



# Transformacja energetyczna w Polsce: między lobbिंगiem a zdroworozsądkowym podejściem do gospodarki

*Paliwa kopalne nadal otrzymują wsparcie rządu 14-20 mld euro rocznie, podczas gdy w energetykę niskoemisyjną inwestuje się zaledwie 4-5 mld euro*

Polska jest najbardziej uzależnionym od węgla państwem Unii Europejskiej – 70% krajowej produkcji energetycznej opiera się na tym paliwie. W 2020 r. Polska odpowiadała za prawie jedną trzecią energii elektrycznej wytwarzanej z węgla w całej UE<sup>1</sup>. Polski rząd od lat nie określił jasnego kierunku transformacji energetycznej, ku frustracji lokalnych działaczy ekologicznych (co widać np. [na tym nagraniu](#) z ostatniej konferencji IEEFA Energy Finance Conference)<sup>2</sup>.

Niechć polskich władz do określenia jasnego kierunku polityki energetycznej po części wynika z trudności, z jakimi w związku z transformacją energetyczną borykają się Niemcy, jeśli chodzi o bezpieczeństwo dostaw energii, stabilność systemu i duże wahania cen elektryczności<sup>3</sup>. Polski rząd bierze też pod uwagę miejsca pracy w górnictwie i tradycje górnicze kraju, naciski związków zawodowych i głosy samych górników. Do tego dochodzi silna obawa przed uzależnieniem od importu węgla i gazu z Rosji. To ostatnie wyjaśnia starania Polski w zakresie budowy alternatywnej infrastruktury gazowej, która ma ułatwić import gazu z innych krajów<sup>4</sup>.

**Dalsze trwanie przy węglu słono kosztuje polskich podatników.**

Z analiz IEEFA wynika, że dalsze trwanie przy węglu słono kosztuje polskich podatników, a kraj powinien pożegnać się z tym surowcem najszybciej, jak to możliwe. Jeśli Polska **odejdzie od węgla do 2030 r., zaoszczędzone w ten sposób środki pozwolą sfinansować budowę dwukrotnie większych mocy czystej energii elektrycznej niż w założeniach narodowego planu PEP2040**. Poza tym,

<sup>1</sup> Ember, [Rezygnacja Niemiec z energetyki węglowej do 2030 r. pozostawia...](#), listopad 2021.

<sup>2</sup> IEEFA, [Energy Finance Conference](#), 2021.

<sup>3</sup> McKinsey & Company, [Germany's energy transition at a crossroads](#), 21 listopada 2019.

<sup>4</sup> Polska zbudowała w porcie w Świnoujściu terminal LNG, aby umożliwić dostawy z krajów takich jak USA. Buduje również rurociąg pod Morzem Bałtyckim, który otworzy jej dostęp do norweskich złóż gazu.

oprócz rosnącej presji ze strony UE i ONZ na produkcję bardziej ekologicznej energii elektrycznej<sup>5</sup>, Polska utrzymuje aktualnie wiele przestarzałych instalacji węglowych, co wymaga dotacji państwowych. **Odejście od węgla do 2030 r. zostawi w kieszeni polskich podatników co najmniej 141 mld euro, a Polska przestanie wreszcie być jednym z największych trucicieli środowiska w UE.**

## Planowana restrukturyzacja przerzuca koszty węgla na podatników

W grudniu 2020 r. we wszystkich krajach UE ustalono nowy wiążący cel ograniczenia do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o 55% w porównaniu z poziomem z 1990 r. W kwietniu 2021 r. trzy polskie spółki, których głównym akcjonariuszem jest Skarb Państwa – PGE, Tauron i Enea – zapowiedziały przeniesienie swoich osieroconych aktywów węglowych do mającej dopiero powstać Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (w skrócie NABE). Planowany na 2022 r. transfer aktywów ma im ułatwić dostęp do rynków w celu sfinansowania transformacji energetycznej<sup>6</sup>. Tego rodzaju rozumowanie nie znajduje jednak potwierdzenia w publicznie dostępnych danych – można raczej odnieść wrażenie, że NABE to po prostu kolejny państwowy plan ratunkowy. Podobne rozwiązanie zastosowano już w kontekście polskiego górnictwa, kiedy powołano Polską Grupę Górniczą S.A. w celu przejęcia kopalń węgla kamiennego od zadłużonej Kompanii Węglowej w 2016 r. i Katowickiego Holdingu Węglowego w 2017 r.<sup>7,8</sup>. Utworzenie NABE uzasadnia się tym, że uwolni ono przedsiębiorstwa energetyczne od aktywów węglowych, dając im lepszy dostęp do rynków finansowych. Dzięki temu będą one mogły w większym stopniu inwestować w OZE i inne niskoemisyjne rozwiązania. Rodzi to jednak pytanie, czy transformacja energetyczna nie staje się przez to droższa, niż gdyby to same przedsiębiorstwa energetyczne szybciej wycofały się z węgla.

Jak widać na wykresie 1, aktywa węglowe stanowią 85% całkowitych mocy zainstalowanych w PGE, Tauronie i Enei, przy czym średni wiek floty elektrowni węglowych to 35 lat. Ponieważ okres eksploatacji takich elektrowni wynosi zazwyczaj od 40 do 60 lat, wszystkie trzy spółki powinny niezwłocznie nadać priorytet nowym cyklom inwestycyjnym. Przeniesienie działalności związanej z paliwami kopalnymi do odrębnej agencji spowoduje, że spółki dysponować będą mniej niż 5 GW mocy zainstalowanej (wykres 1), mając jednak znaczące udziały w krajowej dystrybucji i podaży elektryczności (tabela 1).

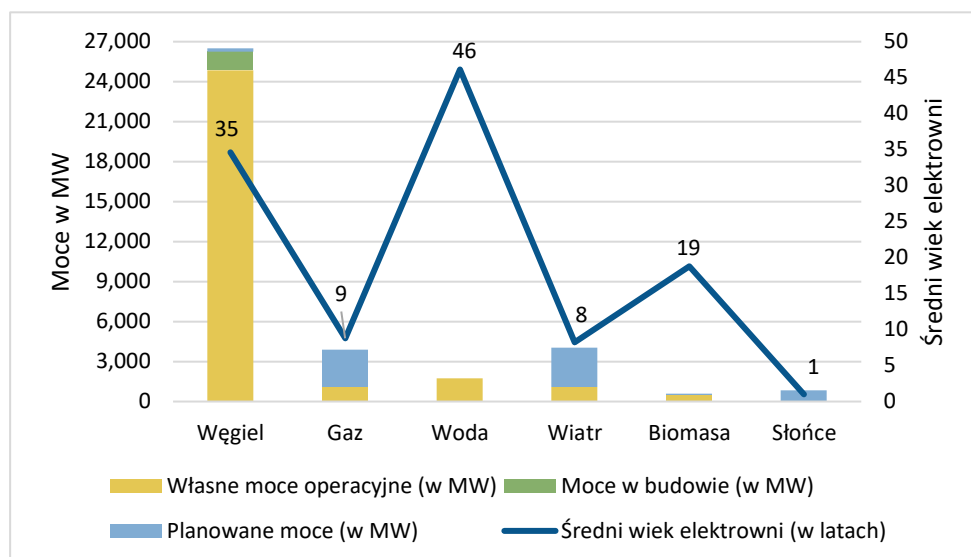
<sup>5</sup> Konferencja klimatyczna ONZ, Wielka Brytania 2021, [Global Coal to Clean Power Transition Statement](#), 4 listopada 2021.

<sup>6</sup> S&P Global, [Poland to buy coal assets from utilities, create state energy company in 2022](#), 19 kwietnia 2021.

<sup>7</sup> Noerr, [Agreement on Establishment of Polish Mining Group Signed](#), 25 kwietnia 2016.

<sup>8</sup> PGE, [Zawarcie umowy inwestycyjnej ws. inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą](#), Sprawozdanie roczne 2017.

Wykres 1: Łączne moce PGE, Tauronu i Enei



Źródło: S&P Global, dane z 20 października 2021 r.

Zgodnie z przedstawionym, bardzo ogólnym planem, podatnicy zapłacą trzem spółkom 6,7 mld euro za ich osierocone aktywa węglowe (m.in. kopalnie węgla brunatnego, elektrownie opalane węglem kamiennym i brunatnym, ale z wyłączeniem kopalń węgla kamiennego)<sup>9</sup>. Łączne zadłużenie długoterminowe w wysokości 6,1 mld euro oraz inne zobowiązania długoterminowe w wysokości prawie 2,6 mld euro na koniec 2020 r. zostaną tym samym znacznie zredukowane, co zwiększy siłę finansową umożliwiającą dalsze inwestycje<sup>10</sup>. Podatnicy zapłacą więc za delewarowanie koncernów energetycznych, a w przypadku braku interwencji rządowej to na nich spadną koszty eksploatacji i utrzymania nierentownych elektrowni węglowych aż do 2049 r.<sup>11</sup>. Polska Grupa Górnicza już zwróciła się o 1,5 mld euro pomocy rządowej z powodu recesji wywołanej pandemią koronawirusa<sup>12</sup>, generując w ciągu pierwszych dziewięciu miesięcy 2020 r. ponad 100 tys. euro strat na godzinę<sup>13</sup>. Pytanie brzmi, czy płacenie za aktywa,

<sup>9</sup> Grupa PGE zyska 31 mld zł w wyniku restrukturyzacji. Zob. ClientEarth & Instrat, [Monopol węglowy z problemami](#), listopad 2020. Według szacunków Fitch na koniec 2020 r. polskie przedsiębiorstwa energetyczne miały 32 mld zł niespłaconych kredytów i obligacji związanych z aktywami węglowymi. Zob. Fitch Ratings, [Coal Spin-Off Plan Positive for Polish Utilities](#), 22 kwietnia 2021.

<sup>10</sup> Wszystkie spółki miały problemy z płynnością przy umiarkowanej możliwości dalszego zadłużania się (wskaźnik długu do aktywów wynosił 47% w PGE, 56% w Enei i 58% w Tauronie w 2020 r.).

<sup>11</sup> W analizie opublikowanej w sierpniu 2020 r. Greenpeace oszacował, że w scenariuszu *business-as-usual* Polska może wycofać większość swoich aktywów węglowych do 2035 r. Więcej szczegółów zob. Greenpeace, [Poland could phase out coal by 2035 as business as usual – It needs to speed up](#), sierpień 2020. Scenariusz Instrat i ClientEarth też zakłada wycofanie węgla do 2037 r. Więcej szczegółów zob. Instrat & ClientEarth, [Monopol węglowy z problemami](#), listopad 2020.

<sup>12</sup> Energy Monitor, [Weekly data: Polish plan to nationalise coal plants unlikely to push energy transition](#). 26 kwietnia 2021.

<sup>13</sup> CAN Europe. [Poland goes all out on coal rescue against EU's higher climate goal](#), 23 grudnia 2020.

które powinny być spisane na straty (dotowanie nierentownego biznesu), ponoszenie kosztów nadmiernej emisji CO2 i walka z problemami zdrowotnymi wynikającymi ze spalania paliw kopalnych są warte więcej niż jak najszybsze odejście od węgla, zwiększone inwestycje w OZE, wypychanie regionów węglowych do alternatywnych gałęzi przemysłu i pomoc bezrobotnym w przebranżowieniu.

**Tabela 1: Zainstalowane moce, produkcja, dystrybucja i podaż energii elektrycznej na polskim rynku, 2020**

Nazwa spółki	Zainstalowane moce		Produkcja energii elektrycznej		Dystrybucja		Podaż	
	GW	Udział (%)	TWh	Udział (%)	TWh	Udział (%)	TWh	Udział (%)
PGE	17,8	36,1%	47,1	41,0%	26,3	26,4%	30,5	31,6%
Tauron	5,2	10,5%	8,7	7,6%	35,8	35,9%	23,7	24,5%
Enea	6,3	12,8%	18,5	16,1%	14,3	14,4%	14,7	15,2%
<b>PGE, Tauron i Enea RAZEM</b>	<b>29,3</b>	<b>59,4%</b>	<b>74,3</b>	<b>64,7%</b>	<b>76,4</b>	<b>76,7%</b>	<b>68,9</b>	<b>71,3%</b>
Energa	1,4	2,8%	2,2	1,9%	16,1	16,2%	13,9	14,4%
Inne	18,6	37,7%	38,3	33,4%	7,1	7,1%	13,8	14,3%
<b>Rynek RAZEM</b>	<b>49,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>114,8</b>	<b>100,0%</b>	<b>99,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>96,6</b>	<b>100,0%</b>

Źródło: Raport roczny PGE, 2020.

Jak widać z planowanych mocy na wykresie 1, plany inwestycyjne spółek są zgodne ze strategią rządu, który posiada 57% udziałów w PGE, 51,5% w Enei i 30% w Tauronie. Ze sprawozdania rocznego nie dowiemy się, że w ciągu najbliższych 20 lat Polska planuje zainwestować w nowe elektrownie jądrowe więcej niż w źródła odnawialne; analizowano możliwości z kilkoma potencjalnymi dostawcami<sup>14</sup>. Inwestycje jądrowe będą realizowane przez oddzielny podmiot, dawne PGE EJ1, przejęte przez Skarb Państwa w 2021 r.<sup>15</sup>.

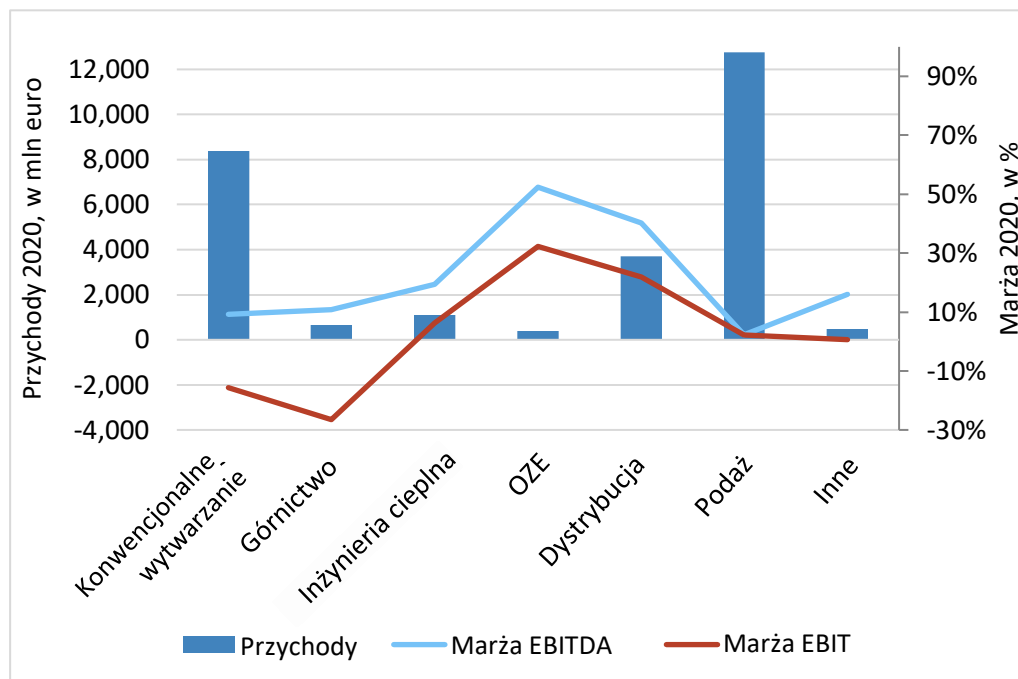
Wyniki segmentów przedstawione na wykresie nr 2 jasno pokazują, że z finansowego punktu widzenia nie ma sensu utrzymywać aktywów węglowych ani w poszczególnych spółkach, ani w NABE po ich odpisaniu.

Łączny wskaźnik EBITDA spółek do 2019 r. nieznacznie wzrasta, głównie dzięki segmentowi Dystrybucji i OZE. Najwyższy łączny zysk EBITDA wypracowano w segmencie Dystrybucji (1,5 mld euro w 2020 r.), a następnie w segmencie Konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej (780 mln euro w 2020 r.), natomiast EBITDA w segmencie Górnictwa (70 mln euro zysku w 2020 r.) stale spada. W latach 2017–2020 Tauron odnotował straty przed opodatkowaniem i amortyzacją w segmencie Górnictwa.

<sup>14</sup> Polska podpisała umowę z amerykańską spółką Westinghouse na wykonanie projektu elektrowni jądrowych o mocy 6–9 GW, które powstaną w latach 2033–2043; zob. [umowa między Stanami Zjednoczonymi a Polską](#), która weszła w życie 24 lutego 2021 r. Francuski koncern EDF podpisał niedawno porozumienie przemysłowe z potencjalnymi dostawcami w Polsce po złożeniu niewiążącej oferty na budowę elektrowni jądrowej w październiku 2021 r. Zainteresowana dostarczeniem swojego rozwiązania jest również Korea. Zob. NUCNET, [Poland / EDF Signs Key Agreements with Potential New-Build Suppliers](#), 1 grudnia 2021.

<sup>15</sup> Polish News, [Nuclear power plant in Poland. The State Treasury took over all the shares in the PGE EJ1 company](#), 26 marca 2021.

**Wykres 2: Łączne wyniki poszczególnych segmentów PGE, Taurona i Enei, 2020**



Źródło: S&P Global, dane z 20 października 2021 r.

Spółki mają też poważne problemy z nadmiarem siły roboczej – w 2020 r. około połowa z 83,5 tys. pracowników była zatrudniona w segmencie konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej. Aż 8 tys. pracowników rocznie może jednak zostać wysłanych na wcześniejszą emeryturę, przez co odejście od węgla jest możliwe znacznie szybciej niż deklarowany obecnie 2049 r.<sup>16</sup>

**Tabela 2: Największą spółką jest PGE, dalej są Tauron i Enea**

Nazwa spółki	Aktywa, mld euro	Przychody, mld euro	Liczba pracowników	Udział własnościowy Skarbu Państwa
PGE	16,9	15,1	Ponad 40 000	57%
Tauron	8,1	6,8	Ponad 26 000	30%
Enea	4,9	5,5	Ok. 17 200	51,5%

Źródło: S&P Global, dane z 20 października 2021 r.

Wykres nr 2 wyraźnie pokazuje, że za ujemny wynik netto należy obwiniać segmenty konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i górnictwa, podczas gdy do dodatnich wyników spółek najbardziej przyczynia się segment dystrybucji.

Na koniec 2020 r. wszystkie trzy koncerny energetyczne posiadały najwięcej tradycyjnych aktywów (11,3 mld euro w konwencjonalnych elektrowniach i prawie

<sup>16</sup> Instytut Jagielloński & Ecofys, [The German energy transition and the Polish energy system factsheet](#), 2017.

1 mld euro zamrożony w górnictwie). Drugą największą grupą były aktywa w segmencie dystrybucji (11,1 mld euro).

## Jaka filozofia przyświeca dalszemu wspieraniu węgla?

Jedynym powodem utrzymywania stosunkowo elastycznych aktywów węglowych, pomimo wynikających z tego zanieczyszczeń, kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i konsekwencji dla zdrowia publicznego, jest bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Często przywoływane zatrudnienie w regionach węglowych nie jest tu uzasadnieniem. Bezpośrednie zatrudnienie w konwencjonalnej produkcji i kopalniach trzech spółek stanowiło zaledwie 0,2% całkowitego zatrudnienia w Polsce w drugiej połowie 2021 r.<sup>17</sup>. Cytowane przez przedstawicieli polskiego rządu obawy o wzrost bezrobocia w związku z odejściem od węgla należy analizować w kontekście bezrobocia ogółem. W drugim kwartale 2021 r. najwyższe bezrobocie wśród województw nie przekroczyło 6%<sup>18</sup>, a należy zauważyć, że wiele osób aktualnie zatrudnionych w branży węglowej może przejść do segmentu produkcji energii elektrycznej z OZE. Można też odrzucić wszelkie polityczne argumenty za odkładaniem stopniowego odchodzenia od węgla – rządząca partia Prawo i Sprawiedliwość, która kwestionuje konieczność wycofywania węgla, miała w ostatnich wyborach, które odbyły się w październiku 2019 r., zaledwie od 30% do 50% poparcia w regionach węglowych<sup>19</sup>.

Polska jest jednak poważnie zaniepokojona kwestią bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W 2020 r. 8% energii elektrycznej w kraju pochodziło z importu. Rezygnacja z węgla i zwiększenie udziału OZE może zagrozić podaży energii, ponieważ bez elektrowni węglowych i kilku gazowych Polska nie będzie w stanie utrzymać obciążenia podstawowego (wykres 3). Decydenci zdają sobie również sprawę z problemów z podażą energii elektrycznej, jakie mogą wystąpić w Niemczech po rezygnacji z energii jądrowej i węgla. Po 2023 r. Niemcy prawdopodobnie staną się importerem netto energii elektrycznej<sup>20</sup>. Z tego powodu polski rząd spogląda w stronę innych krajów Grupy Wyszehradzkiej (Czech,

**Polska jest jednak poważnie zaniepokojona kwestią bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.**

<sup>17</sup> Moody's Analytics, [Economic indicators](#), 30 czerwca 2021.

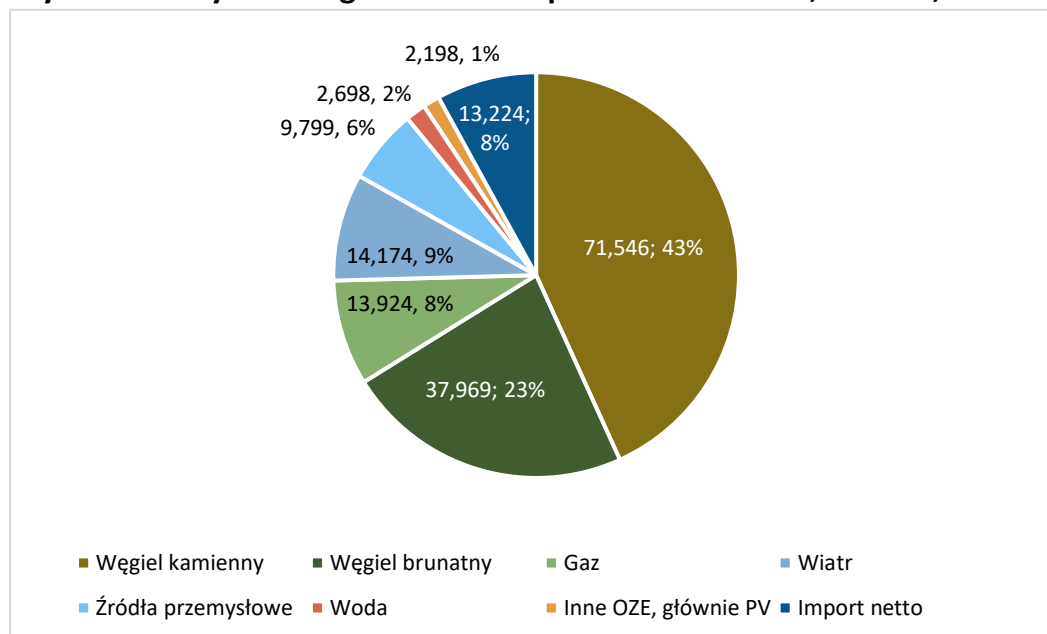
<sup>18</sup> Statista, [Unemployment rate of persons aged 15-89 years in Poland in 2021](#), by voivodeship, 2021.

<sup>19</sup> Warsaw Institute. [Wybory parlamentarne w Polsce 2019](#), 5 listopada 2019.

<sup>20</sup> McKinsey & Company, [Germany's energy transition at a crossroads](#), 21 listopada 2019.

Słowacji i Węgier), których miks energetyczny obejmuje energię jądrową (tabela 3).

**Wykres 3: Zużycie energii w Polsce w podziale na źródła, w GWh, 2020**



Źródło: PSE (cytowane z S&P Global).

Polska importuje energię elektryczną ze Szwecji, Niemiec, Czech, Litwy, Ukrainy i Słowacji. Podczas gdy Szwecja wykorzystuje do produkcji energii elektrycznej energię jądrową, wodną i wiatrową, inne kraje opierają się głównie na energetyce jądrowej i gazie ziemnym w połączeniu z węglem (Niemcy i Czechy) lub OZE (Litwa)<sup>21</sup>. Wobec braku energii wodnej i jądrowej Polska jest w znacznym stopniu uzależniona od węgla i gazu ziemnego. Jej koszyk energetyczny przypomina sytuację w Turcji czy Chinach. Istnieje jednak wiele możliwości przejścia na źródła odnawialne (zwłaszcza fotowoltaikę).

**Tabela 3; Wytwarzanie energii elektrycznej wg źródła w wybranych krajach, 2020**

Paliwo	Niemcy	Szwecja	Czechy	Słowacja	Węgry	Litwa	Polska 2020	Polska PEP2040
Węgiel	26%	1%	40%	7%	11%	0%	72%	28%
Gaz ziemny	17%	0%	8%	13%	26%	34%	10%	
Atom	11%	32%	37%	54%	46%	0%	0%	14%
Wiatr	23%	18%	1%	0%	2%	31%	9%	40%
Słońce	9%	1%	3%	2%	7%	3%	0%	
Biopaliwa	8%	0%	6%	5%	6%	0%	5%	
Woda	4%	46%	4%	16%	1%	22%	2%	
Odpady	2%	2%	0%	0%	1%	4%	0%	
Ropa	1%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	
Inne	0%	0%	0%	2%	0%	4%	0%	

Źródło: MAE (Zaopatrzenie w energię – Wytwarzanie energii elektrycznej według źródeł), PEP2040

<sup>21</sup> Międzynarodowa Agencja Energetyczna, Szwecja.

PEP2040 zakłada zróżnicowanie prognozowanych zainstalowanych mocy w Polsce w latach 2030 i 2040 w porównaniu z dzisiejszymi poziomami (Tabela 4). Jednak nawet po realizacji PEP2040 Polska za 20 lat osiągnie dopiero poziom obecnego udziału OZE w niemieckim miksie energetycznym (Niemcy planują 100% udział źródeł odnawialnych do 2040 r.)<sup>22</sup>. Istotną nowością jest budowa reaktorów jądrowych w skojarzeniu ze źródłami odnawialnymi (strategia podobna do czeskiej).

**Tabela 4: Miks źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Polsce a cele PEP2040**

Źródło energii elektrycznej	Zainstalowane moce	Projektowane zainstalowane moce wg PEP2040	
	2020	2030	2040
Energia wiatrowa	5,9 GW	9,8 GW	10,3 GW
Fotowoltaika	3,9 GW	5-7 GW	10-16 GW
Węgiel	31,2 GW, 63% mocy	37,5%-56% mocy (w zależności od ceny uprawnień do emisji)	11%-28% mocy (w zależności od ceny uprawnień do emisji)
Energia jądrowa	0 GW		6 bloków po 1-1,6 GW = 6-9,6 GW (oddawanych do użytku od 2033 r.); 14-16% mocy
Gaz ziemny	2,8 GW, 6% mocy	29% mocy	33% mocy

Źródło: *Poland – Country Commercial Guide; PEP2040.*

Polska zobowiązała się odejść od węgla do 2049 r. i jest jednym z krajów, które naciskają na Komisję Europejską, aby technologia jądrowa została uznana za technologię zrównoważoną<sup>23</sup>. Choć dodanie reaktorów jądrowych do polskiego miksu energetycznego nie jest nowym pomysłem – sięga 2012 roku – Polska rozpoczęła już budowę elektrowni jądrowej w Żarnowcu w latach 80., po czym zarzuciła ten pomysł<sup>24</sup>. Inwestycje w OZE przejmą PGE, Tauron i Enea. Im wyższa spodziewana cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, tym więcej trzeba będzie zainwestować w OZE, ponieważ zanieczyszczający będą musieli płacić więcej za czyste powietrze. **Odkładanie transformacji energetycznej na później może kosztować Polskę nawet więcej niż to konieczne, bo utrzymywanie istniejących mocy i jednocześnie inwestowanie w OZE nie jest stabilną finansowo strategią dla polskich koncernów energetycznych.**

Polski think-tank InStrat przewiduje, że kraj może osiągnąć nawet 71% udział OZE w ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej do 2030 r., w porównaniu do 32% zakładanych w PEP2040<sup>25</sup>. Polska już w tej chwili zatrudnia ponad 90 000 pracowników w sektorze energii słonecznej, a liczba ta powinna wzrosnąć wraz ze

<sup>22</sup> Clean Energy Wire, [German power sector could achieve 100% renewables by 2040 – economy minister](#), 14 stycznia 2021.

<sup>23</sup> Euractiv, [10 EU countries back nuclear power in EU green finance taxonomy](#), 12 października 2021.

<sup>24</sup> Daily Mail, [Pictures show Polish Żarnowiec nuclear power station 25 years after Chernobyl disaster halted construction](#), 23 listopada 2015.

<sup>25</sup> InStrat. [Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce](#), czerwiec 2021.



wzrostem mocy fotowoltaiki<sup>26</sup>. Zarówno farmy wiatrowe, jak i fotowoltaiczne mogą dodać więcej miejsc pracy niż Polska straci odchodząc od wydobycia i wytwarzania energii z węgla. Wzorem rozwiązań istniejących w Niemczech<sup>27</sup> Polska może wdrożyć programy przekwalifikowania pracowników zatrudnionych w sektorze paliw kopalnych do pracy przy instalacjach OZE.

Zgodnie z planem NABE Tauron i Enea najpierw przeniosą swoje aktywa węglowe do PGE, która następnie prześle je do NABE<sup>28</sup>. Następnie wszystkie trzy spółki połączą się pod egidą PGE, aby ułatwić transformację energetyczną i uzyskać dominujący udział w rynku dystrybucji energii elektrycznej, ciepłownictwa i wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Utworzenie NABE oznacza jednak ni mniej, ni więcej przeniesienie długu z bilansów korporacyjnych na Skarb Państwa, przez co koszty związane z paliwami kopalnymi poniosą podatnicy. Osierocone aktywa węglowe będą spłacane z kieszeni podatników, którzy sfinansują działalność NABE. Wizja PGE, aby do 2050 r. zapewnić swoim klientom 100% energii ze źródeł odnawialnych, nie jest wcale ambitna, mimo że potencjał inwestycyjny spółki powinien wzrosnąć po przeniesieniu długu węglowego do NABE. Jeśli Polska ma zrealizować unijne plany redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. i osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r., PGE będzie musiała działać znacznie szybciej.

## Jaki jest rzeczywisty koszt narodowego planu energetycznego dla Polski?

W tabelach 5 i 6 przedstawiono wysokość całkowitych lub średniorocznych kosztów utrzymania obecnej struktury wytwarzania energii elektrycznej.

**Tabela 5: Koszty operacyjne i nakłady inwestycyjne polskich koncernów energetycznych, 2020, w mld euro**

Nazwa spółki	Koszty operacyjne górnictwa i energetyki konwencjonalnej				Nakłady inwestycyjne (capex) – paliwa kopalne				Capex – OZE
	2020	2021-2030	2031-2040	2041-2049	2020	2021-2030	2031-2040	2041-2049	2020
PGE	5,8	50,2	25,0	17,2	0,53	4,6	2,3	1,6	0,16
Tauron	1,8	15,5	6,0	2,5	0,38	3,3	1,3	0,5	0,01
Enea	2,8	25,4	10,7	4,2	0,25	2,3	1,0	0,4	-
<b>RAZEM</b>	<b>10,4</b>	<b>91,0</b>	<b>41,7</b>	<b>23,9</b>	<b>1,16</b>	<b>10,1</b>	<b>4,5</b>	<b>2,5</b>	<b>0,17</b>

Źródło: S&P Global; obliczenia IEEFA.

Jeśli transfer aktywów do NABE nastąpi w 2022 r., koszty funkcjonowania konwencjonalnej energetyki i górnictwa obciążą podatników na dziesiątki lat. Nasze

<sup>26</sup> Konkurs, [Polska europejskim liderem w liczbie instalatorów fotowoltaiki](#), 9 listopada 2021.

<sup>27</sup> Na przykład Siemens uruchomił 2-letni program szkoleniowy dla pracowników elektrowni wiatrowych. Zob. The Guardian, [What will happen to oil and gas workers as the world turns carbon neutral?](#), 27 sierpnia 2015.

<sup>28</sup> Biznes Alert, [Baca-Pogorzelska: Plan reorganizacji energetyki jest na papierze. Nie wszystkim się podoba](#), 5 lipca 2020.

szacunki kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych na paliwa kopalne, przedstawione w tabeli 5, opierają się na stopniowej redukcji mocy węglowych do 2040 r. w porównaniu z poziomem z 2020 r.<sup>29</sup>. W tabeli 6 oszacowaliśmy dodatkowe koszty utrzymywania aktywów związanych z paliwami kopalnymi przez dłuższy czas niż to konieczne. Choć paliwa kopalne otrzymywały w ostatnich latach znacznie niższe dotacje państwowe, wciąż są to duże kwoty. Zgodnie z szacunkami przedstawionymi w tabeli 6 koszty związane z węglem mogą jeszcze w tej dekadzie wynieść średnio 16,7 mld euro rocznie, wliczając w to dodatkowe obciążenia systemu opieki zdrowotnej. W ciągu 28 lat koszty te mogą przekroczyć 291 mld euro, zwłaszcza jeśli aktywa węglowe będą dłużej eksploatowane lub wzrośnie koszt emisji CO<sub>2</sub><sup>30</sup>.

Do 2027 r. Polska otrzyma z budżetu UE 3,8 mld euro na złagodzenie skutków transformacji energetycznej i odejście od węgla. Nie jest jednak jasne, czy środki te zostaną wykorzystane na NABE<sup>31</sup>. W latach 2025-2032 Polska może dodatkowo otrzymać 13 mld euro na inwestycje w ochronę klimatu z funduszu Fit for 55 – ponad trzy razy więcej niż środki na wycofanie się z węgla<sup>32</sup>. Obecna polityka UE zakłada inwestowanie w OZE, nie węgiel – dlatego Polska, nadal wspierając węgiel, ponosi ogromne koszty pośrednie.

**Odejście od węgla do  
2030 r. pozwoli zostawić  
w kieszeni podatników co  
najmniej 141 mld euro.**

**Odejście od węgla do 2030 r. pozwoli zostawić w kieszeni podatników co najmniej 141 mld euro, które rząd planuje przekazać na usuwanie skutków produkcji energii elektrycznej z węgla. Jeśli Polska wycofa aktywa węglowe do 2030 r., będzie mogła zbudować dwa razy więcej czystych mocy w porównaniu z planem PEP2040.** A to nie koniec rachunku kosztów. Zgodnie z szacunkami PGE<sup>33</sup> – które zostały sporządzone, gdy uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> były znacznie tańsze – do 2030 r. Polska wyda 68,5 mld euro na zakup pozwoleń niezbędnych, aby osiągnąć cel 55% redukcji emisji (zakładając stały poziom emisji w kraju). Szacunki IEEFA są zbieżne z tą kwotą, jednak istnieje znaczne ryzyko wzrostu tych kosztów. Nawet przyjmując konserwatywne założenie stałej ceny emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 80 euro za tonę oraz stopniowe odchodzenie od energii węglowej do 2040 r., NABE tylko w ciągu najbliższych dziewięciu lat wyda aż 63 mld euro na zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Bardziej realistycznie byłoby założyć, że jeśli ceny CO<sub>2</sub> wzrosną choćby o 5 euro rocznie, lub jeśli NABE będzie potrzebować więcej czasu na

<sup>29</sup> ClientEarth & Instrat, [Monopol węglowy z problemami](#), listopad 2020.

<sup>30</sup> Wcześniejsza analiza IEEFA pokazała, że rentowność PGE (a tym samym rentowność innych przedsiębiorstw energetycznych) jest niemal w całości napędzana przez inwestycje w źródła odnawialne. Zob. IEEFA, [How to Create a Profitable Polish Electricity System](#), luty 2020.

<sup>31</sup> International Trade Administration, [Poland – Country Commercial Guide. Energy Sector](#).

<sup>32</sup> Parlament Europejski, [Social climate fund: Fit for 55 package](#), listopad 2021.

<sup>33</sup> Financial Times, [Critics hit out at 'stupid' cuts to EU's green transition fund](#), 26 lipca 2020.

wycofanie elektrowni z eksploatacji, wspomniana kwota urośnie do 80–90 mld euro.

Część zwiększonych kosztów ponoszonych przez koncerny energetyczne z powodu wysokich cen węgla, gazu i emisji CO<sub>2</sub> jest obecnie przerzucana na zwykłych obywateli. Polski Urząd Regulacji Energetyki zatwierdził podwyżkę cen energii elektrycznej dla odbiorców od stycznia 2022 r. URE szacuje, że będzie to oznaczać wzrost średnich miesięcznych rachunków za energię elektryczną dla gospodarstw domowych o 24%<sup>34</sup>.

**Tabela 6: Dotacje państwowe i inne koszty związane z węglem, w porównaniu z inwestycjami w transformację energetyczną, w mld euro**

	2022-2030	2031-2040	2041-2049
<i>Dotacje państwowe i koszty związane z węglem:</i>			
Koszty zdrowotne wynikające z chorób związanych z węglem <sup>35</sup>	63,0	39,0	14,6
Dopłaty do emerytur dla górników <sup>36</sup>	16,5	25,0	27,0
Grzywna dla Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości za kopalnię Turów <sup>37</sup>	0,9	-	-
Nadmiarowe środki wypłacone polskim przedsiębiorstwom energetycznym z tytułu przejęcia osieroconych aktywów węglowych (przekraczające ich wartość) <sup>38</sup>	1,0	-	-
Budżet NABE i spodziewane straty NABE <sup>39</sup>	5,9	6,5	5,9
Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> NABE (dolna granica IEEFA)	63,0	23,4	-
<b>RAZEM roczne bezpośrednie i pośrednie koszty publiczne związane z węglem</b>	<b>150,2</b>	<b>93,9</b>	<b>47,5</b>
<i>Inwestycje w transformację energetyczną:</i>			
Wsparcie UE, Fundusz Sprawiedliwej Transformacji 2021-2027 <sup>40</sup>	3,0	-	-
Państwowe inwestycje w program jądrowy w ramach PEP2040 (razem 33 mld)	14,9	16,5	-
Inwestycje w morską energetykę wiatrową w ramach PEP2040 (razem 28,3 mld)	12,6	14,0	-
Inwestycje PGE (połączonej z Tauronem i Eneą) w OZE w latach 2021-2030 (razem 12,2 mld euro)	12,2	-	-
<b>RAZEM roczne inwestycje w transformację energetyczną</b>	<b>42,7</b>	<b>30,5</b>	-

Źródło: obliczenia IEEFA.

\*1 euro = 4,6 PLN, 1 euro = 1,16 USD

<sup>34</sup> Notes from Poland, [Gas bills to rise 54% and electricity 24% in new year says, says Polish regulator](#), 18 grudnia 2021.

<sup>35</sup> Health and Environment Alliance (HEAL) oszacowało roczne koszty zdrowotne związane z węglem na 39,2 mld USD. Zob. HEAL. [Hidden Price Tags](#), 2017. Schaible et al. oszacowali roczne koszty zdrowotne związane z paliwami kopalnymi w przedziale od 8 do 16 mld EUR. Zob. European Environmental Bureau, [Lifting Europe's Dark Cloud – How Cutting Coal Saves Lives](#), 2016.

<sup>36</sup> Health and Environment Alliance (HEAL), [Hidden Price Tags – How ending fossil fuel subsidies would benefit our health](#), lipiec 2017.

<sup>37</sup> Politico, [EU Court fines Poland EUR 500K a day over refusal to shut down coal mine](#), 20 września 2021.

<sup>38</sup> ClientEarth & Instrat, [Monopol węglowy z problemami](#), listopad 2020.

<sup>39</sup> Europe Beyond Coal, [No Reason for European Commission to Greenlight Polish Hard Coal Subsidies](#), 2 grudnia 2021.

<sup>40</sup> EU Observer, [Poland keeps controversial mine open to 2044 despite lawsuit](#), 3 maja 2021.

Według PEP2040 strategiczne projekty na najbliższy okres to m.in. transformacja regionów węglowych, polski program energetyki jądrowej, wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej, energetyka prosumencka oraz budowa gazowego Baltic Pipe i naftowego Rurociągu Pomorskiego.

**Koszty te mogłyby zostać w całości pokryte ze środków zaoszczędzonych dzięki wcześniejszemu wycofaniu się z węgla.**

Przestarzałe elektrownie wykorzystujące paliwa kopalne, dobrze przyjęty program inwestycji prosumenckich w fotowoltaikę, szybki rozwój nowych technologii magazynowania energii elektrycznej i elektrowni odnawialnych oraz stale rosnąca cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach systemu EU ETS – wszystkie te argumenty przemawiają za wdrożeniem transformacji energetycznej w Polsce.

**Koszty te mogłyby zostać w całości pokryte ze środków zaoszczędzonych dzięki wcześniejszemu wycofaniu się z węgla.**

## 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

### Mihaela Grubišić Šeba

Analityczka rynku finansowania energii, specjalizująca się w Europie Wschodniej i Południowej. Ma na koncie 19 lat doświadczenia w prowadzeniu badań, konsultingu i bankowości, w tym w międzynarodowych instytucjach finansowych. Posiada tytuł doktora Uniwersytetu w Zagrzebiu oraz tytuł biegłego analityka finansowego z CFA Institute.  
[mgrubisic@ieefa.org](mailto:mgrubisic@ieefa.org)

### Arjun Flora

Analityk rynku finansowania energii w IEEFA, specjalizujący się w sektorze nowych technologii energetycznych. Wcześniej przez sześć lat zajmował się fuzjami, przejęciami i transakcjami finansowymi w Alexa Capital i Jefferies w Londynie. Pracował też w dziale doradztwa transakcyjnego i inżynierii w firmie Arup, a tytuł magistra inżyniera uzyskał na Uniwersytecie w Cambridge. [aflora@ieefa.org](mailto:aflora@ieefa.org)

#### Zastrzeżenie odpowiedzialności:

Niniejszy raport służy wyłącznie celom informacyjnym i edukacyjnym. Instytut Ekonomii Energii i Analiz Finansowych („IEEFA”) nie świadczy usług doradztwa podatkowego, prawnego, inwestycyjnego, w zakresie produktów finansowych ani księgowości. Niniejszy raport nie ma na celu udzielania porad podatkowych, prawnych, inwestycyjnych, dotyczących produktów finansowych ani księgowości, i nie należy go w ten sposób wykorzystywać. Żaden z elementów niniejszego raportu nie został pomyślany jako wskazówka inwestycyjna lub dotycząca produktów finansowych, oferta kupna lub sprzedaży, lub zachęta do złożenia takiej oferty, ani jako rekomendacja, opinia, promocja lub sponsoring jakiegokolwiek produktu finansowego, rodzaju produktów finansowych, papieru wartościowego, spółki lub funduszu. IEEFA nie ponosi odpowiedzialności za Państwa inwestycje i decyzje. Są Państwo odpowiedzialni za własne analizy i decyzje inwestycyjne. Niniejszy raport nie stanowi ogólnego przewodnika inwestowania, nie jest też źródłem konkretnych ani ogólnych rekomendacji czy opinii dotyczących jakichkolwiek produktów finansowych. Wszelkie opinie wyrażone w raporcie, o ile nie zostały przypisane innym podmiotom, stanowią wyłącznie nasze aktualne opinie. Niektóre informacje przedstawione w dokumencie mogą pochodzić od osób trzecich. IEEFA wierzy, że informacje te są wiarygodne – zostały one (w miarę możliwości) zweryfikowane w rejestrach publicznych. Nie gwarantujemy jednak ich dokładności, aktualności ani kompletności; mogą one ulec zmianie bez powiadomienia.