazie spalania węgla kamiennego i brunatnego jest bardzo uzależniona od rynkowych cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla, a opłacalność wytwarzania w oparciu o węgiel kamienny jest szczególnie niepewna. Bardzo prawdopodobne jest, iż PGE wkrótce dokona odpisów wartości niektórych obecnych inwestycji PGE, ponieważ elektrownie węglowe będą generowały straty w najbliższym czasie.
  - Szacunki zysku uzyskanego z eksploatacji paliw kopalnych obejmują ponad 20 mld PLN przychodów pochodzących z realizacji kontraktów z wygranych aukcji mocowych, które według wyliczeń zostaną łącznie wypłacone PGE w ramach nowego rynku energetycznego w Polsce do 2030 roku (węgiel, gaz, kogeneracja i węgiel brunatny). Bez tego mechanizmu wsparcia, którego oficjalnym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce, wytwarzanie energii elektrycznej z węgla kamiennego stałoby się nieopłacalne od 2022 roku, nawet przy założeniu niskich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.
2. Patrząc w przyszłość, rentowność elektryczności z węgla kamiennego i brunatnego gwałtownie spada lub całkowicie znika w ciągu tej dekady.

-> Według prognoz niższych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (30 EUR w 2030 r.) EBITDA z węgla kamiennego jest bliska zeru od 2026 roku. Przychody netto z węgla kamiennego są ujemny od roku 2029. Zyski z węgla brunatnego są nieco wyższe, ale od 2026 r. węgiel brunatny będzie stanowił małą część EBITDA PGE - dzisiaj stanowi ponad połowę produkcji energii elektrycznej. Wnioski te pokazują dlaczego

PGE powinno szybko zainwestować w przynoszące wysokie zyski, niskoemisyjne źródła energii.

- W scenariuszu “BAU” całkowita EBITDA rośnie o 22% - co jest efektem inwestycji w odnawialne źródła energii, ale zysk netto spada o 12%. Zadłużenie netto w stosunku do EBITDA (wskaźnik bazowy wskazujący czy poziom zadłużenia jest zrównoważony) wzrasta do 2,0 razy w 2030 r., z 0,5 w 2021 r., aby sfinansować nowe źródła energii odnawialnej i energii konwencjonalnej oraz w celu sfinansowania modernizacji ograniczających zanieczyszczenia z konwencjonalnych elektrowni.
- W scenariuszu “KPEiK” znacznie wyższe inwestycje w odnawialne źródła energii napędzają 47% wzrost EBITDA ogółem, podczas gdy zysk netto pozostaje na tym samym poziomie. Zadłużenie netto do EBITDA wzrośnie do 2,7 raza.
- W scenariuszu “Redukcji węgla o połowę” całkowita EBITDA zostaje podwojona, a zysk netto rośnie o 21%. Zadłużenie netto do EBITDA rośnie do 3,3 razy w 2030 roku.

-> Scenariusz wyższych cen uprawnień do dwutlenku węgla (40 EUR w 2030 roku) mieści się w zakresie prognoz analityków i w pełni ukazuje zagrożenia obecnej strategii PGE. Zarówno węgiel kamienny, jak i brunatny mają w tym scenariuszu ujemny wskaźnik EBITDA i ujemny wynik netto od 2026 roku, mimo ogromnych płatności z wygranych aukcji mocowych.

- Zgodnie ze scenariuszem “BAU” inwestycje w odnawialne źródła energii nie wystarczą, aby przeciwdziałać stratom w sektorze paliw kopalnych - całkowita EBITDA w latach 2021-2030 spada o 29%. Przychody netto spadają o 68%. Niższa EBITDA osłabia stosunek długu netto do EBITDA, który obecnie wzrasta 3,5 razy w 2030 roku z 0,5 w 2021 roku.
- Zgodnie z bardziej ambitnym scenariuszem “KPEiK” większe inwestycje w odnawialne źródła energii wystarczą do osiągnięcia 5% wzrostu EBITDA ogółem. Wynik ten jasno wskazuje dlaczego PGE powinno rozpocząć bardziej ambitne inwestycje, mające na celu przejście na gospodarkę niskoemisyjną niż obecnie, przynajmniej na poziomie odpowiadającym rządowemu KPEiK. Całkowity zysk netto nadal będzie o połowę niższy. Dług netto do EBITDA jest 4,4-krotnie wyższy niż w 2030 roku.
- W scenariuszu zakładającym zmniejszenie wydobycia węgla o połowę - EBITDA ogółem wzrośnie o blisko 70%, a całkowity zysk netto spadnie tylko o 12%. Zadłużenie netto do EBITDA w 2030 r. jest 4,7-krotnie wyższe.

3. Zaangażowanie PGE w obszarze paliw kopalnych zwiększa ekspozycję na ryzyka regulacyjne i środowiskowe, które dodatkowo zagrażają przepływowi pieniężnym. Niektóre z tych ryzyk regulacyjnych wywierają jedynie negatywne skutki na bilans spółki, jak np. zaostrenie przepisów dotyczących jakości

powietrza oraz dozwolonych emisji zanieczyszczeń, wycofanie się krajów z wydobycia i spalania węgla czy zaprzestanie finansowania produkcji paliw kopalnych przez kredytodawców. Takie ryzyka zwiększają koszt kapitału PGE w pierwszym scenariuszu w porównaniu do pozostałych scenariuszy.

## **Zalecenia raportu**

PGE już dziś musi pilnie zainwestować w rentowne, przynoszące zyski, odnawialne źródła energii elektrycznej, aby zastąpić spadające zyski ze sprzedaży energii pochodzącej z węgla kamiennego i brunatnego. To dość niefortunne, że PGE musi dokonać tych dużych inwestycji tuż po zakończeniu znaczącego programu inwestycyjnego w elektrownie oparte na węglu kamiennym i brunatnym, które doprowadziły do zadłużenia spółki i przynoszą spółce ograniczone i spadające zyski. Kierunek rozwoju polityki energetycznej i klimatycznej UE był jednoznaczny od momentu wprowadzenia w 2005 roku unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS).

Autorzy raportu zalecają:

1. Polski rząd, jako większościowy akcjonariusz PGE, powinien wyraźnie odrzucić plany budowy nowej kopalni węgla brunatnego w Żłoczewie, która przedłuży do 2050 roku produkcję węgla brunatnego w elektrowni Bełchatowie, największej elektrowni węglowej w Europie. Odrzucenie tych planów, które pozostają jedną z trzech podstawowych "opcji strategicznych" PGE, pokaże inwestorom i innym interesariuszom, że PGE rozpoczyna transformację. Bez nowej kopalni w Żłoczewie, ostatnie, najnowocześniejsze bloki w Bełchatowie musiałyby zostać zamknięte około 2035 roku, co w dużej mierze jest zgodne z ustaleniami dotyczącymi rentowności w niniejszym raporcie.
2. PGE powinno zainwestować w odnawialne źródła energii już dziś, aby rozpocząć odchodzenie od produkcji energii elektrycznej na bazie węgla kamiennego po 2025 roku w dużo bardziej ambitny sposób niż spółka zakłada w dotychczasowych planach inwestycyjnych. Obecnie PGE planuje w 2025 roku jedynie dokonać przeglądu swojego portfela elektrowni na węgiel kamienny i brunatny, podczas gdy w tym czasie węgiel przestanie kwalifikować się do nowych płatności w ramach krajowego rynku mocy. Z naszych ustaleń wynika, że w drugiej połowie lat 20tych elektrownie na węgiel kamienny będą generować niewielkie zyski lub będą przynosiły straty. Spółka musi zainwestować już dziś, aby pozyskać alternatywne źródła przychodów.
3. PGE powinno przygotować się już teraz do rezygnacji z produkcji energii z węgla brunatnego po 2030 roku. Węgiel brunatny stanowi dziś ponad połowę całej produkcji PGE, ale przyniesie straty na długo przed 2030 rokiem ze względu na prognozy wyższych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Nawet w scenariuszu niskich cen uprawnień emisji CO<sub>2</sub> po 2025 roku węgiel brunatny będzie stanowił jedynie niewielki ułamek zysków PGE.

## IEEFA

Institute for Energy Economics and Financial Analysis zajmuje się globalnymi badaniami i analizą w zakresie zagadnień finansowych i ekonomicznych związanych z energią i środowiskiem. Misją instytutu jest przyspieszenie transformacji na zrównoważoną i wydajną gospodarkę energetyczną. [www.ieefa.org](http://www.ieefa.org)

## Autorzy

### Gerard Wynn

Gerard Wynn jest konsultantem ds. Finansów energetycznych IEEFA, specjalizuje się w ekonomii i finansowaniu odnawialnych źródeł energii i paliw kopalnych. Wcześniej pracował jako analityk, redaktor i autor w sektorze energetycznym i środowiska naturalnego. Pracował przez dekadę jako dziennikarz i publicysta Reuters News Agency, zajmując się tematyką energii i zmian klimatu. Karierę rozpoczął doktoratem z ekonomii rolnictwa.

### Paolo Coghe

Paolo Coghe jest międzynarodowym ekonomistą finansowym z 20-letnim doświadczeniem w zakresie badań, analiz i strategii rynków energetycznych. Przed założeniem firmy doradztwa energetycznego Acousmatics, pracował w Brattle Group, Centrica, Koch Supply and Trading oraz Societe Generale. Od 2016 r. prowadzi badania nad europejskimi rynkami energetycznymi, a ich wyniki publikuje IEEFA. Paolo jest absolwentem ekonomii biznesu w McCallum Graduate School of Business na Uniwersytecie Bentley'a oraz ekonomii na Uniwersytecie Cagliari.

## Podziękowania

Serdeczne podziękowania dla Michała Hetmańskiego, analityka energetycznego Instratu, który przeanalizował polskie cele narodowe wyrażone w KPEiK i PEP40.

This report is for information and educational purposes only. The Institute for Energy Economics and Financial Analysis ("IEEFA") does not provide tax, legal, investment, financial product or accounting advice. This report is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment, financial product or accounting advice. Nothing in this report is intended as investment or financial product advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, opinion, endorsement, or sponsorship of any financial product, class of financial products, security, company, or fund. IEEFA is not responsible for any investment or other 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 or general recommendation or opinion in relation to any financial products. 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 where possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice.