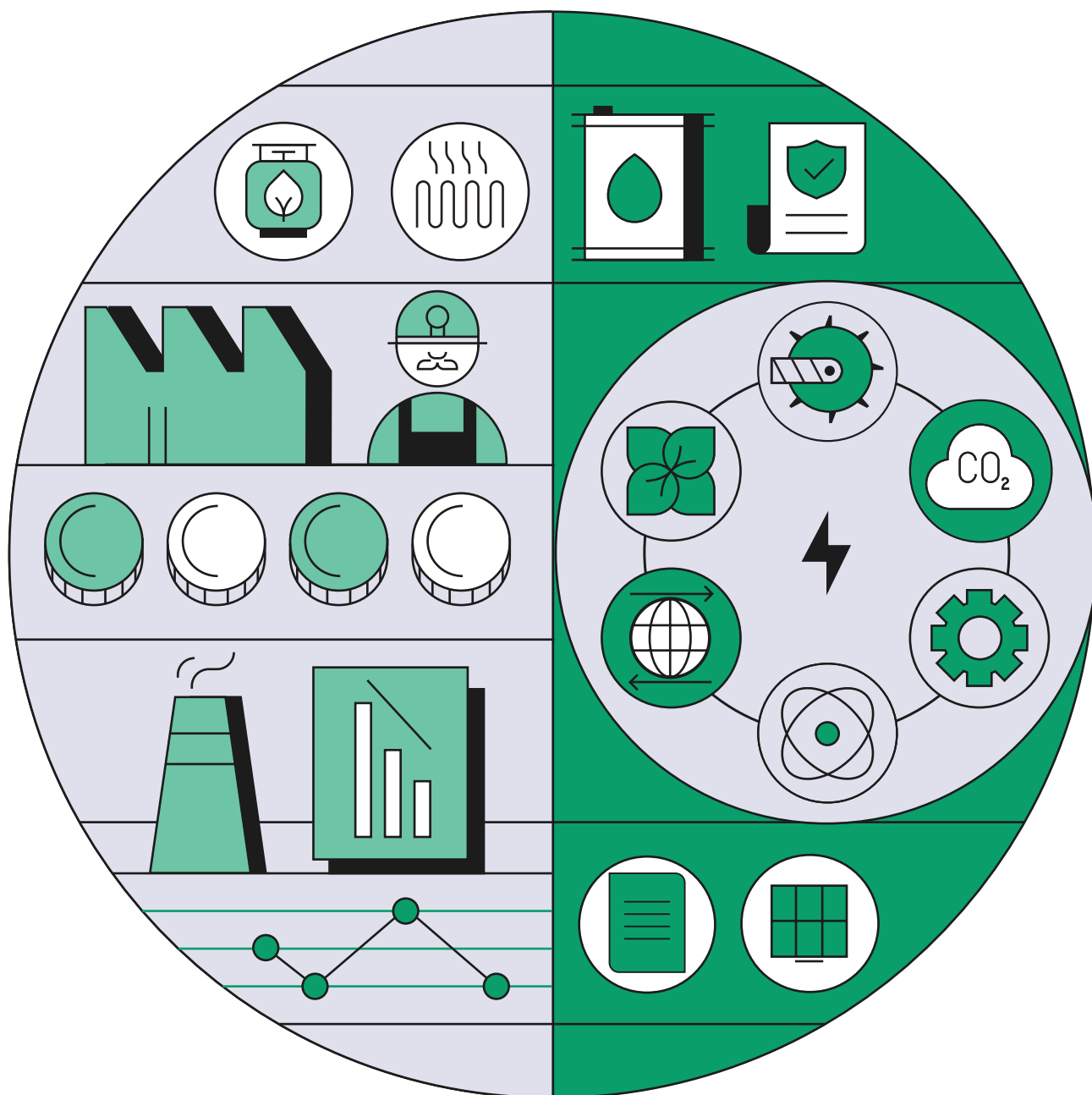


# Zmierzch węgla w Turowie

Region potrzebuje planu  
sprawiedliwej transformacji



Instrat Policy Paper 05/2024

Michał Smoleń

Patryk Kubiczek

Jan Rączka

# Zmierzch węgla w Turowie

Region potrzebuje planu  
sprawiedliwej transformacji



**Instrat Policy Paper 05/2024**

Michał Smoleń

Patryk Kubiczek

Jan Rączka

Warszawa, listopad 2024

**Rekomendujemy cytowanie:**

Smoleń, M., Kubiczek, P., Rączka, J. (2024).  
*Zmierzch węgla w Turowie. Region potrzebuje  
planu sprawiedliwej transformacji*  
Instrat Policy Paper 05/2025

**Autorstwo:**

Michał Smoleń  
Patrik Kubiczek  
Jan Rączka

**Współpraca:**

Michał Hetmański  
Zuzanna Charkowska  
Krzysztof Orzechowski  
Wojciech Przedlacki  
Bernard Swoczyna  
Wojciech Żelisko

**Kontakt:**

michal.smolen@instrat.pl  
jan.raczka@instrat.pl

**Redakcja:**

Julia Zaleska

**Projekt okładki i skład:**

Anna Olczak

Treść publikacji dostępna na licencji:  
Creative Commons Attribution 4.0 International  
(CC BY 4.0).



Niniejsza publikacja powstała przy wsparciu  
Europejskiej Fundacji Klimatycznej.

Publikacja dostępna jest do pobrania pod  
adresem: [www.instrat.pl/wegiel-brunatny-na-sciezce-krytycznej-plan-sprawiedliwej-transformacji-turow](http://www.instrat.pl/wegiel-brunatny-na-sciezce-krytycznej-plan-sprawiedliwej-transformacji-turow)

Wszelkie błędy są nasze.  
Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

**Instrat Policy Paper 05/2024**

Warszawa, listopad 2024

**ISBN:** 978-83-974158-0-5

# Spis treści

|  |    |
|--|----|
| <b>Kluczowe liczby i wnioski</b>   | 4  |
| <b>Wprowadzenie</b>  | 6  |
| <b>1. Kompleks energetyczny w Turowie</b>                                    | 8  |
| <b>2. Rola Turowa w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym</b>               | 11 |
| 2.1. Dyspozycyjność  | 11 |
| 2.2. Ekonomika produkcji   | 16 |
| 2.3. Utrzymanie parametrów pracy KSE   | 18 |
| 2.4. Lokalne i regionalne bilansowanie sieci                                 | 22 |
| 2.5. Wnioski   | 24 |
| <b>3. Przyszłość Turowa – plany, strategie i regulacje</b>                   | 25 |
| 3.1. Rządowe i instytucjonalne scenariusze transformacji energetycznej       | 25 |
| 3.2. Sytuacja prawna – sprawa koncesji                                       | 31 |
| <b>4. Przyszłość węgla brunatnego w scenariuszach transformacji In strat</b> | 33 |
| 4.1. Modelowanie przyszłości węgla brunatnego                                | 34 |
| 4.2. Wyniki  | 36 |
| <b>5. Monokultura gospodarcza – fakt czy złudzenie?</b>                      | 43 |
| 5.1. Gospodarka i rynek pracy  | 43 |
| 5.2. Rola PGE GiEK w gospodarce regionu                                      | 49 |
| <b>6. Co napędzi transformację gospodarczą Turowa?</b>                       | 52 |
| 6.1. Małe i średnie czy duże przedsiębiorstwa?                               | 52 |
| 6.2. Atuty inwestycyjne regionu  | 55 |
| 6.3. Dostępne źródła finansowania  | 56 |
| <b>Rekomendacje</b>  | 58 |
| <b>Objaśnienia i skróty</b>  | 60 |
| <b>Bibliografia</b>  | 61 |

# Kluczowe liczby i wnioski



**-24%**

o tyle spadła produkcja energii elektrycznej w Turowie w 2023 r. względem roku 2022.



**-63%**

to prognozowany spadek produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w Polsce w latach 2025–2030 według ambitnego scenariusza projektu aktualizacji KPEiK.



**5%**

tyle według modelu energetycznego InStrat może wynieść średni roczny współczynnik wykorzystania bloków na węgiel brunatny w 2030 r., jeżeli nie dojdzie do ich wcześniejszych wyłączeń. W 2023 r. współczynnik ten wyniósł 45%.



**3,6 tys.  
osób**

tyle pracowników zatrudnia obecnie (2024 r.) kompleks energetyczny w Turowie.



**-26%**

wyniósł spadek realnej produkcji przemysłowej w powiecie zgorzeleckim, w którym leży Turów, pomiędzy 2010 a 2022 r.

- Z zapowiedzi poprzedniego rządu oraz PGE GiEK S.A. wynika, że kompleks energetyczny w Turowie może funkcjonować nawet do 2044 r. Tak długie wydobywanie i spalanie węgla brunatnego nie daje się jednak pogodzić z założeniami polskiej i europejskiej polityki klimatycznej, a także tendencjami rozwojowymi krajowego rynku energii.
- Ze względu na rozwój źródeł OZE oraz rosnące ceny uprawnień EU ETS energia elektryczna produkowana z węgla brunatnego straci konkurencyjność już w perspektywie 2030 r. Według naszych założeń cenowych, koszty produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego będą należały do najwyższych spośród wielkoskalowych technologii wykorzystywanych w UE. Sygnały trudności finansowych kompleksu można dostrzec już teraz.
- Wysokie koszty stałe odkrywki sprawiają, że utrzymanie elektrowni na węgiel brunatny w roli rzadko uruchamianych mocy szczytowych i sezonowych nie będzie opłacalne. Analiza modelarska InStrat wskazuje na zasadność zamknięcia tego sektora najpóźniej w perspektywie 2030–2035.
- Realizowane inwestycje sieciowe zmniejszą energetyczne uzależnienie Dolnego Śląska od ciągłej pracy elektrowni w Turowie. Budowa kluczowej linii 400 kV Mikułowa–Świebodzice zakończy się do 2026 r.

- Potrzeby związane z zachowaniem parametrów pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), obecnie zaspokajane przez elektrownie węglowe (m.in. w Turowie), będą stopniowo pokrywane przez elastyczne elektrownie gazowe, magazyny energii czy usługi elastyczności (zarządzanie popytem). Przełoży się to na dalszy spadek wykorzystania jednostek węglowych.
- KSE stoi przed ryzykiem luki mocy dyspozycyjnych. Zamknięcie bloków w Turowie będzie wymagało inwestycji w nowe gazowe jednostki wytórcze, które są lepiej dostosowane do specyfiki pracy w systemie z dużym nasyceniem mocami OZE. Innym rozwiązaniem jest przedłużenie działania bloków na węgiel kamienny. Są one nieco mniej emisyjne niż bloki na węgiel brunatny i charakteryzują się niższymi kosztami stałymi, ze względu na brak powiązania z pobliską kopalnią surowca energetycznego. Długoletnie utrzymywanie bloków na węgiel brunatny w rezerwie, szczególnie po 2035 r., choć przewidziane w krajowych dokumentach strategicznych, budzi szereg wątpliwości ekonomicznych, technicznych i środowiskowych.
- PGE GiEK S.A. nie przedstawiło realistycznego harmonogramu wygaszania kompleksu turowskiego, co jest niezbędnym krokiem do wejścia regionu na ścieżkę sprawiedliwej transformacji. Po opracowaniu planu odejścia od węgla, region będzie mógł otrzymać dotacje z nowej edycji Funduszu Sprawiedliwej Transformacji (2028–2034) lub już teraz podjąć próbę uzyskania wsparcia z Funduszu Modernizacji, którego jednym z priorytetów jest sprawiedliwa transformacja.
- Powiat zgorzelecki zmienił swój profil ekonomiczny na przestrzeni ostatnich dekad. Produkcja przemysłowa traci na znaczeniu, a coraz większą rolę odgrywają usługi. Rynek pracy powiatu zgorzeleckiego charakteryzuje się niskim bezrobociem na tle kraju, ale znaczna część mieszkańców pracuje na co dzień w Niemczech lub Czechach.
- Powiatowy Urząd Pracy nie wykazuje żadnych nadwyżkowych zawodów, natomiast zawody deficytowe często dotyczą specjalności technicznych spoza branży paliwowo-energetycznej. Pracownicy odchodzący z Turowa będą mogli znaleźć pracę w regionie, ale może to od nich wymagać uzupełnienia kwalifikacji zawodowych.
- Dzięki swojemu położeniu region turowski może przyciągnąć duże przedsiębiorstwa, które stworzą nowe miejsca pracy i zasilą podatkami budżet jednostek samorządu terytorialnego. W 2023 r. Bogatynia otrzymała dotację w wysokości 93 mln zł na infrastrukturę drogową i kanalizacyjną strefy przemysłowej, która dzięki temu będzie równie atrakcyjną lokalizacją dla inwestorów jak podobne strefy tuż za granicą czeską i niemiecką.

# Wprowadzenie

W maju 2021 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej w odpowiedzi na wnioski Republiki Czeskiej wydał postanowienie o zastosowaniu środka tymczasowego i nakazał Polsce zawieszenie wydobycia węgla brunatnego w kopalni węgla brunatnego w Turowie. Decyzja zapadła w kontekście trwającego sporu dotyczącego wydłużenia w 2020 r. koncesji dla odkrywki do 2026 r. Odkrywka i elektrownia działały jednak dalej, co przełożyło się na naliczanie Polsce 500 tys. euro kary dziennie do momentu zawarcia międzynarodowej ugody. Według wypowiedzi ówczesnego prezesa Polskich Sieci Energetycznych w 2021 r. wstrzymanie działalności kopalni i elektrowni w Turowie nie było możliwe bez znacznych szkód dla bezpieczeństwa energetycznego regionu i kraju (Energetyka24, 2021).

Jednak kompleks energetyczny w Turowie nie będzie działał w nieskończoność – już w najbliższych latach jego rola znacznie zmaleje ze względu na rosnącą konkurencję ze strony odnawialnych źródeł energii, a także elektrowni na paliwa kopalne o niższej emisyjności CO<sub>2</sub>. Wraz ze spadkiem produkcji energii elektrycznej, utrzymanie bloków energetycznych oraz odkrywki będzie coraz trudniejsze. Zarówno KSE, jak i gospodarka powiatu zgorzeleckiego, muszą przygotować się na nadchodzący zmierzch wydobycia węgla brunatnego w Turowie.



**W niniejszej publikacji przyglądamy się przyszłości Turowa. Chcemy obalić energetyczne i społeczno-gospodarcze mity dotyczące roli tego kompleksu energetycznego.**

W tym celu:

- analizujemy poszczególne aspekty dotychczasowej przydatności tujejszych elektrowni z perspektywy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- wskazujemy na tendencje rozwojowe, które przełożą się na ograniczenie skali wydobycia, a w perspektywie 2035 r. umożliwią zamknięcie ostatnich bloków energetycznych,
- opisujemy możliwe konsekwencje odejścia od węgla dla lokalnych społeczności, wskazując niewątpliwe wyzwania, ale także istniejący już dziś potencjał regionu do rozwijania bardziej zrównoważonej, zdysyngulowanej gospodarki.

## Raport składa się z następujących części:

---

1

W rozdziałach 1–4 przedstawiamy podstawowe informacje o działalności kompleksu energetycznego w Turowie, analizujemy poszczególne wymiary roli elektrowni w KSE oraz omawiamy scenariusze transformacji uwzględnione w rządowych i instytucjonalnych scenariuszach. Prezentujemy także wyniki autorskiej analizy opartej na optymalizacyjnym modelu rozwoju polskiego systemu energetycznego PyPSA-PL.

---

2

W rozdziałach 5–6 analizujemy społeczno-gospodarczą rzeczywistość powiatu zgorzeleckiego oraz identyfikujemy czynniki, na których opierać powinna się przyszła sprawiedliwa transformacja regionu.

---

3

W rozdziale 7 przedstawiamy natomiast kluczowe rekomendacje dla rządu, instytucji szczebla centralnego i administracji samorządowej oraz pozostałych interesariuszy lokalnych.

---

Potrzebna jest rzeczowa debata o przyszłości Turowa. Zamknięcie kompleksu z dnia na dzień jest niemożliwe. Nie można jednak nadal odkładać tej ważnej dyskusji na bliżej nieokreśloną przyszłość. Nie możemy czekać dwie dekady. Region wymaga odważnych rozstrzygnięć, odpowiadających na obserwowane już dziś wyzwania, które będą tylko nasilać się w perspektywie kilku kolejnych lat.





# 1. Rys historyczny i najważniejsze informacje

Elektrownia i Kopalnia Węgla Brunatnego Turów zostały uruchomione w 1962. W roku 2023 kompleks pokrył 5,6% zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Teoretyczny horyzont jego eksploatacji sięga 2044 r., kiedy to minie okres ważności koncesji na wydobycie węgla w Turowie (o ile nie zostanie ona podważona wcześniej na drodze sądowej). W praktyce czas eksploatacji elektrowni będzie zależał od popytu na energię elektryczną z węgla brunatnego, czynników technicznych (zdolność do pracy nieregularnej, przy niskim obciążeniu bloków) i ekonomicznych. Elektrownia posiada kontrakt w rynku mocy dla najnowszego bloku nadkrytycznego B7 do 2035 r. i jest to najbardziej prawdopodobna data zakończenia produkcji energii elektrycznej w tym obiekcie.

**TABELA 1. Podstawowe parametry bloków energetycznych Elektrowni Turów**

| Nazwa bloku energetycznego | Elektryczna moc osiągalna brutto (MWe) | Współczynnik wykorzystania mocy w 2023 r. | Data modernizacji (B1–B6) lub uruchomienia (B7) | Data wygaśnięcia kontraktu mocowego |
|----------------------------|--|---|---|-------------------------------------|
| B1                         | 250                                    | 64%                                       | 1998  | 2025                                |
| B2                         | 250                                    | 39%                                       | 1998  | 2025                                |
| B3                         | 250                                    | 50%                                       | 2000  | 2025                                |
| B4                         | 261                                    | 53%                                       | 2004  | 2025                                |
| B5                         | 261                                    | 58%                                       | 2003  | 2028                                |
| B6                         | 261                                    | 65%                                       | 2005  | 2028                                |
| B7                         | 496                                    | 23%                                       | 2021  | 2035                                |

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Charkowska i in., 2024).

**Historia wydobycia węgla brunatnego na obszarze dzisiejszej gminy Bogatynia sięga XVIII w.**<sup>1</sup> Eksploatację metodą odkrywkową na skalę przemysłową rozpoczęto w 1904 r. w kopalni Herkules, natomiast kilka lat później zainicjowała działalność pierwsza elektrownia Hirschfelde. W ramach rewizji granic po drugiej wojnie światowej ten strategicznie ważny region znalazł się pod kontrolą Polski. Pod koniec lat 50. podjęto decyzję o budowie Kombinatu Górniczo-Energetycznego w Turosszowie. Kompleks zaczął się rozrastać – zwiększono skalę wydobycia węgla brunatnego w wyniku otwarcia odkrywki Turów II, a do 1971 r. przekazano do eksploatacji łącznie 10 bloków Elektrowni Turów o łącznej mocy ok. 2 GW.

**W latach 90. oraz na początku XXI w. sześć bloków elektrowni przeszło modernizację.** Miała ona na celu poprawę parametrów pracy elektrowni oraz spełnienie nowych norm środowiskowych (Charkowska i in., 2024). Stare bloki 7–10 zostały odstawione w roku 2003 r. oraz w latach 2010–2013. Po ich zamknięciu, w 2015 r., rozpoczęto budowę nowego bloku 7 o mocy 450 MW netto, który został przekazany do eksploatacji w 2021 r. Równoległe kolejne modernizacje przechodziły starsze bloki. Elektrownia osiągnęła ponad 2 GW, aczkolwiek w początkowym okresie nowy blok zmagał się z problemami technicznymi. W 2022 r. właściciel kompleksu (PGEiK) ubiegał się w związku z tym od konsorcjum wykonawców o odszkodowanie o wartości 562 mln zł.

W debacie publicznej pojawiały się głosy łączące problemy w funkcjonowaniu nowego bloku ze skutkami powstania osuwiska na obszarze odkrywki Turów, do którego doszło we wrześniu 2016 r. W jego wyniku nie ucierpieli pracownicy kopalni, ale straty materialne sięgnęły według PGE ok. 380 mln zł (m.in. zniszczone maszyny, konieczność podjęcia dodatkowych prac i inwestycji) (MAP, 2021–2022). Z tytułu umowy ubezpieczenia PGEiK odzyskała ok. 50 mln zł.

Po katastrofie część obserwatorów, w tym posłowie ówczesnej opozycji, przekonywali, że w wyniku osunięcia utracono możliwość wydobycia wyższej jakości surowca, którego wartość szacowano na 3–5 mld zł (BiznesAlert, 2021). Grupa członkiń i członków parlamentu przygotowała też interpelację z pytaniem, czy niższe parametry paliwa wydobywanego w kolejnych latach nie przyczyniły się do problemów technicznych nowego bloku energetycznego w 2021 r. (Henning-Kłoska i in., 2021–2022). PGE zdementowało taką tezę w ramach wyjaśnień złożonych Ministerstwu Aktywów Państwowych. Oficjalnie wykluczono również czyjąkolwiek odpowiedzialność za powstanie osuwiska<sup>2</sup>. Kwestia katastrofy budziła jednak kontrowersje również w późniejszych latach.

---

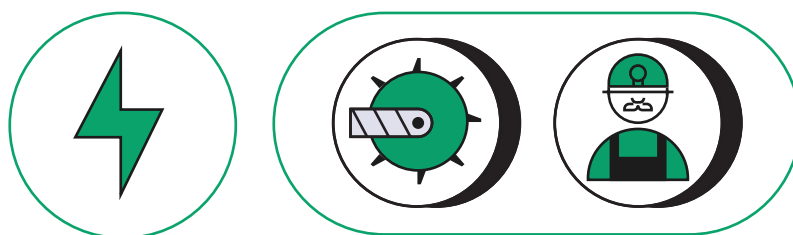
1 Na podstawie: PGE GiEK S.A. (2024c) oraz Zawadzki (2024).

2 W ekspertyzie sporządzonej przez ekspertów z Akademii Górniczo-Hutniczej nie stwierdzono zaniedbań, które mogły przyczynić się do katastrofy (MAP, 2021–2022). Działania PGEiK w zakresie zapobiegania katastrofom górniczym i wyjaśnienia katastrofy górniczej w 2016 r. oraz nadzór Okręgowego Urzędu Górniczego we Wrocławiu były przedmiotem kontroli Najwyższej Izby Kontroli, która stwierdziła jedynie nieznaczne nieprawidłowości (NIK, 2023).

Utworzenie Kombinatu Górniczo-Elektrycznego w Turosszowie w latach 60. pozwoliło na znaczny wzrost wydobywania węgla brunatnego w regionie – z ok. 5 mln ton do ponad 20 mln ton rocznie w drugiej połowie lat 70.<sup>3</sup> Wyraźny spadek wydobywania rozpoczął się pod koniec lat 80. w związku z ogólnym spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, jednak w pierwszej dekadzie XXI w. wydobywanie utrzymywało się w dalszym ciągu na poziomie powyżej 10 mln ton rocznie.

W drugiej dekadzie XXI w. wydobywanie węgla stopniowo spadało, przede wszystkim w wyniku wyłączenia części najstarszych bloków elektrowni oraz przerw w pracy pozostałych bloków ze względu na ich modernizację. Znaczny wzrost – do 9–10 mln ton wydobywanego węgla rocznie – nastąpił natomiast w latach 2021–2022. Wpłynęły na to otwarcie najnowszego bloku oraz czynniki rynkowe związane z europejskim kryzysem energetycznym. W 2023 r., wraz z unormowaniem się sytuacji na rynku energii, wydobywanie węgla w Turosszowie znowu spadło.

Ze względu na ścisły związek elektrowni i kopalni, analogiczne tendencje dotyczą produkcji energii elektrycznej. W latach 2015–2018 roczna produkcja energii elektrycznej w Turosszowie sięgała ok. 6–7 TWh, co stanowiło ok. 4% krajowej produkcji<sup>4</sup>. Produkcja ta znacznie spadła w latach 2019–2020, po czym odbiła do ponad 10 TWh wraz z uruchomieniem nowego bloku i przejściowym wzrostem konkurencyjności. W 2022 r. Turosszów odpowiadał za ok. 6% rocznej produkcji prądu w Polsce. Spadek cen gazu oraz rosnąca generacja ze źródeł odnawialnych wpłynęły na spadek produkcji do ponad 8 TWh w 2023 r. Trend spadkowy kontynuowany jest w 2024 r., przekładając się na pogarszające się perspektywy finansowe.



<sup>3</sup> Dane o historycznym wydobywaniu za (Zasuń, 2021).

<sup>4</sup> Dane: ENTSO-E za PSE.

## 2. Rola Turowa w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

**Analiza roli poszczególnych elektrowni w KSE wymaga wzięcia pod uwagę licznych czynników.** Zagregowana roczna produkcja prądu i udział w produkcji krajowej, choć są istotne z perspektywy przychodów elektrowni z rynku energii, nie odzwierciedlają wszystkich aspektów niezbędnych dla prawidłowego funkcjonowania systemu. Z tego też powodu nie jest obecnie możliwe pełne, bezpośrednie zastąpienie dużej elektrowni węglowej przez nowe moce słoneczne lub wiatrowe o zbliżonej rocznej produkcji energii.

Pogłębione analizy dotyczące stabilności funkcjonowania KSE w nadchodzących latach prowadzone są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne w roli krajowego Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Konsekwencje (planowanych czy prawdopodobnych) odstawień źródeł węglowych stanowią przedmiot badań sporządzanych m.in. na potrzeby analizy wystarczalności zasobów wytwórczych<sup>5</sup>. Jednak wyniki przedstawiane są na wysokim poziomie agregacji, bez odniesienia do perspektyw dla poszczególnych jednostek.

W dalszej części raportu opisano kluczowe aspekty dotyczące roli elektrowni w Turowie w KSE, opierając się m.in. na przykładowych momentach pracy elektrowni w pierwszej połowie 2024 r.

### 2.1. Wystarczalność zasobów wytwórczych

#### 2.1.1. Problem

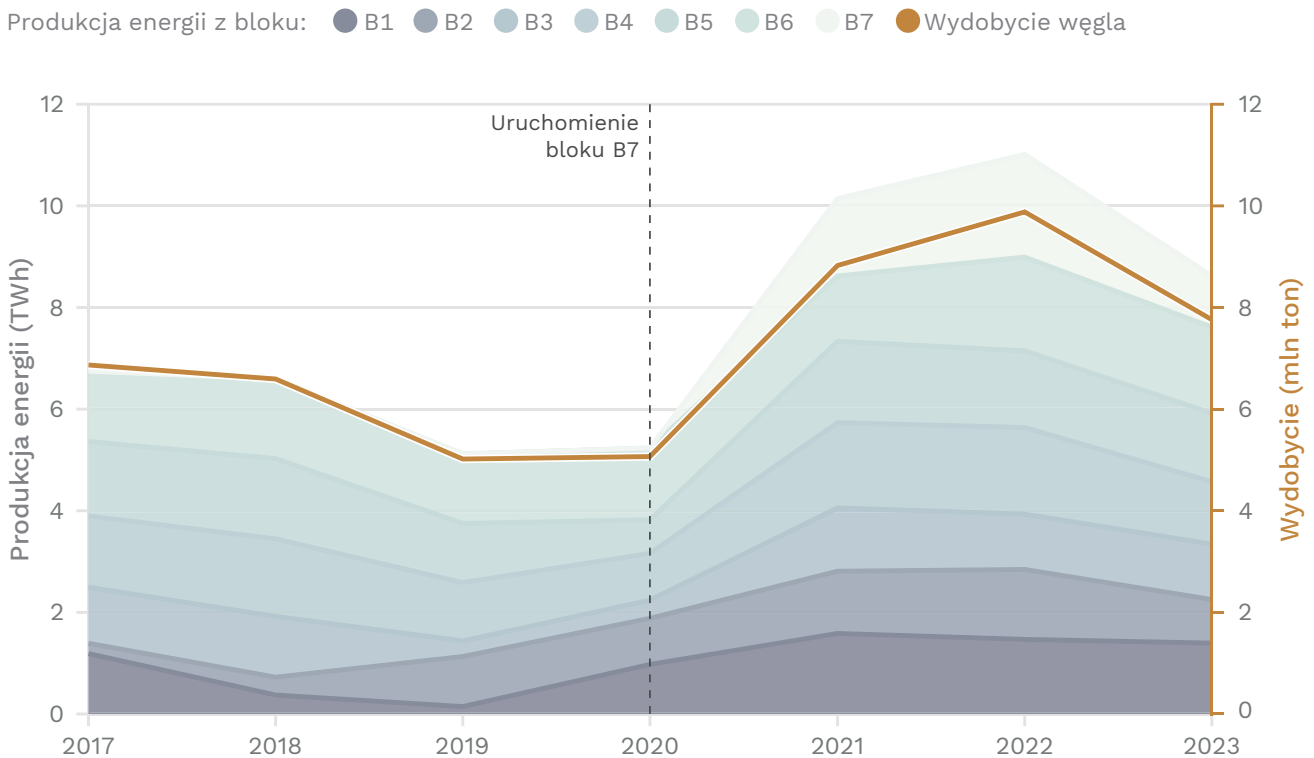
**KSE musi zachować gotowość do pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię niezależnie od pogody.** Różnicę pomiędzy aktualnym zapotrzebowaniem całkowitym w systemie a bieżącą generacją źródeł OZE zależnych od warunków atmosferycznych (farmy wiatrowe i fotowoltaiczne) możemy nazwać zapotrzebowaniem rezydualnym. Zapotrzebowanie to pokrywają pozostałe krajowe elektrownie (w tym Turów) oraz import i magazyny energii.

---

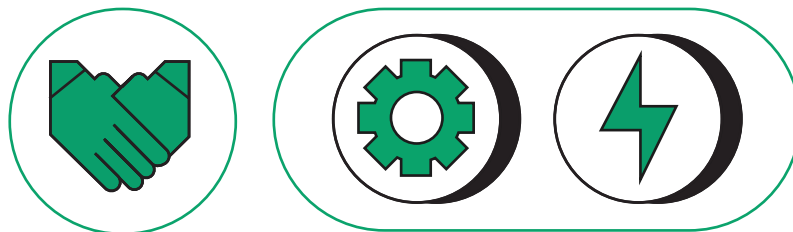
<sup>5</sup> Taka analiza uwzględniona jest w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci przesyłowej, który jest aktualizowany co dwa lata.

W Polsce szczególnie wysokie zapotrzebowanie rezydualne odnotowuje się obecnie np. w bezwietrzne, zimowe wieczory. Przykładowo, 16 stycznia 2024 r. o godz. 18.00 zapotrzebowanie na moc w PSE sięgnęło 26,6 GW, natomiast turbiny wiatrowe mogły dostarczyć jedynie 1,4 GW mocy (wykres 2). Zapotrzebowanie rezydualne sięgnęło więc ok. 25 GW. Nie cały okres zimowy jest jednak trudny – np. 23 stycznia w południe zapotrzebowanie rezydualne spadło do prawie 15 GW (wykres 3). Szybki rozwój fotowoltaiki zmniejszył natomiast zapotrzebowanie rezydualne w okresie letnim.

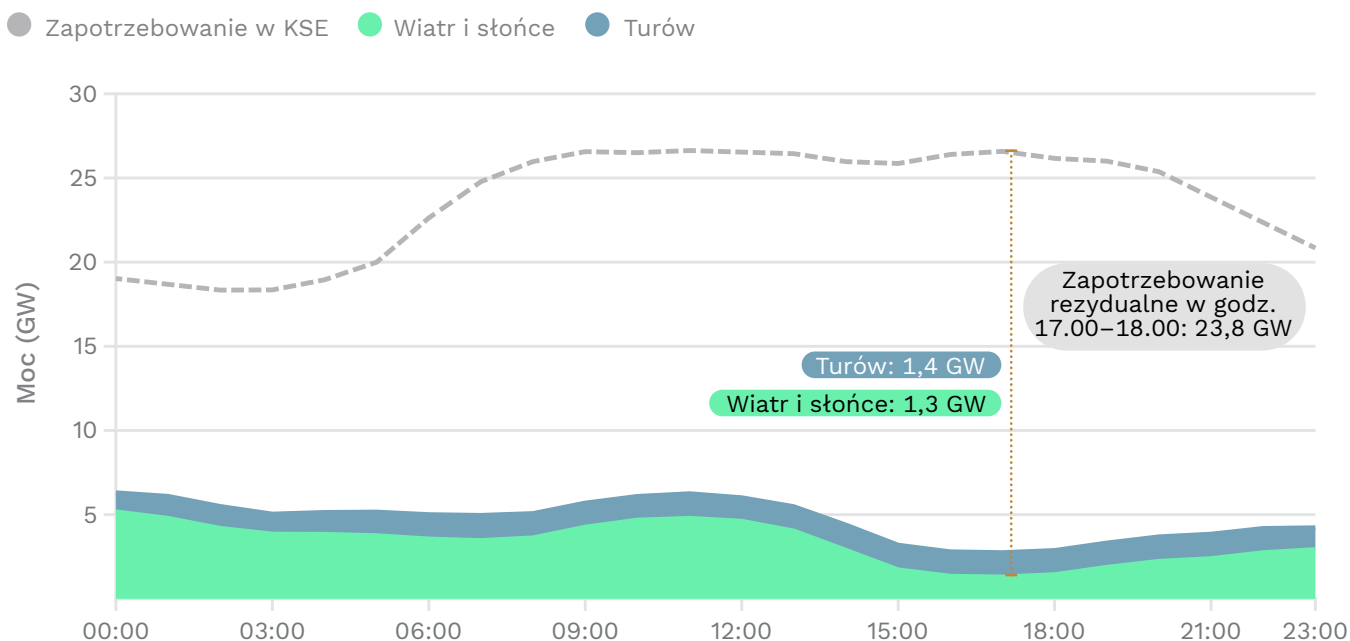
**WYKRES 1. Wydobycie węgla w KWB Turów (tys. ton) i produkcja energii elektrycznej przez poszczególne bloki elektrowni Turów w latach 2017–2023 (TWh)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie (Charkowska i in., 2024) oraz platformy energy.instrat.pl.

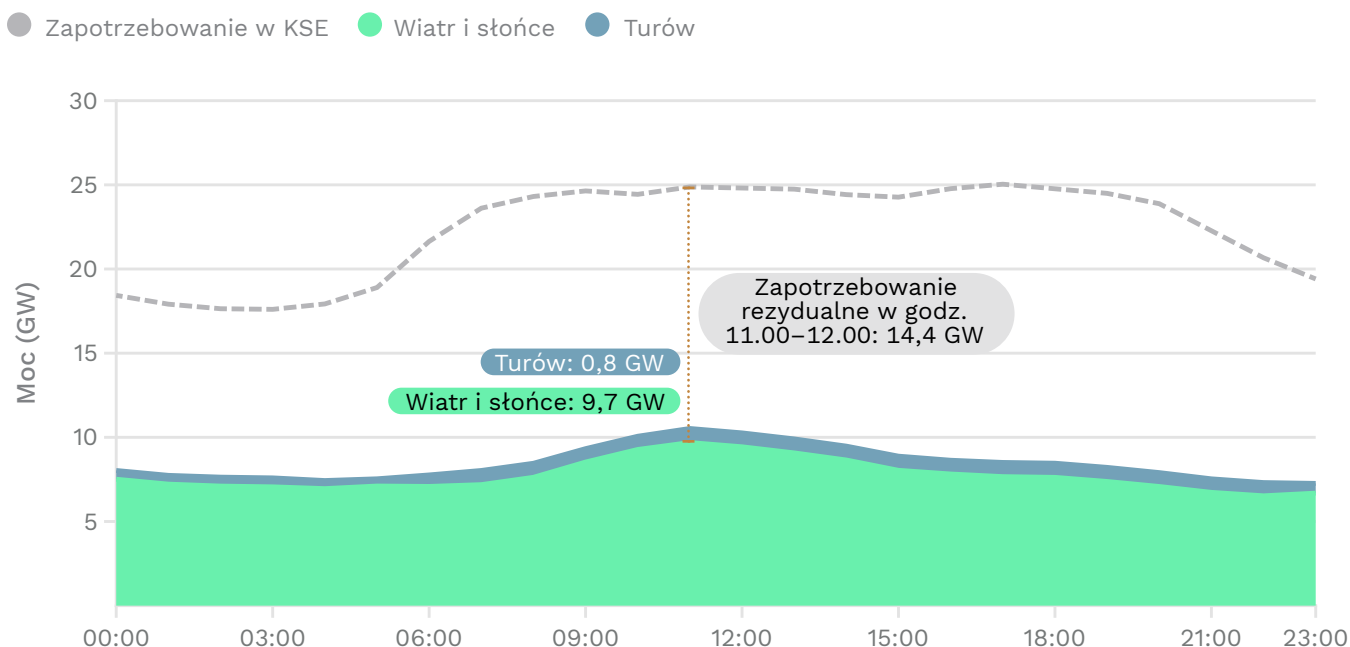


**WYKRES 2. Produkcja energii elektrycznej z wiatru i słońca oraz przez elektrownię Turów a zapotrzebowanie rezydualne w KSE z 16 stycznia 2024 r. (GW)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie energy.instrat.pl. Dane: ENTSO-E za PSE.

**WYKRES 3. Produkcja energii elektrycznej przez wiatr i słońce oraz elektrownię Turów a zapotrzebowanie w KSE 23 stycznia 2024 r. (GW)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie energy.instrat.pl. Dane: ENTSO-E za PSE.

**Szczytowe zapotrzebowanie rezydualne KSE może w przyszłości wzrosnąć.** Czynnikiem sprzyjającym tej tendencji jest postępująca elektryfikacja ogrzewnictwa w gospodarstwach domowych. Występowanie okresów wysokiego zapotrzebowania rezydualnego mogą jednak ograniczyć termomodernizacja budynków, rozwój magazynowania energii i ciepła oraz wzrost elastyczności popytu w przyszłości (np. poprzez rozpowszechnienie taryf dynamicznych).

**W momentach niskiej rezerwy mocy ceny energii elektrycznej mogą znacznie wzrosnąć<sup>6</sup>.** W skrajnych przypadkach<sup>7</sup> może dojść nawet do ograniczenia dostaw energii, np. dla odbiorców przemysłowych. Natomiast regularne występowanie tego problemu prowadzi do wzrostu kosztów energii elektrycznej dla wszystkich jej odbiorców, negatywnie wpływając na proces elektryfikacji gospodarki oraz perspektywy jej rozwoju.

Według analizy wystarczalności zasobów wytwórczych, przeprowadzonej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne na potrzeby *Planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034* (PSE, 2024a), szybkie wyłączenie z systemu starych jednostek węglowych (nie tylko w Turowie) może doprowadzić do luki mocy dyspozycyjnych sięgającej 4,8 GW w 2030 r. oraz 11,6 GW w 2035 r. przy braku budowy nowych jednostek innych niż obecnie zakontraktowane na rynku mocy.

### 2.1.2. Rola Turowa

**Dyspozycyjność elektrowni na paliwa kopalne wynika z ich sterowalności i możliwości pracy niezależnie od pogody<sup>8</sup>.** W godzinach popołudniowych 16 stycznia 2024 r. polskie elektrownie i elektrociepłownie dostarczyły prawie 20 GW mocy. Za ponad 1,4 GW odpowiadały bloki Turowa. Ogółem w Turowie skupione jest ok. 6% mocy zainstalowanych dużych jednostek dyspozycyjnych w KSE (wliczając jednostki JWCD oraz duże elektrociepłownie). Natomiast w praktyce dostępność mocy w Turowie ograniczają planowane przestoje lub nieplanowane awarie<sup>9</sup>.

---

6 Cena energii elektrycznej zazwyczaj uzależniona jest od jednostkowego kosztu zmiennego najdroższej pracującej elektrowni. W sytuacji niedoboru mocy, gdy dalsze podnoszenie produkcji napotyka ograniczenia techniczne, na cenę wpływa gotowość dużych odbiorców do ograniczenia swojego zapotrzebowania (np. poprzez wstrzymanie części procesów produkcyjnych w zakładzie przemysłowym).

7 Po wyczerpaniu możliwości wynikających z ogłoszenia okresu przywołania rynku mocy.

8 Pogoda wpływa na funkcjonowanie elektrowni węglowych poprzez zmienną dostępność wody wykorzystywanej w procesie produkcji energii elektrycznej oraz wyższą temperaturę wody w rzekach, która może przełożyć się na ograniczenie możliwości odprowadzenia wody o podniesionej temperaturze. Elektrownia Turów jest zasadniczo odporna na te problemy z przyczyn geograficznych (m.in. wykorzystuje sztuczny zbiornik Niedów).

9 Według analizy Greenpeace w okresie od maja 2021 r. do marca 2024 r. nowy blok 7 nie pracował z przyczyn technicznych przez łącznie ok. 16 miesięcy (Greenpeace, 2024). W tych okresach czynne jednak były pozostałe bloki elektrowni.

**Praca Elektrowni Turów wiąże się ze znacznymi kosztami finansowymi i środowiskowymi.** Uznając dostępność dyspozycyjnych mocy za warunek bezpiecznego funkcjonowania KSE w przyszłości, musimy wziąć pod uwagę efektywność kosztową rodzajów mocy. Wykorzystanie istniejących elektrowni ma pewną przewagę nad nowymi jednostkami, których budowa wymagałaby odpowiednich nakładów inwestycyjnych. Na tym kończą się jednak walory elektrowni w Turowie jako sposobu na pokrycie okresów bardzo wysokiego zapotrzebowania rezydualnego na energię elektryczną.

**Zespół kopalni i elektrowni oparty na węglu brunatnym obciążony jest wysokimi kosztami stałymi.** Wynikają one m.in. z konieczności utrzymania odkrywki. Dodatkowym problemem jest charakterystyka bloków energetycznych – długi czas przywołania ich ze stanu zimnego oraz minimum techniczne pracy. Kolejne ograniczenie to awaryjność bloków węglowych, szczególnie w reżimie pracy sezonowej czy szczytowej.



Ustrój polskiego rynku energii elektrycznej wspiera dyspozycyjne moce poprzez funkcjonowanie Rynku Mocy. Bloki 1–4 Turowa objęte są kontraktami mocowymi do 2025 r., przy czym wkrótce pojawi się możliwość przedłużenia ich do 2028 r. – za każdym razem maksymalnie na rok, pod warunkiem wykazania konieczności takiego posunięcia. Bloki 5–6 dysponują kontraktami do 2028 r., a najnowszy blok 7 do 2035 r. Zasadność utrzymania takiego kontraktu nie jest jednak oczywista i powinna podlegać weryfikacji w miarę postępujących zmian w KSE.

### 2.1.3. Alternatywy

**Zbilansowanie systemu podczas niekorzystnej pogody to największe wyzwanie dla transformacji opartej na odnawialnej energii z wiatru i słońca.** Analiza wpływu OZE na wystarczalność mocy stanowi złożony problem badawczy, którego aspekty przedstawiliśmy w raporcie *Trzy dekady wyzwań. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.* (Kubiczek i Smoleń, 2024). Elektrownie wiatrowe, bateryjne magazyny energii oraz elastyczność popytu korzystnie wpływają na wystarczalność mocy w systemie, jednak KSE musi być przygotowane także na kilkudniowe okresy złej pogody.

W krótkim i średnim okresie alternatywą dla utrzymania dyspozycyjnych bloków w Turowie może być utrzymanie np. w rezerwie bloków na węgiel kamienny, a także rozbudowa naszej floty elektrowni i elektrociepłowni gazowych<sup>10</sup>. W perspektywie roku 2050 i dążenia do neutralności klimatycznej zapotrzebowanie rezydualne mogłoby być pokrywane przez kombinacje technologii, takich jak elektrownie spalające biomasę, biogaz lub biometan, odnawialny wodór lub gaz ziemny (z udziałem wychwytu CO<sub>2</sub>).

<sup>10</sup> W przypadku źródeł gazowych, w zależności od prognozowanego profilu pracy, optymalne mogą być zarówno duże bloki gazowo-parowe CCGT (wysoka sprawność, wyższy koszt inwestycyjny, niższa elastyczność), jak i tańsze, bardziej elastyczne, ale też mniej efektywne bloki OCGT lub silniki tłokowe.





Nawet w scenariuszach ambitnej transformacji, KSE jeszcze przez kolejne dekady będzie potrzebował elektrowni ciepłych gotowych do pracy także w bezwietrzne zimowe wieczory i noce. Analizy PSE wskazują na ryzyko znacznych deficytów mocy wraz z odstawieniem bloków węglowych. Jednak utrzymanie funkcjonowania kompleksu węgla brunatnego stanowi jeden z najdroższych sposobów pokrycia zapotrzebowania na rzadko uruchamiane, szczytowe moce dyspozycyjne.

## 2.2. Ekonomia produkcji

### 2.2.1. Problem

**Rynkowe ceny energii elektrycznej w Polsce należą do najwyższych w Europie** (Eurostat, 2024b). Wynika to m.in. z obecnej struktury jej produkcji oraz zaniedbań w dotychczasowym procesie transformacji. Odczuwają to szczególnie przedsiębiorstwa, które nie są objęte systemem regulowanych taryf i osłon, które chronią gospodarstwa domowe. Wysokie ceny prądu negatywnie wpływają na tempo elektryfikacji ogrzewnictwa i transportu.

### 2.2.2. Rola Turowa



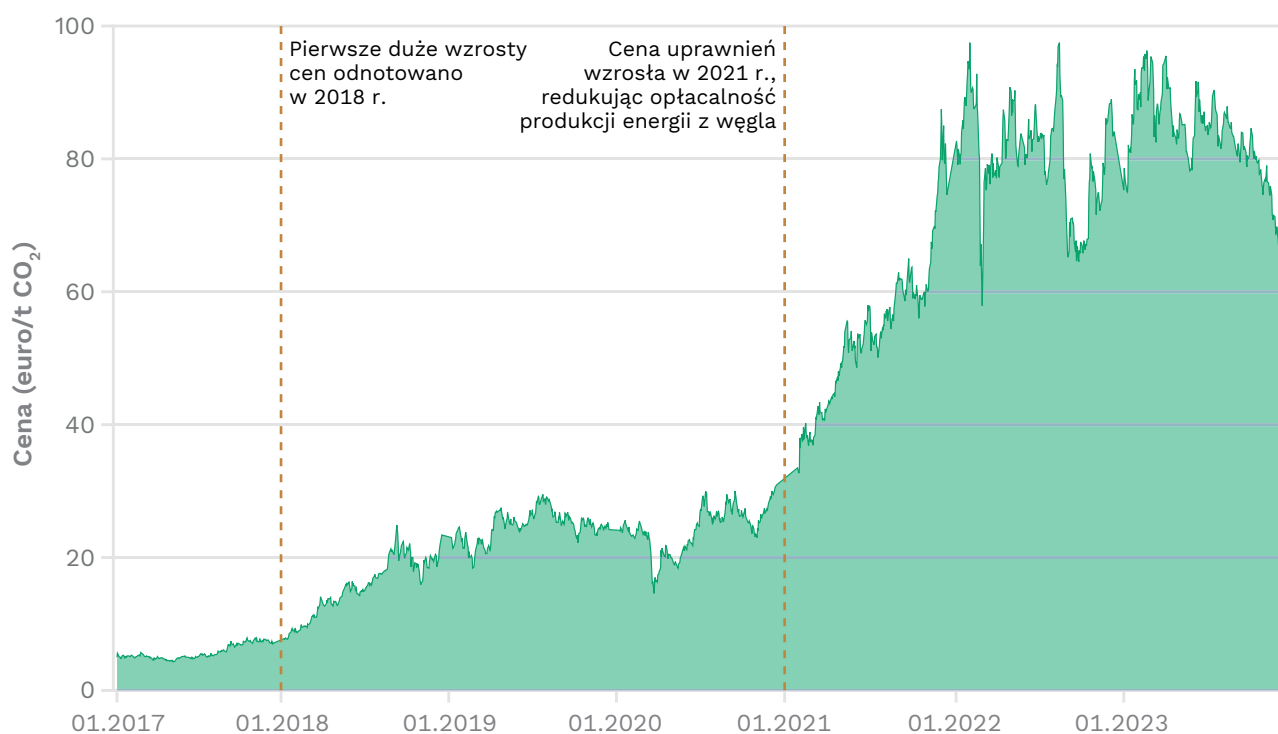
Prąd z Turowa jest coraz droższy ze względu na wysokie emisje CO<sub>2</sub>. Wraz ze spadkiem wolumenu produkcji, coraz istotniejszą rolę będą odgrywać również koszty stałe utrzymania kompleksu energetycznego.

**Przed wzrostem kosztów emisji CO<sub>2</sub> w 2018 r. spalanie węgla brunatnego w energetyce było bardzo opłacalne.** Pomimo niższej wartości energetycznej tego paliwa, produkcja energii elektrycznej przez kompleks węgla brunatnego mogła być konkurencyjna w stosunku do produkcji z węgla kamiennego ze względu na niższe jednostkowe koszty wydobycia. Dotyczyło to szczególnie państw, w których łatwo dostępne złoża węgla kamiennego zostały już wyeksploatowane, oraz o wysokich kosztach pracy – a więc np. Polski czy Niemiec.

**Turów zmniejsza zależność Polski od światowych rynków paliw.** Utrzymanie kompleksu stanowi częściowe zabezpieczenie na wypadek znacznego wzrostu cen gazu ziemnego, podobnego do tego zapoczątkowanego w drugiej połowie 2021 r. Choć polskie bezpieczeństwo energetyczne docelowo musi opierać się na ograniczaniu zużycia wszelkich importowanych paliw kopalnych, w latach 2025–2035 nasza wrażliwość na ceny i dostępność gazu będzie znacząca, wraz z przejściowym wzrostem jego wykorzystania w elektroenergetyce i ciepłownictwie systemowym<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Inną sytuacją przejściowo zwiększającą konkurencyjność węgla brunatnego mógłby być głęboki kryzys gospodarczy i załamanie cen emisji CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS.

#### WYKRES 4. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS w latach 2017–2023 (euro/t CO<sub>2</sub>)



Źródła: opracowanie własne energy.instrat.pl oraz dane EEX.

Obecne tendencje na krajowym rynku energii zwiastują jednak trwałe obniżenie konkurencyjności i opłacalności produkcji z węgla brunatnego.

**Rosnące koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przełożą się na spadek produkcji energii elektrycznej w Turowie.** Mechanizm EU ETS pozwala na pewne odzwierciedlenie kosztów środowiskowych w cenie produkowanej energii elektrycznej. Węgiel brunatny to paliwo kopalne o najwyższej emisyjności w przeliczeniu na jednostkę energii<sup>12</sup>. Wraz ze wzrostem cen uprawnień EU ETS, węgiel brunatny staje się droższym źródłem energii nie tylko od zeroemisyjnych źródeł, ale później również od węgla kamiennego i gazu ziemnego.

**Problemem kompleksu węgla brunatnego są także wysokie koszty stałe.** Do kosztów utrzymania elektrowni dochodzą również koszty utrzymania odkrywki, a związek tych kosztów jest w praktyce ścisły<sup>13</sup>. Elektrownia w Turowie mogła być niegdyś źródłem relatywnie taniego prądu w ramach stabilnej, całorocznej pracy. W systemie opartym w większości na energii słonecznej i wiatrowej roczne wykorzystanie bloków będzie jednak sukcesywnie spadać.

12 Według metodologii EU ETS. Rzeczywisty ślad klimatyczny paliw kopalnych jest bardziej złożony ze względu m.in. na kwestię emisji metanu w ramach całego łańcucha dostaw.

13 Zarówno sprzedaż węgla brunatnego innym odbiorcom przez kopalnię, jak i ściąganie paliwa przez elektrownię z innej kopalni, mają marginalny potencjał ze względów technologicznych.

Całkowity jednostkowy koszt wydobycia węgla, jak również jednostkowy koszt produkcji z tego węgla energii elektrycznej, będą więc rosły ze względu na pokrywanie kosztów stałych przy niższym wolumenie sprzedanego prądu<sup>14</sup>. Obniżenie liczby godzin pracy nieco lepiej znoszą elektrownie na węgiel kamienny, które kupują paliwo od wielu zewnętrznych podmiotów i mogą je składować przed dłuższy czas, oraz elektrownie gazowe. Turów może więc wkrótce należeć do najdroższych wielkoskalowych źródeł energii elektrycznej w Europie. Już obecnie obserwujemy pogarszające się wyniki finansowe kompleksu.

### 2.2.3. Alternatywy

**To OZE stanowią podstawowe źródło taniej energii dla polskiej gospodarki.**

Działając na rzecz obniżenia kosztów energii elektrycznej w Polsce, należy planować jednak także przyszłość źródeł konwencjonalnych z uwzględnieniem ich przyszłych uwarunkowań kosztowych (zmiennych i stałych) oraz specyfiki działania.



**Potrzebujemy dodatkowych analiz.** Pogłębione badanie perspektyw finansowych kompleksu energetycznego w Turowie wobec wskazanych w niniejszym raporcie ryzyk musi bazować również na szczegółowych informacjach technicznych, którymi dysponować może spółka. Istotna będzie m.in. kwestia możliwości obniżenia kosztów odkrywki w ostatnich latach funkcjonowania elektrowni.

## 2.3. Utrzymanie parametrów pracy KSE

### 2.2.1. Problem

**Stabilne funkcjonowanie KSE zależy od spełnienia szeregu warunków.**

Operator Systemu Przesyłowego czuwa m.in. nad zachowaniem odpowiedniej częstotliwości prądu w systemie oraz zabezpieczeniem rezerw mocy na nagłe wypadki. Zaniedbania w tym zakresie mogłyby doprowadzić np. do szerokiej awarii całego systemu (tzw. blackoutu) o ogromnych kosztach społecznych i gospodarczych. OSP tworzy więc odpowiednie ramy do zarządzania sytuacjami, takimi jak np. awaria bloku elektrowni czy błędna prognoza pogody (czyli generacji energii z OZE). Do instrumentów OSP należą m.in. uregulowany rynek energii, rynek bilansujący, aukcje mocy bilansujących i redysponowanie nierynkowe (czasowe zaniżenie generacji ze źródeł OZE)<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Sprzedaż energii elektrycznej w cenie odpowiadającej przynajmniej kosztom zmiennym, ale poniżej przeliczonego na jednostkę kosztu całkowitego, jedynie ogranicza stratę przedsiębiorstwa. Koszty stałe muszą być w jakiś sposób pokryte. W przypadku kopalni nie istnieje instrument analogiczny do Rynku Mocy dla elektrowni, niemniej występuje ryzyko wprowadzenia różnych form interwencji o charakterze pomocy publicznej.

<sup>15</sup> Te zagadnienia były przedmiotem analizy Instytutu z sierpnia 2023 r.: *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego* (Kubiczek, 2023).

### 2.3.2. Rola Turowa

**Ciągłość pracy KSE opiera się obecnie na źródłach konwencjonalnych.**

W Polsce dostawcami tzw. usług systemowych, niezbędnych dla zachowania stabilności pracy systemu, są obecnie przede wszystkim sterowalne elektrownie konwencjonalne. Utrzymują one częstotliwość pracy systemu oraz są gotowe do bezzwłocznego podniesienia lub obniżenia poziomu produkcji na żądanie OSP. Ponieważ usługi te są niezbędne przez cały rok, konieczna jest nieustanna praca pewnej liczby bloków węglowych lub gazowych. To właśnie ten fakt prowadzi do czasowego wyłączenia części farm fotowoltaicznych i wiatrowych, pomimo iż z perspektywy zmiennych kosztów energii (mechanizm merit order) produkowana przez nie energia powinna mieć pierwszeństwo przed emisyjnym, droższym w produkcji prądem z węgla.

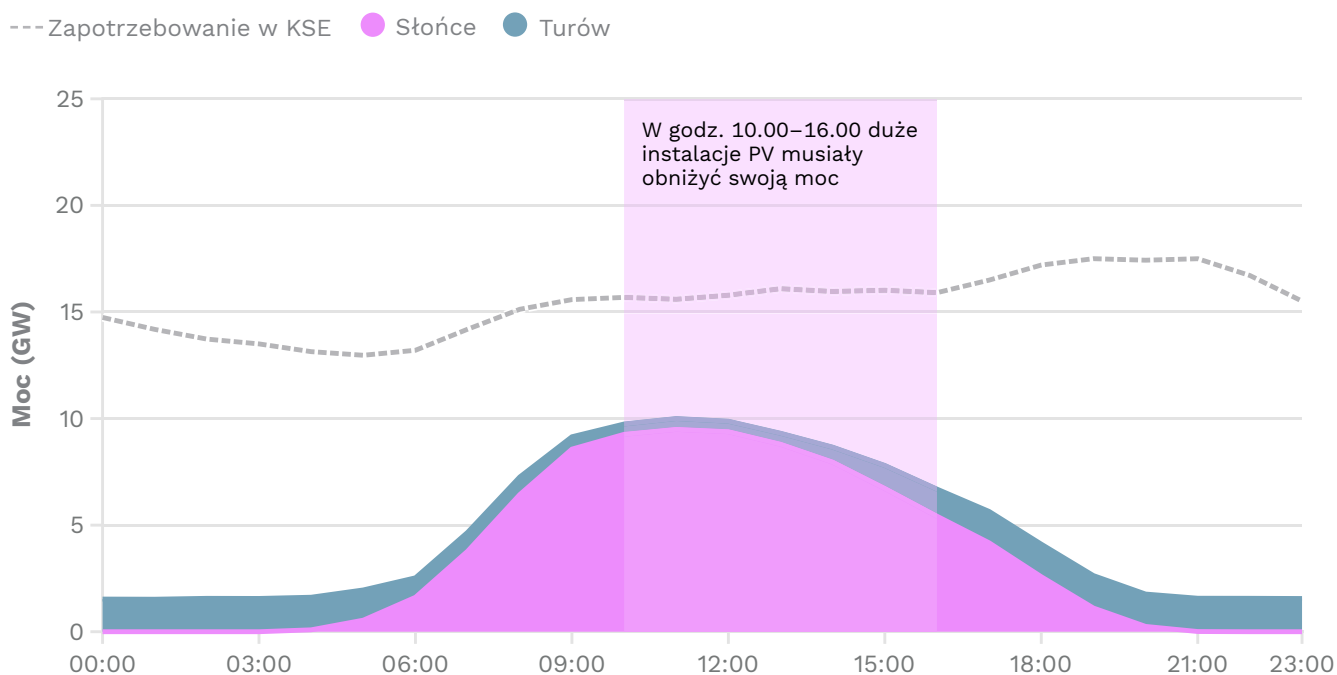
**Obecnie Turów w pełni wyłączony może być tylko podczas awarii.**

W systemach elektroenergetycznych opartych na paliwach kopalnych, takich jak polski, usługi systemowe dostarczane są przez elektrownie konwencjonalne niejako przy okazji produkcji energii. Wraz ze wzrostem udziału energii wiatrowej i słonecznej działanie jednostek węglowych czy gazowych, przynajmniej na minimum technicznym, coraz częściej będzie wymuszone właśnie wspomnianymi względami systemowymi. W niedzielę 26 maja 2024 r. w godz. 13.00–14.00 PSE nakazało ograniczenie pracy elektrowni słonecznych o niemal 3 GW<sup>16</sup>. Tymczasem bloki Turowa wciąż były w ruchu, z łączną mocą ok. 0,5 GW, aby utrzymywać częstotliwość systemu i przygotowywać się na ewentualne awarie. Kolejnym powodem ograniczenia była konieczność przygotowania bloków do szybkiego wzrostu produkcji późnym popołudniem, gdy osiągnęły one w sumie ponad 1,5 GW.



<sup>16</sup> Wszystkie dane o chwilowej generacji w tym rozdziale za (PSE, 2024b).

## WYKRES 5. Produkcja energii elektrycznej przez słońce oraz elektrownię Turów a zapotrzebowanie w KSE 26 maja 2024 r. (GW)



Źródło: opracowanie własne energy.instrat.pl. Dane: ENTSO-E za PSE.

**Bloki elektrowni w Turowie mogą zabezpieczać system elektroenergetyczny tylko wtedy, gdy są aktywne.** Podobnie jak inne konwencjonalne jednostki węglowe o mierzonym w godzinach czasie rozruchu, mogą one utrzymywać częstotliwość czy służyć jako responsywna rezerwa jedynie podczas aktywnej pracy, przynajmniej na minimum technicznym. Analiza profilu pracy nowego bloku 7 wskazuje, że wynosi ono ok. 170 MW (ok. 35%). Ponieważ w każdej chwili aktywne są przynajmniej dwa bloki elektrowni, zdarza się, że najbardziej efektywny blok ustępuje miejsca dwóm mniejszym.



**Nawet gdy są włączone, bloki na węgiel brunatny zmieniają poziom produkcji relatywnie powoli.** Możliwe tempo wzrostu produkcji (tzw. gradient przyrostu mocy) jest ograniczone z przyczyn technicznych do ok. 1–4%/min, wobec ok. 10–15%/min w przypadku elektrowni gazowych CCGT (IRENA, 2019). Oznacza to, że musimy trzymać w aktywnej pracy relatywnie więcej takich jednostek, by w sumie osiągnęły one taką samą elastyczność, jak mniejsza flota bardziej elastycznych elektrowni<sup>17</sup>.

### 2.3.3. Alternatywy

**W przyszłości będziemy wykorzystywać niskoemisyjne źródła usług systemowych.** Wymaga to jednak odpowiedniego dostosowania technologicznego i regulacyjnego. Reforma rynku bilansującego, wdrażana w 2024 r., stanowi krok w kierunku stopniowej redukcji zależności KSE od ciągłej pracy elektrowni węglowych. Zastosowane w tym celu mogą zostać magazyny energii (szczególnie elastyczne baterie), mechanizmy elastyczności popytu, zarządzanie produkcją z OZE (np. wyłączona w momentach zerowych czy ujemnych cen rynkowych farma fotowoltaiczna mogłaby oferować usługę gotowości do szybkiego podniesienia produkcji, choćby w reakcji na awarię innych jednostek). Znacznie bardziej elastyczne od typowych bloków węglowych, a także gazowych CCGT, są też elektrownie gazowe OCGT, a także silniki tłokowe, które mogą osiągnąć pełną wydajność w kilka minut od rozpoczęcia procesu włączenia.



Musimy odejść od spalania węgla w słonecznych godzinach. Już za parę lat moce OZE będą miały potencjał do zaspokojenia naszych potrzeb na energię elektryczną przez znaczą część godzin roku. Konieczna jest więc redukcja zależności od ciągłej pracy mało elastycznych elektrowni konwencjonalnych – istnieją możliwości technologiczne, które można wykorzystać w tym celu. W niektórych państwach taki cel określony jest ilościowo w planach transformacji energetycznej – np. w Irlandii (EirGrid, 2019).

W okresie od stycznia do maja 2024 r. w każdej godzinie czynne były przynajmniej dwa bloki elektrowni w Turowie. Łączna osiągnięta moc elektrowni spadła do ok. 170 MW. W przyszłości, niezbędne inwestycje poprawiające elastyczność KSE powinny pozwolić na wygaszanie wszystkich bloków Turowa podczas dłuższych okresów korzystnej pogody.

<sup>17</sup> Zakończony w 2022 r. program badawczy Bloki 200+ analizował możliwość modernizacji bloków węglowych klasy 200 MW w celu m.in. obniżenia ich minimum technicznego oraz poprawy gradientów mocy. Program nie doprowadził jednak do uruchomienia szerokiego programu inwestycyjnego.

## 2.4. Lokalne i regionalne bilansowanie sieci

### 2.4.1. Problem

**Sieć elektroenergetyczna ma też lokalne uwarunkowania.** Rynek energii w Polsce funkcjonuje w modelu tzw. miedzianej płyty. W ramach jednej, ogólnokrajowej strefy cenowej wszyscy producenci i odbiorcy energii elektrycznej traktowani są jednakowo, tak jakby związani byli połączeniami o nieograniczonej przepustowości. Jest to jedynie przybliżenie rzeczywistego funkcjonowania fizycznej sieci elektroenergetycznej. Operator Systemu Przesyłowego musi, oprócz zapewnienia bilansowania energii na poziomie ogólnokrajowym, zadbać o rzeczywistą stabilność funkcjonowania systemu w każdej części kraju<sup>18</sup>. Może się zdarzyć, że dana jednostka wytwórcza w danym momencie nie jest potrzebna do pokrycia krajowego zapotrzebowania i nie jest potrzebna do pokrycia ogólnokrajowych potrzeb dotyczących np. rezerwy mocy, ale jej działanie jest niezbędne do zapewnienia stabilnego działania systemu elektroenergetycznego w swoim regionie. Uruchomienie droższych elektrowni pozwala także uniknąć strat energii związanych z jej przesyłem z nieco tańszej elektrowni na drugim końcu kraju.

### 2.4.2. Rola Turowa

Znaczenie Turowa dla KSE wynika również z uwarunkowań geograficznych – kompleks jest znacznie oddalony od innych dużych jednostek wytwórczych. Regionalna stabilizacja sieci jest więc kolejnym powodem, dla którego Turów nie jest obecnie nigdy zupełnie wyłączany.

Kiedy w 2021 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej, rozpatrując skargę złożoną przez Republikę Czeską, podjął decyzję o zastosowaniu tzw. środka tymczasowego i nakazał wstrzymanie działalności kopalni w Turowie, ówczesny prezes PGE wskazał, że „brak tej elektrowni jest z punktu widzenia Polskich Sieci Elektroenergetycznych nieakceptowalny” (Energetyka24, 2021). Jednym z kluczowych argumentów było zasilanie węzła Mikułowa, który został uznany za „węzeł zasilania krytyczny ze względu na dostawy energii elektrycznej z sieci dla województw lubuskiego i dolnośląskiego m.in. krytyczny dla zasilania Kombinat Górnictwo-Hutniczego Polska Miedź”. Jednak to uwarunkowanie ma się według PSE wkrótce zmienić.

---

<sup>18</sup> Stanowi to znaczny problem w Niemczech ze względu na ograniczoną moc połączeń pomiędzy północą (duża generacja energetyki wiatrowej) i południem kraju (centra przemysłowe). W Polsce problem jest obecnie mniejszy ze względu na rozłożenie elektrowni konwencjonalnych i farm fotowoltaicznych. PSE są w trakcie przygotowywania inwestycji mających na celu skuteczny przesył energii z morskich elektrowni wiatrowych w głąb kraju.



Oprócz wspierania systemu elektroenergetycznego, elektrownia w Turowie zaopatruje w ciepło systemowe mieszkańców i przemysł w gminie Bogatynia. Zamknięcie Turowa wymagałoby więc średniej skali inwestycji w niskoemisyjną alternatywę, np. w postaci hybrydowego systemu wykorzystującego lokalne źródła OZE, kotły elektrodowe, pompy ciepła, magazyny energii oraz uzupełniające kotły biomasowe lub na paliwa kopalne. Ze względu na znaczne koszty inwestycyjne konieczne byłoby wsparcie zewnętrzne, np. w ramach procesu wsparcia sprawiedliwej transformacji regionu.

### 2.4.3. Alternatywy

**Inwestycje sieciowe na węźle Mikułowa mogą pozwolić na uniezależnienie regionu od ciągłej pracy Turowa już w 2025 r.** Weryfikacja możliwości zasilania regionu z zewnątrz w momentach wysokiej generacji OZE (na stałe lub tymczasowo) leży w zakresie kompetencji PSE. Według wypowiedzi wiceprezesa PSE z kwietnia 2024 r. realizowana obecnie inwestycja w nową linię 400 kV Mikułowa–Świebodzice wraz z rozbudową stacji, pozwoliłaby na zasilenie Dolnego Śląska w razie zamknięcia elektrowni w Turowie<sup>19</sup> (Sawicki, 2024). Wpływ nowej linii może stać się bardzo odczuwalny już w perspektywie 2026 r., jeżeli pozwoli ona na chwilowe wyłączenie wyższej liczby bloków elektrowni w momentach wysokiej generacji z OZE. Jeżeli potrzebne w tym celu będą jednak dalsze inwestycje sieciowe, powinny mieć one wysoki priorytet.

**Wsparciem systemu może być też rozwój lokalnej energetyki.** Inne działania stabilizujące system energetyczny w regionie w razie czasowego lub stałego wyłączenia Turowa to np. rozwój lokalnych mocy OZE, magazynów energii czy elastycznych źródeł dyspozycyjnych. Warto rozważyć m.in. wykorzystanie infrastruktury sieciowej do nowych celów, co może także generować dodatkowe dochody podatkowe dla samorządów.



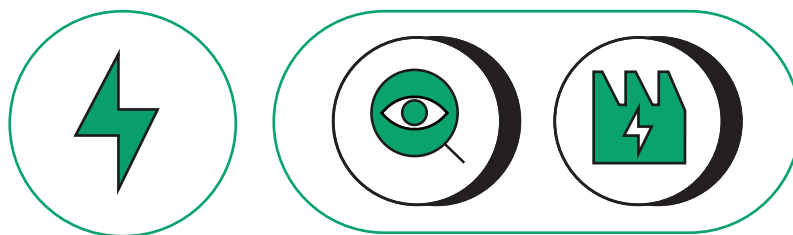
Przyszłość energetyki w regionie wymaga pragmatycznego podejścia. Pewna część obecnej produkcji elektrowni Turów mogłaby zostać zastąpiona przez źródła OZE ulokowane w powiecie zgorzeleckim czy sąsiednich obszarach. Jednak bezpieczeństwo energetyczne regionu, wraz ze zmierzchem Turowa, zależeć będzie przede wszystkim od stabilnego połączenia z KSE.

<sup>19</sup> Wiceprezes prezes PSE Włodzimierz Mucha powiedział: „Kilka lat temu, kiedy pierwszy raz mówiło się o ryzyku wcześniejszego wyłączenia elektrowni Turów, podjęliśmy środki zaradcze, aby uniknąć lokalnych problemów z zasilaniem odbiorców w regionie. Budujemy linię 400 kV Mikułowa–Świebodzice. Inwestycja będzie gotowa w I kwartale 2025 r. i zapewni stabilną pracę sieci elektroenergetycznej Dolnego Śląska przy ewentualnym wyłączeniu elektrowni Turów. Ta inwestycja rozwiązuje nam zatem problemy sieciowe, ale nie bilansowe.” (Sawicki, 2024). Na stronie PSE poświęconej inwestycji wskazano bardziej ogólne cele związane z bezpieczeństwem dostaw w regionie (PSE, 2024d).



## 2.5. Rola Turowa w KSE – podsumowanie strategiczne

- 1** **Kompleks energetyczny w Turowie stanowi obecnie ważny zasób KSE.** Nagłe, trwałe wyłączenie wiązałoby się ze znacznymi kosztami, a nawet koniecznością ograniczenia dostaw do części odbiorców w najtrudniejszych dla systemu momentach. Wyzwania mają charakter przede wszystkim krajowy i nie są związane bezpośrednio z wolumenem produkowanej w Turowie do tej pory energii<sup>20</sup>.
- 2** **Niektóre aspekty roli Turowa w KSE będą traciły na znaczeniu w najbliższych latach.** Wraz z przyłączeniem nowych mocy OZE i elektrowni gazowych oraz dalszym wzrostem cen uprawnień EU ETS, wykorzystanie bloków Turowa będzie spadać, co dodatkowo podniesie rzeczywiste całkowite ceny produkowanej w nim energii elektrycznej. Według deklaracji PSE lokalne znaczenie elektrowni dla działania systemu spadnie po dokończeniu inwestycji sieciowych, natomiast rola w zapewnianiu usług systemowych KSE będzie ograniczana wraz z wdrażaniem niskoemisyjnych alternatyw.
- 3** **Problemem pozostaje wystarczalność zasobów wytwórczych w polskiej elektroenergetyce.** KSE musi być gotowy na wielodniowe okresy niskiej generacji z OZE zimą, przy równoczesnym podniesionym zapotrzebowaniu na energię ze względu na elektryfikację ogrzewnictwa. Analiza istniejących kontraktów na Rynku Mocy wskazuje na znaczne niedobory mocy dyspozycyjnych nawet w przypadku kontynuacji pracy części bloków Turowa do 2028 czy 2035 r. Jednakże funkcjonowanie kompleksu węgla brunatnego jako źródła szczytowego/rezerwowego napotyka techniczne i ekonomiczne koszty, nawet w porównaniu do elektrowni gazowych czy na węgiel kamienny, ze względu na konieczność pokrycia kosztów stałych utrzymania odkrywki.



<sup>20</sup> Dlatego plany np. znacznej rozbudowy OZE w regionie mogą być słusznym sposobem wykorzystania infrastruktury sieciowej i dostępnych terenów. Nie rozwiązuje to jednak kluczowych wyzwań dotyczących pokrycia zapotrzebowania szczytowego w momentach niskiej generacji OZE.

# 3. Przyszłość Turowa – plany, strategie i regulacje

**Według politycznych zapowiedzi kompleks Turów ma przed sobą długą przyszłość.** Dotychczasowe deklaracje ze strony rządowej czy kontrolowanej przez państwo spółki PGE GiEK zakładały kontynuację działania elektrowni w Turowie do wyczerpania dostępnych złóż w perspektywie 2044 r. Zapowiedzi oparte były często na powierzchownych argumentach dotyczących np. udziału Turowa w krajowej produkcji energii elektrycznej oraz ignorowaniu szybko zmieniającego się otoczenia regulacyjnego i rynkowego.

**Bez realistycznego scenariusza transformacji to ryzyko dla kraju i regionu.** Takie podejście może doprowadzić jednak do utrzymania Turowa w systemie dłużej niż to niezbędne, co przełożyłoby się na znaczne szkody gospodarcze, klimatyczne oraz środowiskowe. Odwrotnym zagrożeniem jest chaotyczne zamknięcie kompleksu, które nie byłoby poprzedzone odpowiednimi przygotowaniem zarówno na odcinku energetycznym, jak i w wymiarze sprawiedliwej transformacji społeczno-gospodarczej regionu.

**Na szybsze zmiany wskazują jednak toczące się równoległe procesy strategiczne.** W tym rozdziale analizujemy prognozy dotyczące przyszłości węgla brunatnego, uwzględnione w krajowych planach i strategiach (dotychczasowych oraz obecnie aktualizowanych). Następnie odnosimy się do trwających sporów prawnych dotyczących dalszego funkcjonowania kompleksu energetycznego w Turowie.

## 3.1. Rządowe i instytucjonalne scenariusze transformacji sektora węgla brunatnego

**Decyzje dotyczące kluczowych zasobów polskiej energetyki powinny opierać się na rządowych strategiach.** W praktyce zarówno przyjmowanie, jak i wdrażanie strategii energetycznych w Polsce, napotykało do tej pory różne trudności. Szczególnie problematycznym zagadnieniem była przyszłość sektora węglowego, którego przetrwanie starano się pogodzić z procesem transformacji energetycznej z przyczyn politycznych. Zwykle więcej kontrowersji dotyczyło węgla kamiennego, ze względu na większą skalę zatrudnienia i polityczne wpływy środowiska górniczego w województwie śląskim.

**Krajowe dokumenty strategiczne agregują źródła wytwórcze na poziomie poszczególnych technologii.** Rozważania nie schodzą do poziomu pojedynczych elektrowni czy tym bardziej kopalni. O ile jest to zrozumiałe w przypadku mniejszych jednostek wytwórczych, o tyle szczególnie dwa kompleksy węgla brunatnego – w Bełchatowie i Turowie – powinny być przedmiotem bezpośrednich analiz nawet w dokumentach strategicznych szczebla krajowego. Wobec braku takiego podejścia, konieczne jest interpretowanie danych we własnym zakresie.

**Wybrane procesy aktualizacji polskich strategii energetycznych lub planów inwestycyjnych z ostatnich lat:**

1

### PEP2040 z 2021 r. – brunatna wizja dla Polski

Analiza prognostyczna wspierająca *Politykę energetyczną Polski do 2040 r.* zatwierdzona w 2021 r. (MKiŚ, 2021) to ostatni tego dokument kierunkowo spójny z deklaracjami kontynuacji wydobycia węgla brunatnego w Turowie aż do połowy lat 40. Skrajnie pesymistyczne, szybko zdezaktualizowane prognozy dotyczące rozwoju mocy OZE oraz przyjęte założenia cenowe przełożyły się na wizję szczególnie korzystną dla elektrowni konwencjonalnych. Według PEP2040 z 2021 r. moc zainstalowana netto w elektrowniach węgla brunatnego utrzymuje się na poziomie ok. 7,5–7,7 GW w 2025 i 2030 r., po czym znacząco spada – do 3,8 GW w 2035 r. i 1,1 GW w 2040 r. Przełożyć to można na zamknięcie kompleksu w Bełchatowie oraz odstawianie części bloków w Turowie. Wykorzystanie mocy w 2025 r. wynosi prawie 80%, a następnie stopniowo spada do poziomu poniżej 50% w 2040 r. Choć z roczną produkcją na poziomie 4,6 TWh, energetyka węgla brunatnego jest już w 2040 r. cieniem dawnej potęgi, Turów, operujący najnowszym blokiem oraz 2–3 starszymi, działałby wciąż niemalże w podstawie polskiego systemu energetycznego.

2

### Mała aktualizacja PEP2040 z 2023 r. – zmierzch Turowa w latach 30.

W czerwcu 2023 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało projekt nowego scenariusza mającego stanowić podstawę zaktualizowanych dokumentów PEP2040 oraz *Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu* (MKiŚ, 2023). Scenariusz miał uwzględniać nowe okoliczności, w tym skutki pełnoskalowej inwazji Rosji na Ukrainę. Z punktu widzenia interesów sektora węglowego projekt korzystnie ograniczał rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, z drugiej strony – stanowił krok w kierunku uznania potencjału OZE oraz założeń europejskiej polityki klimatycznej. Projekt został oddany do prekonsultacji społecznych, jednak proces aktualizacji strategii nie doczekał się kontynuacji do końca kadencji poprzedniego rządu.

W tym scenariuszu moc zainstalowana w węglu brunatnym utrzymuje się na poziomie 6,5 GW w latach 2025 i 2030. W roku 2035 zostaje wciąż 3,3 GW (Turów i część Bełchatowa), po czym moce sukcesywnie maleją. W 2040 r. czynne pozostaje zaledwie 683 MW, co stanowi orientacyjny odpowiednik zaledwie dwóch bloków w Turowie (bloku 7 oraz jednego ze starszych bloków).

Większa różnica pojawia się jednak w prognozach produkcji energii elektrycznej. Jeszcze w 2030 r. bloki na węgiel brunatny generują 28 TWh, natomiast w 2035 r. jest to zaledwie 6,6 TWh, a w 2040 r. tylko 2 TWh. Choć w teorii można sobie wyobrazić przedłużenie wygaszania Turowa do 2044 r., w praktyce sektor podlega marginalizacji już po 2030 r., a czynne jeszcze bloki spychane są do pracy sezonowej czy szczytowej.



### Aktualizacja KPEiK w 2024 r. – prognoza szybszych spadków produkcji

W październiku 2024 r. MKiŚ uruchomiło konsultacje publiczne *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.* Dokument wraz z załącznikami przedstawia dwa scenariusze: ścieżkę bazową WEM (*with existing measures*), mającą odzwierciedlać skutki obecnych polityk (MKiŚ, 2024b), oraz bardziej ambitny scenariusz nowych polityk WAM (*with additional measures*) (MKiŚ, 2024a). Scenariusz WAM zakłada, że do 2030 r. udział OZE w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną sięgnie ok. 56%, natomiast w 2040 r. ponad 90% prądu będzie pochodzić z OZE lub elektrowni jądrowych. O zaletach i wadach scenariuszy pisaliśmy przy okazji premiery raportu *Trzy dekady wyzwań* (Kubiczek i Smoleń, 2024) oraz w artykule podsumowującym nasze uwagi do konsultacji publicznych (Smoleń, 2024).

Oba scenariusze KPEiK zakładają szybki spadek wydobycia i wykorzystania węgla brunatnego o przeszło połowę w latach 2025–2030 r. Produkcja energii elektrycznej brutto z węgla brunatnego ma spaść w tym okresie z ok. 38,1 TWh do 17,8 TWh w scenariuszu WEM oraz 11,4 TWh w scenariuszu WAM. Spadkowi produkcji nie towarzyszy jednak równie szybka redukcja mocy zainstalowanych. W 2030 r. ma ona wciąż wynosić 6,6 GW, w obydwu scenariuszach. Oznacza to wykorzystanie mocy na poziomie 18% w scenariuszu WAM i 28% w scenariuszu WEM.

Dla scenariusza WAM przedstawiono również prognozy na kolejną dekadę. W 2035 r. moc zainstalowana ma spaść do 3,3 GW, co odpowiadałoby utrzymaniu elektrowni w Turowie oraz części bloków Bełchatowa. Jednak roczna produkcja na poziomie 3 TWh oznacza wykorzystanie tych mocy w zaledwie 9%. Natomiast wyniki na 2040 r. zastanawiają – prognoza wskazuje na utrzymanie 0,7 GW mocy (orientacyjnie odpowiadałoby to utrzymaniu w Turowie trzech bloków energetycznych), jednak nie są one w praktyce uruchamiane (produkcja 0,0 GWh). Ewentualnie mogłoby to oznaczać utrzymanie elektrowni w zimnej rezerwie, jedynie na wypadek poważnych awarii innych źródeł w systemie. Z dokumentu nie wynika również, jak miałyby być finansowany mechanizm utrzymania tych mocy, a w szczególności odkrywki stanowiącej znaczną część kosztów stałych całego kompleksu.

Scenariusze WAM i WEM zawarte w KPEiK z 2024 r. to kolejne scenariusze przedstawiające wizję utrzymania mocy Turowa jako źródeł rezerwowych o bardzo niskim stopniu wykorzystania. Z drugiej strony, w porównaniu do PRSP 2025–2034, scenariusz WAM KPEiK na 2035 r. zakłada o 3 GW mniejszą moc zainstalowaną w elektrowniach oraz elektrociepłowniach węglowych i gazowych ogółem.

#### 4 PRSP 2025–2034 – podszczytowy węgiel brunatny w perspektywie dekady

*Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034 (PSE, 2024a) to projekt dokumentu przygotowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne w kwietniu 2024 r. na podstawie m.in. istniejących strategii państwowych oraz dodatkowych prognoz PSE. Ma on celu przygotowanie sieci elektroenergetycznej do pracy w nowych warunkach oraz określenie wystarczalności zasobów produkcyjnych. PRSP nie wyznacza celów transformacji energetycznej, uwzględnia jednak prognozy ogólnopolskie dotyczące struktury mocy i produkcji energii m.in. jako podstawę dla planowania rozwoju sieci.*

W zakresie struktury zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 r. dokument wskazuje na 4,4 GW mocy w węglu brunatnym. Do tego dochodzi 8,5 GW elektrowni na węgiel kamienny (w tym 2,2 GW w rezerwie), a także 10,2 GW elektrowni gazowych oraz 5,2 GW elektrociepłowni. Dokument wskazuje na trzy scenariusze, różniące się prognozami rozwoju czystych mocy (OZE i elektrownie jądrowe).

Generacja jednostek na węgiel brunatny w 2034 r. to w zależności od scenariusza 5,5–6,4 TWh, co przekłada się na wykorzystanie mocy na poziomie 14–17%. Scenariusz przygotowany przez PSE zakłada więc utrzymanie znacznych mocy zarówno w Turowie, jak i Bełchatowie, jednak byłyby one relatywnie rzadko uruchamiane. Prognoza zakłada utrzymanie przynajmniej do 2035 r. nie tylko najnowszego bloku 7 w Elektrowni Turów zgodnie z obowiązującym kontraktem mocowym, ale również przynajmniej części pozostałych bloków, potrzebnych dla zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego oraz stanowiących asystę np. na wypadek odstawienia bloku 7 z przyczyn technicznych.



**TABELA 2. Porównanie ścieżek odejścia od węgla brunatnego w rządowych dokumentach strategicznych**

| Rok   | Nazwa dokumentu        | Moc zainst. netto (GWe) | Roczna prod. energii netto (TWh) | Roczne wyko-rzyst. mocy (%) | Udział w kra-jowej prod. energii elek-trycznej (%) | Założona cena CO <sub>2</sub> (euro'2020/t) |
|-------|------------------------|-------------------------|----------------------------------|-----------------------------|--|---|
| 2025  | PEP2040 (2021)         | 7,4                     | 50,6                             | 78%                         | 30%  | 35  |
|       | aPEP2040 (2023)        | 6,5                     | 35,5                             | 62%                         | 21%  | 80  |
|       | aKPEiK (2024) WEM      | 7,0                     | 33,9                             | 55%                         | 21%  | 90  |
|       | aKPEiK (2024) WAM      | 6,6                     | 27,8                             | 48%                         | 17%  | 90  |
| 2030  | PEP2040 (2021)         | 7,4                     | 41,0                             | 63%                         | 23%  | 55  |
|       | aPEP2040 (2023)        | 6,5                     | 28,2                             | 49%                         | 14%  | 80  |
|       | aKPEiK (2024) WEM      | 6,6                     | 15,8                             | 28%                         | 9%   | 100   |
|       | aKPEiK (2024) WAM      | 6,6                     | 10,1                             | 18%                         | 6%   | 100   |
| 2035* | PEP2040 (2021)         | 3,8                     | 18,1                             | 54%                         | 9%   | 61  |
|       | aPEP2040 (2023)        | 3,3                     | 6,6                              | 23%                         | 3%   | 120   |
|       | PRSP 2025–2034* (2024) | 4,4                     | 5,5–6,4                          | 14–17%                      | 2–3%   | 120   |
|       | aKPEiK (2024) WAM      | 3,3                     | 2,7                              | 9%                          | 1%   | 120   |
| 2040  | PEP2040 (2021)         | 1,1                     | 4,6                              | 47%                         | 2%   | 61  |
|       | aPEP2040 (2023)        | 0,7                     | 2,0                              | 34%                         | 1%   | 250   |
|       | aKPEiK (2024) WAM      | 0,7                     | 0,0                              | 0%                          | 0%   | 250   |

Źródło: opracowanie własne na podstawie:

**PEP2040 (2021)** – *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* (MKiŚ, 2021), scenariusz wysokich optat CO<sub>2</sub>,

**aPEP2040 (2023)** – *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę* (MKiŚ, 2023),

**PRSP 2025–2034 (2024)** – *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034.* (PSE, 2024a). \* Dane dotyczą roku 2034, wskazano zakres dla analizowanych scenariuszy,

**aKPEiK (2024), WEM** – *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 2 do aKPEiK. Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle” (WEM).* (MKiŚ, 2024b),

**aKPEiK (2024), WAM** – *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – Wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 1 do aKPEiK. Scenariusz aktywnej transformacji (WAM)* (MKiŚ, 2024a),

### 3.1.1. Szczytowy węgiel brunatny?

Pomimo różnic, podejście do węgla brunatnego w opisanych strategiach uwarunkowane jest przez trzy główne czynniki.

- 1 Zapotrzebowanie na moc** – KSE stoi w obliczu ryzyka istotnej luki mocy w związku z nadchodzącym odstawieniem kolejnych bloków węglowych<sup>21</sup>. Energetyka wiatrowa odpowiada na ten problem jedynie częściowo, słoneczna praktycznie wcale, natomiast elektrownie jądrowe pojawią się w naszym miksie energetycznym za późno i na małą skalę. Pełne zastąpienie mocy węglowych przez źródła gazowe jest problematyczne z powodów politycznych oraz ze względu na kwestie bezpieczeństwa energetycznego. W związku z tym analizy wskazują na zasadność utrzymania mocy węglowych w latach 30.
- 2 Spadająca konkurencyjność węgla brunatnego** – do niedawna kompleksy energetyczne oparte na węglu brunatnym należały do jednostek o najniższym zmiennym krańcowym koszcie produkcji spośród elektrowni konwencjonalnych, co do tej pory częściowo uchroniło je przed spadkami wykorzystania obserwowanymi w węglu kamiennym. Sytuacja ta dramatycznie zmienia się jednak wraz ze wzrostem cen EU ETS, który przełoży się na poprawę relatywnej konkurencyjności elektrowni wykorzystujących gaz ziemny, a potem również węgiel kamienny.
- 3 Powierzchniowa zgodność z deklaracjami politycznymi** – opublikowanie scenariusza zamknięcia sektora węgla brunatnego w Polsce przed 2040 r. byłoby politycznie kosztowne. Zamiast tego dokumenty przewidują długie utrzymanie tych mocy (choć przy skrajnym ograniczeniu wydobycia), co choć częściowo miałyby zahamować spadek zatrudnienia w kompleksach energetycznych.

**Instytucjonalne scenariusze przewidują całkowitą zmianę profilu funkcjonowania elektrowni na węgiel brunatny.** Zamiast pracy w podstawie bloki na węgiel brunatny przeszłyby (w praktyce) do rezerwy, pracy na minimach technicznych oraz w szczytach zapotrzebowania.

Naszym zdaniem Polska potrzebuje pogłębionych analiz dotyczących praktycznej wykonalności i opłacalności takiego scenariusza, przeprowadzonych ściśle z perspektywy kompleksów energetycznych w Bełchatowie, a szczególnie w Turowie. Powinny one uwzględniać uwarunkowania wskazane w rozdziale drugim, ograniczenia związane z wysokimi kosztami stałymi kopalni, niską elastycznością bloków oraz dużą skalą najnowszego bloku w Turowie.

---

<sup>21</sup> Przy czym dokument PRSP wskazuje na wyższe zapotrzebowanie na moc w porównaniu do scenariuszy KPEiK w latach 2034–2035.

### 3.2. Sytuacja prawna – sprawa koncesji

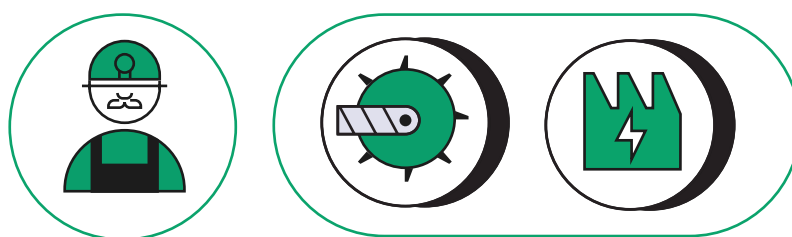
Działalność turowskiego kompleksu energetycznego ma znaczący wpływ nie tylko na klimat, ale także na środowisko w swoim bezpośrednim otoczeniu. Część organizacji pozarządowych wskazuje na problemy, takie jak emisja pyłów, hałas, zanieczyszczenie światłem czy zaburzenie stosunków wodnych, a także szkodliwy wpływ na klimat i warunki życia społeczności lokalnej (Frank Bold, 2022; EKO-UNIA, 2024). Na gruncie polskiego jak i europejskiego prawa, uzyskanie koncesji na tego typu aktywność możliwe jest wyłącznie na podstawie decyzji środowiskowej.

Procesy związane z przedłużeniem pozwoleń na funkcjonowanie kopalni były w ostatnich latach przedmiotem poważnych kontrowersji i postępowań sądowych.

Kopalnia w Turowie posiadała koncesję na wydobycie do 2020 r. PGE GiEK wystąpiła o przedłużenie koncesji o kolejnych 6 lat (na podstawie przepisu z 2018 r. umożliwiającego jednokrotne przedłużenie koncesji o taki okres), co przełożyło się na odpowiednią decyzję Ministra Klimatu, wydaną w marcu 2020 r. Tryb ten budził już wtedy kontrowersje wśród części organizacji pozarządowych, które bez powodzenia wnosiły o dopuszczenie ich do postępowania koncesyjnego (EKO-UNIA, 2024). Wspomniany przepis został uchylony w 2021 r. z uwagi na brak zgodności z prawem unijnym. PGE GiEK S.A. rozpoczęło następnie starania o wydanie koncesji umożliwiającej pracę kopalni aż do 2044 r. Taka decyzja została ostatecznie wydana w lutym 2023 r. na podstawie decyzji środowiskowej Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska z września 2022 r.

Decyzja środowiskowa została jednak zaskarżona przez niektóre organizacje społeczne i uchylona wyrokiem Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego 13 marca 2024 r. (Frank Bold, 2024). Wyrok nie jest prawomocny, PGE GiEK złożyła w maju 2024 r. skargę kasacyjną od tego wyroku.

Uchylenie decyzji środowiskowej nie oznacza automatycznego unieważnienia koncesji wydanej na jej podstawie, jednak może to nastąpić w wyniku m.in. już zainicjowanych postępowań. Do tego momentu kopalnia może działać na podstawie dotychczasowej koncesji (wydanej w horyzoncie 2044 r.). PGE GiEK S.A. przekonuje też, że wcześniejsza koncesja do 2026 r. została wydana prawidłowo (PGE GiEK, 2024d).



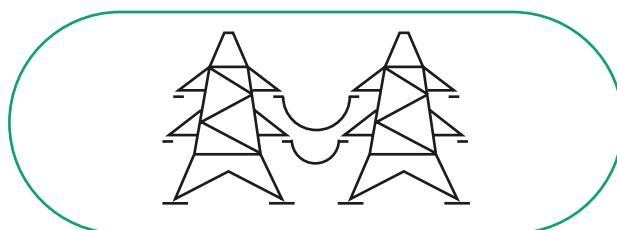


Opisane kontrowersje prawne dotyczące koncesji stanowią problem równoległy wobec rozważań na temat stopnia niezbędności elektrowni w polskim systemie elektroenergetycznym. Dotychczasowe działania organów administracji publicznej oraz PGE GiEK doprowadziły jednak do sytuacji, w której kompleks energetyczny w Turowie narażony jest na ryzyko prawnego zobowiązania do zaprzestania działalności. Nastąpiło to już w okresie od września 2021 r. do lutego 2022 r. w wyniku decyzji Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej o zastosowaniu tzw. środka tymczasowego podczas rozpatrywania skargi złożonej przez Republikę Czeską (Ogrodnik i Zaniewicz, 2022), również w kontekście przedłużenia koncesji do 2026 r.

Wtedy Polska nie wstrzymała działalności Turowa, co doprowadziło do nałożenia kar finansowych. Wykonanie decyzji byłoby według ówczesnego prezesa PSE „nieakceptowalne” z perspektywy stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (Energetyka24, 2021).

Oznacza to jednak, że bezpieczeństwo energetyczne kraju wymaga m.in. zarządzania ryzykiem prawnym obciążającym kompleks w Turowie, w tym poprzez opracowanie realistycznego, zgodnego z uwarunkowaniami polityki klimatycznej scenariusza odstawienia bloków i wygaszenia odkrywki na długo przed jej wyczerpaniem w połowie lat 40.

Spór z Czechami został rozwiązany w wyniku porozumienia w lutym 2022 r. Również w drodze dialogu rząd Polski powinien odpowiedzieć na oczekiwania lokalnych społeczności oraz organizacji społecznych domagających się jasnego planu odejścia od węgla oraz przygotowania odpowiedniego wsparcia dla społeczności regionu zgodnie z zasadami sprawiedliwej transformacji.



# 4. Przyszłość węgla brunatnego w scenariuszach Instrat

**Decyzje dotyczące przyszłości polskiej energetyki muszą opierać się na pogłębionych analizach ilościowych.** Model PyPSA-PL to rozwijany przez Instrat model optymalizacyjny działania polskiego systemu energetycznego, który umożliwia analizę ścieżek rozwoju naszego mixu energetycznego. Model pozwala na identyfikację najbardziej efektywnych kosztowo scenariuszy oraz badanie ich wariantów i wewnętrznych uwarunkowań.

Na podstawowym poziomie model pozwala odpowiedzieć na pytanie: jak najtaniej pokryć potrzeby energetyczne kraju przy danych założeniach cenowych i technicznych? Do zalet naszego modelu należy m.in. symulacja całego roku pracy systemu energetycznego godzina po godzinie oraz uwzględnienie integracji sektorów gospodarki, m.in. postępującej elektryfikacji ciepłownictwa czy transportu.

Do tej pory wykorzystaliśmy model m.in. do analizy skutków szybszego rozwoju OZE, badania konsekwencji niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego oraz oceny jego optymalnych ścieżek rozwoju w perspektywie 2040 r. Szczegółowe informacje na temat metodologii zostały przedstawione w pogłębionych raportach, w tym w tekście *Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.* (Kubiczek i in., 2023) oraz *Trzy dekady wyzwiań. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.* (Kubiczek i Smoleń, 2024).

**Tego typu narzędzia wykorzystywane są także do badania przyszłych potrzeb kraju w zakresie mocy dyspozycyjnych.** Także do prognoz potrzeb przedstawianych w rządowych dokumentach strategicznych. Instrat od dłuższego czasu zwraca uwagę na konieczność pogłębienia tych analiz oraz poprawy ich transparentności. Krajowe strategie energetyczne stanowią podstawę dla szerokich zmian legislacyjnych oraz alokacji miliardowych środków. Choć rola elektrowni konwencjonalnych ulegnie nieuchronnej marginalizacji, efektywny przebieg tego procesu wymaga odpowiedniego planowania i ustalenia priorytetów.

**Niezależne analizy oparte na modelach optymalizacyjnych ukazują korzyści płynące z szybkiego odejścia od masowej produkcji energii elektrycznej z węgla.** W scenariuszu ambitnej transformacji Instrat udział węgla w polskim mixie spada poniżej 10% już w perspektywie 2030 r. Analiza BloombergNEF *Poland Power Transition Outlook 2023* wskazuje na minimalizację roli sektora w tej samej perspektywie (Aminoff, 2023). Analogiczne wnioski zawiera raport Clean Air Task Force *Decarbonising Poland's Power System: A Scenario-Based Evaluation* (Spokas i Qvist, 2024).

Należy jednak wskazać na pewne ograniczenia takich analiz. Przede wszystkim uwzględniają one możliwość znacznego przyspieszenia rozbudowy mocy OZE. Jest to bez wątplenia właściwy kierunek, jednak szczególnie w perspektywie 2030 r., musimy liczyć się również ze skutkami dotychczasowych zaniedbań (np. zasada 10H).

Drugie bardzo ważne zastrzeżenie dotyczy przejściowej roli gazu ziemnego. Ze względu na ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, **w scenariuszach przygotowanych przez BNEF czy CATF gaz ziemny niemal w całości wypiera węgiel z polskiego miks energetycznego.** Ogólne emisje CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce maleją, a zużycie gazu, po okresie wzrostu, szybko spada w latach 30. Praktyczna realizacja takiej drogi wiązałaby się jednak z istotnymi ryzykami społeczno-politycznymi. Z tego powodu, szczególnie podczas myślenia w horyzoncie 2030 r., zasadne jest analizowanie mniej optymalnych ścieżek wolniejszego rozwoju OZE oraz ograniczenia roli gazu w okresie przejściowym – stanowi to jedno z zagadnień poruszanych w raporcie *Trzy dekady wyzwań* (Kubiczek i Smoleń, 2024).

## 4.1. Modelowanie przyszłości węgla brunatnego

W tej części raportu przedstawiamy wyniki naszych analiz dotyczących roli węgla brunatnego i pośrednio kompleksu energetycznego w Turowie w polskim miksie energii. Należy jednak zacząć od kilku uwag metodologicznych.

**Analizy ścieżek transformacji systemu elektroenergetycznego zawierają wyniki dotyczące zagregowanych mocy w danej technologii.** My także, analogicznie do strategii rządowych, nie schodzimy na poziom pojedynczych bloków – cały węgiel brunatny jest liczony razem. Należy również pamiętać, że strategie wskazują na opłacalność utrzymania poszczególnych mocy z perspektywy całego systemu energetycznego, a nie ich właściciela, działającego w określonej strukturze rynku energii, rynku mocy, oraz różnego rodzaju instrumentów wsparcia. Model może więc zalecać odejście od pewnych technologii, nawet jeżeli w praktyce rynkowej są one rentowne, np. ze względu na hojne państwowe dopłaty. Wyniki analiz modelarskich są więc sygnałem nie tyle dla inwestorów, ile dla państwa, które powinno kształtować rynek energii z myślą o dostarczaniu odbiorcom możliwie taniej, czystej energii elektrycznej.

**Modele stanowią pewne przybliżenie rzeczywistości i nie obejmują w związku z tym całej specyfiki funkcjonowania KSE.** Odwołując się do aspektów wskazanych w rozdziale 2, model PyPSA-PL uwzględnia uwarunkowania związane z ekonomiką produkcji oraz wystarczalnością mocy dyspozycyjnych. W dużym uproszczeniu uwzględniamy wymogi związane z utrzymaniem parametrów pracy systemu elektroenergetycznego, natomiast nie uwzględniamy wymogów związanych z lokalnym bilansowaniem sieci elektroenergetycznej. Jak jednak wskazujemy w drugim rozdziale, to te uwzględniane w modelu aspekty wpłyną na ewentualną konieczność zachowania Turowa w KSE, szczególnie w perspektywie lat 30.

**Nasze modelowanie przyszłości węgla brunatnego uwzględnia związek elektrowni z kopalnią.** Ramka 1 przedstawia założenia tego nowego elementu naszej metodologii. Wprowadzone zmiany przekładają się na zwiększenie udziału kosztów stałych w modelowanych kosztach produkcji energii z węgla brunatnego.



### **Ramka 1. Modelowanie węgla brunatnego – rola kosztów stałych kompleksu**

Na koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowniach spalających gaz czy węgiel kamienny mają wpływ następujące czynniki:

- koszt stały utrzymania elektrowni,
- koszt amortyzacji CAPEX (nakłady inwestycyjne w przypadku nowych inwestycji),
- koszt paliwa (w przeliczeniu na jednostkę energii),
- sprawność generacji,
- emisyjność paliwa (CO<sub>2</sub>),
- koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- dodatkowy zmienny koszt produkcji.

W przypadku ściśle połączonej z odkrywką elektrowni na węgiel brunatny, ponoszony przez elektrownię koszt paliwa musi pokryć koszty stałe i zmienne funkcjonowania odkrywki (Gawlik i Kasztelewicz, 2005). W modelu koszty stałe są niezależne od wielkości wydobycia. Przykładami takich kosztów mogą być m.in. pompowanie wody celem osuszania wyrobiska, wynagrodzenia dla pracowników, podatki i opłaty lokalne czy amortyzacja. Natomiast koszty zmienne (np. zużycie materiałów i energii czy usługi zewnętrzne) są w modelu liniowo zależne od wielkości wydobycia.

Uwzględniamy tę specyfikę w nowej iteracji modelu PyPSA-PL<sup>22</sup>. Na całkowity koszt energii z węgla brunatnego składają się więc teraz koszty stałe (koszt utrzymania elektrowni oraz koszt utrzymania odkrywki) oraz koszty zmienne (zależne od zmiennej ceny wydobycia węgla brunatnego, sprawności generacji, dodatkowych zmiennych kosztów elektrowni, emisyjności paliwa i cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>)<sup>23</sup>.

W porównaniu do wcześniejszego podejścia, wzrasta udział kosztów stałych, natomiast spadają zmienne koszty paliwa<sup>24</sup>.

22 Zbliżone podejście, uwzględniające koszty stałe związane z funkcjonowaniem kompleksów węgla brunatnego, znalazło się w opublikowanej przez PSE w listopadzie 2024 r. *Ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025-2040* (PSE, 2024 c). Dokument nie omawia jednak szczegółowych założeń cenowych oraz wyników dla poszczególnych jednostek czy też węgla brunatnego ogółem.

23 Szacowania wartości tych parametrów dla niemieckich kopalni znajdują się w (Jones, 2019).

24 Przykładowo analiza wykonana dla Kopalni Węgla Brunatnego Konin wskazała na 73% udziału kosztów stałych w strukturze kosztów kopalni w 2003 r. (Gawlik i Kasztelewicz, 2005).

Elektrownia na węgiel brunatny została tym samym mocniej odróżniona od elektrowni gazowych, w przypadku których podstawowy koszt to właśnie koszt zmienny (paliwa i emisji) oraz ewentualny koszt budowy. Elektrownie na węgiel kamienny znajdują się pomiędzy tymi skrajnościami. Skutki tej zmiany zostały opisane dalej.

Różnice pomiędzy technologiami maleją z czasem na skutek rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które znacząco podnoszą zmienne koszty generacji. W wyniku tego trendu kompleks węgla brunatnego staje się przedsięwzięciem o wysokich kosztach stałych oraz wysokich kosztach zmiennych, niekonkurencyjnym wobec innych źródeł energii elektrycznej.

## 4.2. Wyniki modelowania

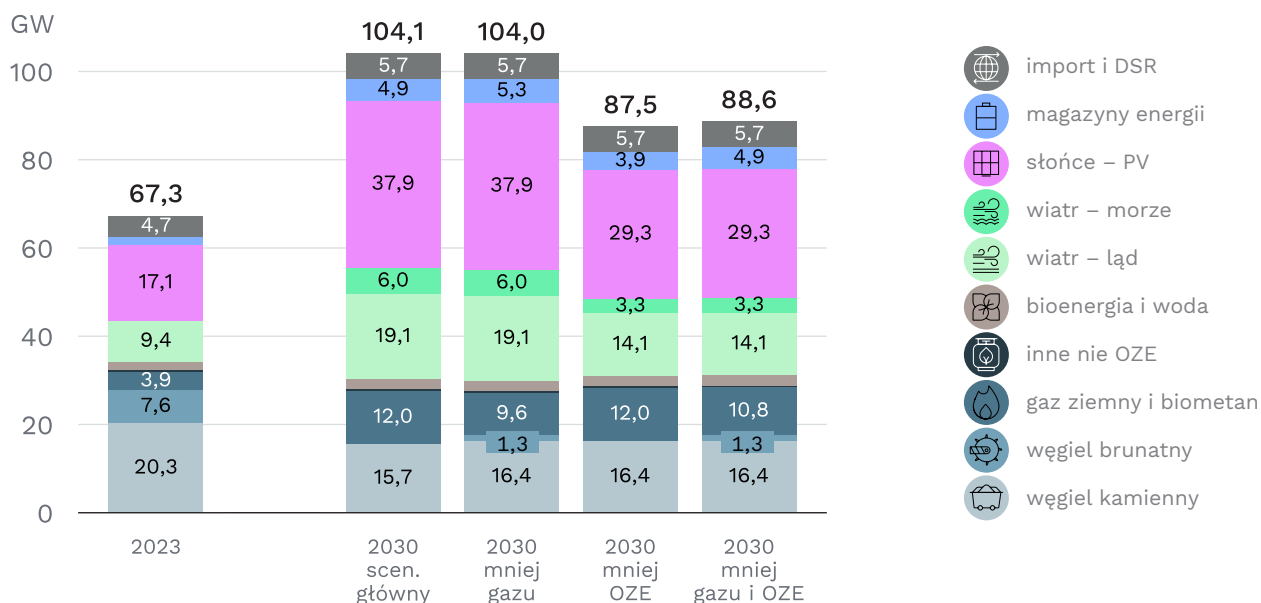
### 4.2.1. Węgiel brunatny w optymalnych kosztowo scenariuszach transformacji

Jaka może być rola węgla brunatnego w 2030 r. w polskim systemie elektroenergetycznym? Przedstawiamy wyniki w zakresie mocy zainstalowanych oraz struktury produkcji energii elektrycznej w pięciu wariantach scenariuszowych. Cztery pierwsze warianty zostały szczegółowo omówione w raporcie *Instrat Trzy dekady wyzwania* (Kubiczek i Smoleń, 2024). Ich kluczowe założenia są następujące:

- 1 Scenariusz główny** – to scenariusz ambitnej transformacji, zakłada znaczne przyspieszenie rozwoju OZE, co wymagałoby m.in. natychmiastowej poprawy otoczenia regulacyjnego energetyki wiatrowej.
- 2 Wariant ograniczonego zużycia gazu** (mniej gazu) – to wariant scenariusza głównego zakładający, że zużycie gazu ziemnego nie może przekroczyć 23 mld m<sup>3</sup> w okresie przejściowym (2030 r.), np. w wyniku technicznych barier dla importu dodatkowych wolumenów lub hipotetycznej państwowej interwencji (w tym dodatkowej ochrony dla energetyki węglowej).
- 3 Wariant opóźnionego rozwoju OZE** (mniej OZE) – wariant bardziej zbliżony do obecnej trajektorii rozwoju lądowych i morskich farm wiatrowych, a w niedalekiej przyszłości także słonecznych.
- 4 Wariant ograniczonego gazu i opóźnionego rozwoju OZE** (mniej gazu i OZE) – to połączenie ograniczeń wariantu mniej gazu i wariantu mniej OZE.
- 5 Wariant utrzymania mocy elektrowni na węgiel brunatny** (więcej WB) – ambitny rozwój OZE niepołączony z ograniczaniem gazu przy założeniu, że bloki na węgiel brunatny podążają ścieżką wyłączeń zaplanowaną przez spółki.

## WYKRES 6. Moce zainstalowane w elektroenergetyce w 2023 i 2030 r. (GW) – scenariusz główny i warianty poboczne

Moc elektrowni na węgiel brunatny drastycznie spada we wszystkich wariantach scenariuszy, na 2030 r.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych. Wartości za 2023 r. na podstawie danych ARE i oszacowań Instrat. DSR to usługa redukcji poboru energii elektrycznej przez jej odbiorców.



W wyniku optymalizacji kosztowej moc zainstalowana w elektrowniach na węgiel brunatny drastycznie maleje do 2030 r. we wszystkich wariantach scenariusza głównego.

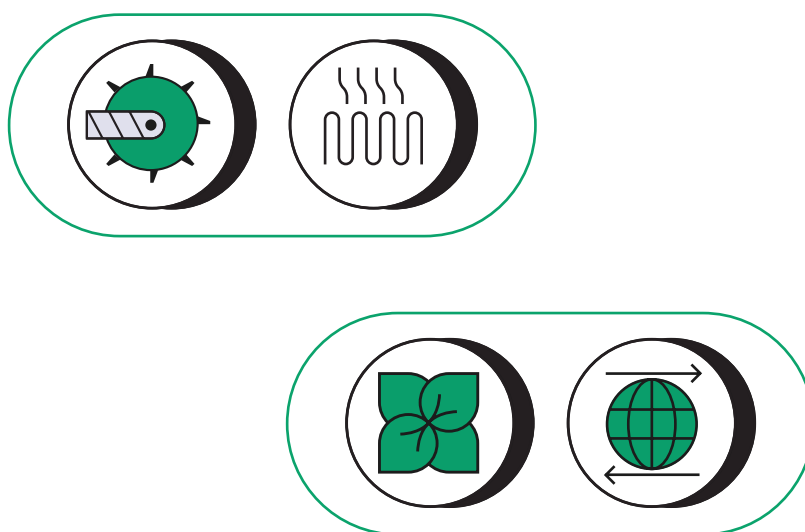
**W wariantach nieograniczających roli gazu ziemnego węgiel brunatny znika z mixsu energetycznego.** Zastępują go nowe moce OZE oraz elektrownie gazowe. Utrzymuje się natomiast ok. 16 GW elektrowni na węgiel kamienny, jednak poziom ich wykorzystania jest wielokrotnie niższy od jednostek gazowych, które są w stanie produkować prąd taniej dzięki niższej emisyjności. Bloki węglowe mają charakter szczytowo-sezonowy, odpowiadając na wyzwania związane z pokryciem wysokiego zapotrzebowania rezydualnego w bezwietrzne zimowe wieczory, w sytuacji postępującej elektryfikacji ogrzewnictwa. Utrzymanie obu kompleksów węgla brunatnego do pracy w tym profilu jest droższe ze względu na wysokie koszty stałe.

**W wariantach ograniczających rolę gazu ziemnego węgiel brunatny stanowi część optymalnego mixu energetycznego jeszcze ok. 2030 r.** Zainstalowana moc znacznie spada (do 1,3 GW), co odpowiada sumie mocy najnowszych bloków w Turowie i Bełchatowie bądź kilku blokom w samym Turowie. Zamknięciu lub ograniczeniu wydobycia podlegają odkrywki. Stopień wykorzystania tych mocy jest jednak znaczący – w skali roku odpowiadają one za 7,7 TWh w scenariuszu ograniczonego gazu oraz 8,9 TWh w scenariuszu ograniczonego gazu i opóźnionego rozwoju OZE. W tym drugim wariantcie, jeszcze w 2030 r., węgiel brunatny odpowiada za 15% emisji z polskiej elektroenergetyki. Natomiast również w tych ścieżkach transformacji, historia węgla brunatnego dobiega końca do 2035 r. Należy podkreślić, że ograniczenie zużycia gazu ziemnego zgodnie z tymi wariantami wymagałoby wdrożenia nowych interwencji (Kubiczek i Smoleń, 2024).

#### 4.2.2. Analiza wariantowa – wymuszone utrzymanie mocy w węglu brunatnym

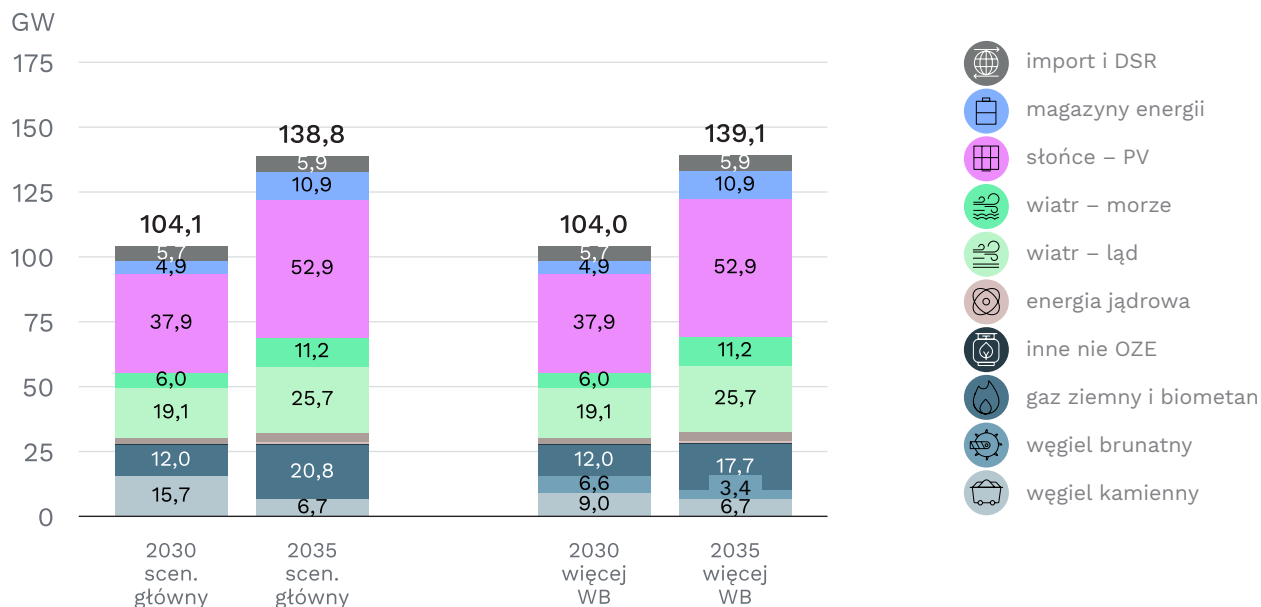
**Co się stanie, jeżeli Polska podejmie interwencję w celu utrzymania mocy w węglu brunatnym?** Czy pozwoliłoby to na znaczące zmniejszenie zużycia gazu ziemnego? Aby odpowiedzieć na to pytanie, przeanalizowaliśmy dodatkowy wariantowy scenariusz, w którym bloki na węgiel brunatny działają aż do deklarowanych obecnie dat wyłączeń zgromadzonych w naszej bazie danych o elektrowniach (Przedlacki i in., 2024).

Wykres 7 przedstawia strukturę mocy zainstalowanych, produkcji energii elektrycznej, oraz ceny energii w scenariuszu głównym oraz w scenariuszu głównym wraz ze wspomnianą modyfikacją. Dane podano dla 2030 oraz 2035 r.



## WYKRES 7. Moce zainstalowane w elektroenergetyce w latach 2030 i 2035 (GW) – scenariusz główny i wariant utrzymania mocy elektrowni na węgiel brunatny (więcej WB)

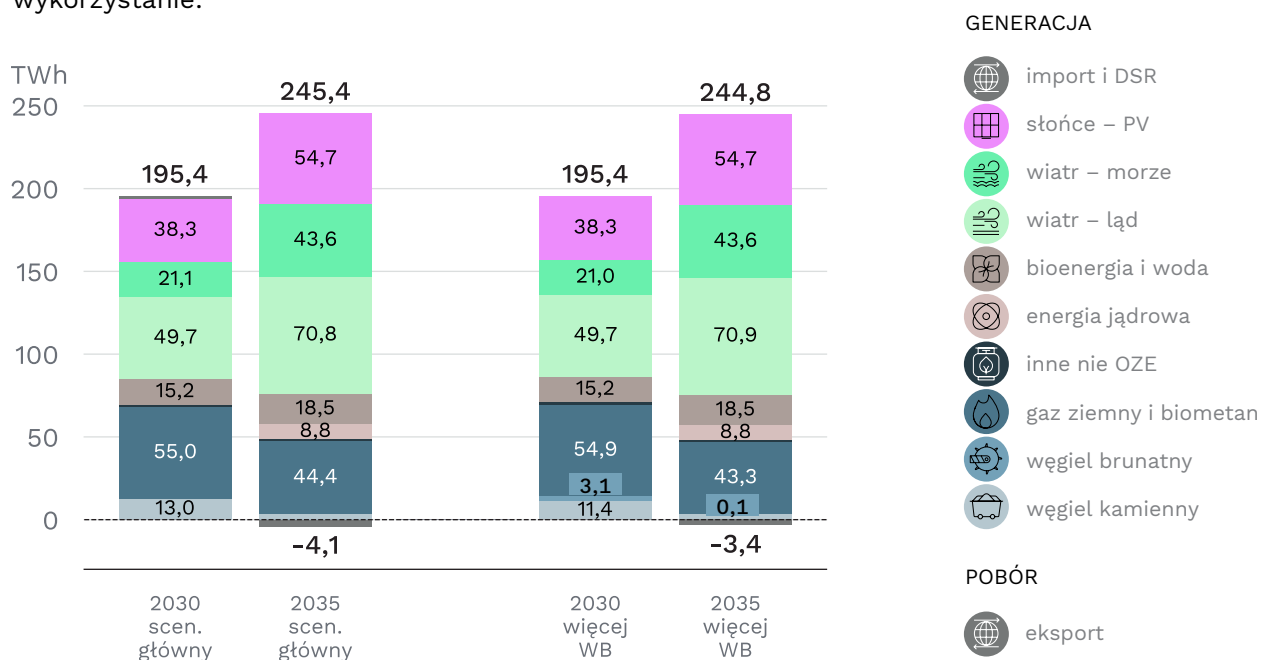
Wariant dłuższego utrzymania bloków na węgiel brunatny przekłada się w 2030 r. na wcześniejsze wyłączenie części bloków na węgiel kamienny.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano moce netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych.

## WYKRES 8. Produkcja energii elektrycznej w latach 2030 i 2035 (TWh) – scenariusz główny i wariant utrzymania mocy elektrowni na węgiel brunatny (więcej WB)

Hipotetyczne dłuższe utrzymanie bloków na węgiel brunatny nie przekłada się na ich znaczące wykorzystanie.

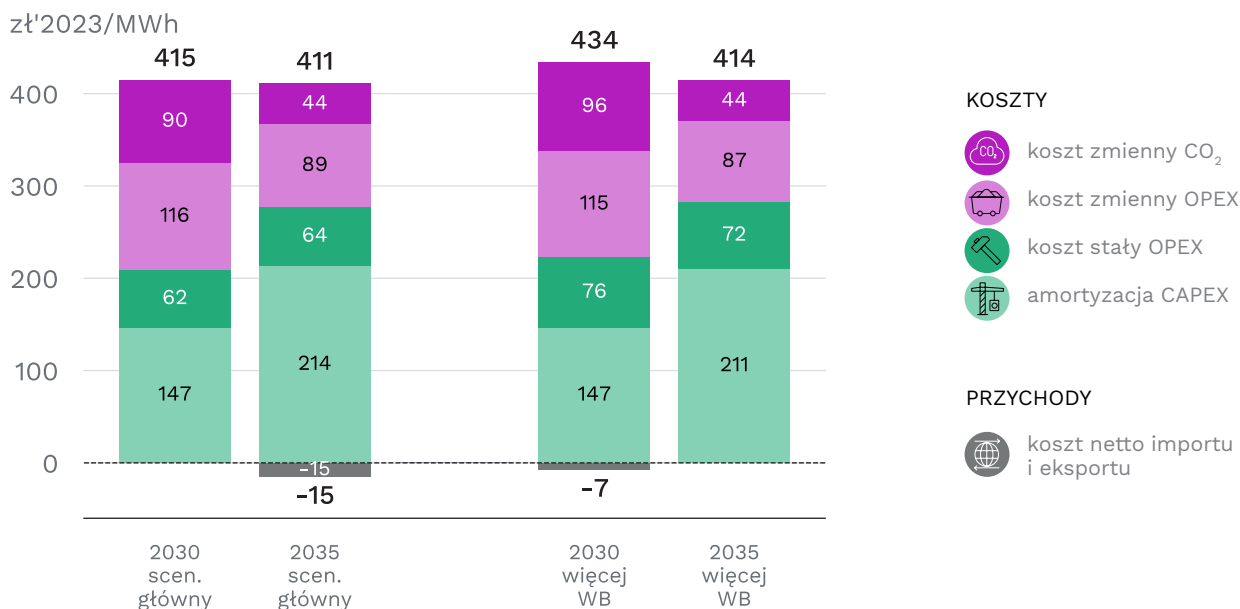


Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Podano produkcję netto, tj. bez uwzględnienia potrzeb własnych elektrowni ciepłych.



## WYKRES 9. Uśredniony jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w roku 2030 i 2035 (zł'2023/MWh) – scenariusz główny i wariant utrzymania mocy elektrowni na węgiel brunatny (więcej WB)

Dłuższe utrzymanie elektrowni na węgiel brunatny oznacza wyższy koszt produkcji energii w systemie elektroenergetycznym.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie wyników modelu optymalizacyjnego PyPSA-PL. Koszt dotyczy 1 MWh energii dostarczonej do odbiorcy, tj. jest powiększony o koszty strat sieciowych. Koszt produkcji uwzględnia koszty związane z działaniem magazynów energii, nie uwzględnia natomiast kosztów budowy i utrzymania infrastruktury sieciowej. CAPEX obejmuje inwestycje oddane do użytku po 2020 r. Koszt zmienny CO<sub>2</sub> uwzględnia w 2035 r. także przychód z technologii ujemnych emisji BECCS.

### Wyniki analizy wariantowej – wymuszone utrzymanie węgla brunatnego

- 1 Utrzymanie elektrowni na węgiel brunatny w tej skali byłoby możliwe jedynie w razie przyjęcia specjalnych subsydiów – nie tylko przedłużenia kontraktów mocowych dla elektrowni, ale też publicznych dopłat do działalności odkrywek węgla brunatnego.
- 2 Dłuższe utrzymanie mocy w węglu brunatnym nie przekreśla zasadności budowy nowych dużych mocy gazowych<sup>25</sup>. Przekłada się natomiast na możliwość wcześniejszego zamknięcia części bloków na węgiel kamienny.

<sup>25</sup> Różnica pojawia się w 2035 r., gdy wymuszone utrzymanie 3,4 GW węgla brunatnego zmniejsza zapotrzebowanie na szczytowe moce gazowe o 3,1 GW.

3

Ze względu na ceny emisji EU ETS moce na węgiel brunatny pracują w minimalnym zakresie jako źródła szczytowe i sezonowe – węgiel wciąż przegrywa w tzw. merit order z gazem ziemnym. W roku 2030 6,6 GW mocy w Turowie i Bełchatowie produkuje zaledwie 3,1 TWh energii elektrycznej (wykorzystanie mocy na poziomie 5%), a w 2035 r. ostatnie 3,4 GW już tylko 0,1 TWh. Scenariusz wariantowy przypomina, z pięcioletnim przesunięciem, wyniki z nowych rządowych prognoz omówionych w rozdziale 3 – utrzymane są moce, ale przy skrajnie niskim wykorzystaniu. Ewentualne dodatkowe uruchomienie bloków Turowa, np. z przyczyn technicznych związanych ze stabilizacją parametrów pracy KSE (wskazanych w rozdziale 2) przyczynia się do dalszego wzrostu emisji oraz cen energii dla odbiorców.

4

Jednostkowy systemowy koszt produkcji energii w 2030 r. rośnie – dzieje się tak ze względu na koszty stałe (spłacone np. poprzez mechanizmy mocowe) oraz koszty dodatkowych emisji. Różnica maleje w perspektywie 2035 r.

Choć perspektywa przedłużenia obecności węgla brunatnego w KSE do 2035 r. w celu częściowego ograniczenia rozbudowy mocy gazowych może brzmieć korzystnie z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego oraz ryzyka wystąpienia tzw. aktywów osieroconych, rozwiązanie to ma jednak znaczące wady.

1

**Wbrew pozorom utrzymanie mocy na węgiel brunatny nie zmniejsza zużycia gazu ziemnego** – gaz spalany jest głównie w efektywnych elektrowniach CCGT działających bardziej w podstawie systemu elektroenergetycznego. Bloki na węgiel brunatny zastępują jedynie rzadko uruchamiane moce sezonowe czy szczytowe. Nowe moce dyspozycyjne, o coraz bardziej szczytowym charakterze, i tak będą potrzebne w perspektywie 2040 r. i późniejszej. W wariantcie zachowującym dłużej węgiel brunatny, szczytowe gazówki po prostu budują się później. Być może jednak do tego czasu rozwiną się alternatywne opcje technologiczne, a także sektor biometanu, zmniejszając ślad ekologiczny pracy elektrowni gazowych.

2

**W praktyce elektrownie na węgiel brunatny mają zupełnie inną specyfikę pracy niż szczytowe elektrownie gazowe.** Utrzymując bloki węglowe, ryzykujemy, że zostaniemy z mocami dyspozycyjnymi, ale zupełnie niedostosowanymi do wymogów KSE drugiej połowy lat 30. Wycena kosztów niższej elastyczności pracy bloków węglowych (takich jak dłuższy czas przywołania, minima techniczne) względem nowoczesnych gazowych źródeł szczytowych wykracza jednak poza możliwości naszej analizy.

### 4.2.3. Rządowe scenariusze budzą poważne wątpliwości

**Rządowa analiza dotycząca przyszłości Turowa musi opierać się na dokładnych danych technicznych, które nie są dla nas dostępne.** W szczególności niezbędne jest określenie trajektorii kosztów wydobycia w sytuacji malejącej konkurencyjności energii elektrycznej z węgla brunatnego, a także zbadanie przydatności bloków na węgiel brunatny z perspektywy zmieniających się potrzeb KSE. Niemniej, na podstawie analizy, można pokusić się o następujące wnioski:

- 1 Konkurencyjność prądu z węgla brunatnego przeminie najpóźniej w pierwszej połowie lat 30.** Przyczyną tego będą szybki rozwój OZE oraz rosnące ceny uprawnień ETS. Skala wydobycia węgla w Turowie gwałtownie spadnie jeszcze przed 2030 r., nawet jeżeli część tamtejszych bloków energetycznych pozostanie jeszcze w systemie. Na tempo transformacji rzutują skutki wcześniejszych zaniedbań w zakresie polityki energetycznej.
- 2 Koncepcje utrzymania pracy kompleksu w Turowie w podstawie, aż do zastąpienia ich przez nowe jądrowe, mijają się z realiami rynkowymi.** Moce jądrowe na istotną skalę wejdą do systemu w perspektywie 2040 r. Tymczasem węgiel brunatny zostanie przynajmniej dekadę wcześniej wyparty z podstawy systemu przez tańsze, mniej emisyjne źródła. Jako źródło rezerwowe Turów będzie podlegał presji bloków energetycznych wykorzystujących gaz ziemny (w tym biometan), węgiel kamienny, biomasę czy biogaz.
- 3 Aby odstawić elektrownie na węgiel brunatny, prócz szybkiego rozwoju OZE, konieczne jest choć częściowe zastąpienie ich przez nowe źródła dyspozycyjne** (przede wszystkim gazowe). Bez nowych źródeł dyspozycyjnych staniemy przed realnym ryzykiem konieczności wydłużenia okresu funkcjonowania kompleksu energetycznego w Turowie nawet do 2035 r., co będzie niekorzystne dla lokalnego środowiska, emisyjności polskiej gospodarki, a także będzie wiązało się z niewspółmiernym kosztem finansowym (również ze względu na niskie przychody ze sprzedaży energii). Przejściowym rozwiązaniem może być przedłużenie funkcjonowania dodatkowych bloków na węgiel kamienny, które nie muszą ściśle współpracować z konkretną kopalnią. W przeciwnym razie Polsce grozi chroniczny deficyt mocy, negatywnie wpływający m.in. na perspektywy elektryfikacji ogrzewnictwa.
- 4 Przewidywany profil pracy elektrowni na węgiel brunatny musi być realistyczny technicznie.** Rządowe scenariusze, zakładające długoletnie utrzymanie elektrowni na węgiel brunatny jako rzadko uruchamianych źródeł sezonowych czy szczytowych, mogą różnić się z uwarunkowaniami funkcjonowania kompleksu węgla brunatnego. Zagadnienie to wymaga pogłębionych analiz w odniesieniu do konkretnych odkrywek węgla brunatnego w Polsce.

# 5. Monokultura gospodarcza – fakt czy złudzenie?

W tym rozdziale przedstawiamy społeczno-ekonomiczny kontekst transformacji regionu turoszowskiego. Pokazujemy, że sprawiedliwa transformacja może polegać na rozwinięciu gałęzi gospodarki leżących poza sektorem paliwowo-energetycznym. Ułatwieniem tego procesu będzie wykorzystanie unikatowych atutów regionu, takich jak lokalna dostępność terenów inwestycyjnych i infrastruktury energetycznej oraz położenie na styku granic trzech państw. Inwestycje realizowane przez duże przedsiębiorstwa umożliwią natomiast złagodzenie negatywnych skutków społecznych transformacji.

## 5.1. Lokalna gospodarka i rynek pracy

### 5.1.1. Powiat zgorzelecki – wybrane wskaźniki aktywności gospodarczej

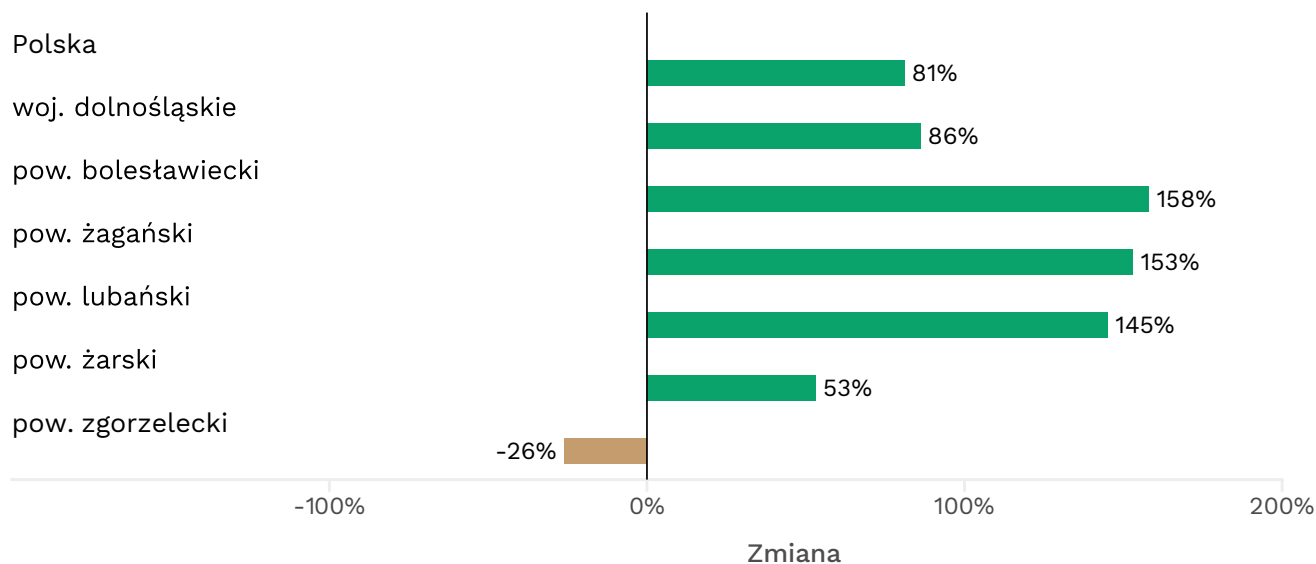
**Rola kompleksu w Turowie jako źródła rozwoju gospodarczego i miejsc pracy była istotna w przeszłości.** Kopalnia i elektrownia w Turowie odgrywały kluczową rolę w gospodarce lokalnej, zapewniając miejsca pracy i stabilne dochody dla mieszkańców. Było to szczególnie istotne w okresie wysokiego bezrobocia w Polsce w latach 90. i w pierwszej dekadzie XXI w. Między innymi dzięki kompleksowi bezrobocie w powiecie utrzymywało się na niższym poziomie niż w innych powiatach regionu.

**Produkcja przemysłowa w powiecie zgorzeleckim spadła pomimo bardzo dobrej koniunktury gospodarczej.** Odzwierciedlają to dynamika produkcji sektora przetwórstwa przemysłowego oraz nowe inwestycje. Sytuacja powiatu zgorzeleckiego kontrastuje z innymi powiatami regionu, które wykazały szybki rozwój gospodarczy Polski. W powiatach żarskim, żagańskim, bolesławieckim i lubańskim miał miejsce realny wzrost produkcji przemysłowej w latach 2010–2022 sięgający od 53% do nawet 158%. W tym samym okresie powiat zgorzelecki odnotował spadek o 26% (GUS, 2024a). Jest to w dużej mierze związane z kryzysem hut szkła i powiązanego z nimi przemysłu w Pieńsku. W 2018 r. zamknięto fabrykę UniMould S.A. produkującą formy do automatów szklarskich. W tym okresie również lokalna Huta Szkła „Łużyce” borykała się z trudnościami technologicznymi.

## WYKRES 10. Zmiany w realnej produkcji przemysłowej\* w powiecie zgorzeleckim, sąsiadujących z nim powiatach, województwie i Polsce pomiędzy 2010 a 2022 r. (%)

Przemysł w powiecie zgorzeleckim traci na znaczeniu pomimo dobrej koniunktury gospodarczej w kraju i regionie.

0% – bez zmian 100% – dwukrotny wzrost



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego.

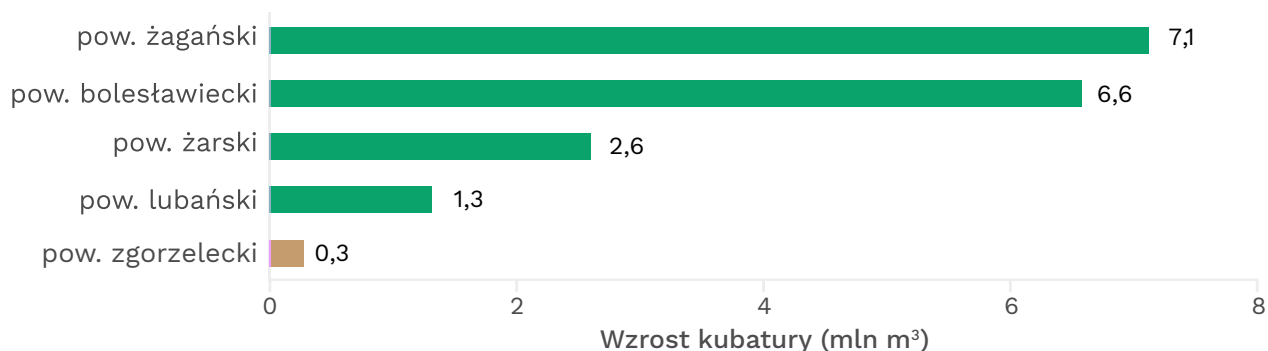
\*Realna produkcja przemysłowa – wartość sprzedaży w sektorze przemysłowym w cenach z 2010 r.

### Stagnację gospodarczą powiatu odzwierciedla wolniejszy przyrost kubatury budynków niemieszkalnych na tle województwa i sąsiednich powiatów.

Do budynków niemieszkalnych zalicza się budynki przemysłowe, centra logistyczne czy lokale usługowe. Powiat zgorzelecki zarejestrował najniższy wzrost zabudowy komercyjnej w regionie w latach 2008–2023, wynoszący ponad 0,3 mln m<sup>3</sup>, podczas gdy w sąsiednich powiatach kubatura budynków niemieszkalnych przyrosła od 1,3 do 7,1 mln m<sup>3</sup>.

## WYKRES 11. Wzrost kubatury budynków niemieszkalnych w powiecie zgorzeleckim i sąsiadujących z nim powiatach w latach 2008–2023 (mln m<sup>3</sup>)

Kubatura budynków niemieszkalnych w powiecie zgorzeleckim wzrasta wolniej niż w sąsiadujących powiatach.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego.

**Gospodarka powiatu zgorzeleckiego nie jest monokulturą gospodarczą.** Choć istotnymi gałęziami gospodarki są przemysł wydobywczy i energetyczny, w powiecie działają także branże logistyczna, energetyki odnawialnej i przetwórstwa przemysłowego. Do najważniejszych firm, obok PGE i firm zależnych, należą producent i dystrybutor owoców Citronex, Centrum Logistyczne ID Logistics oraz Centrum Operacyjne Hegelmann Hub. Ponadto wydzielono tereny inwestycyjne, które zostały włączone do Kamiennogórskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej jako Podstrefa Zgorzelec, z której skorzystało sześciu przedsiębiorców (małe i średnie przedsiębiorstwa [MŚP] mają tam ulgę w podatku CIT równą 45% wartości nakładów inwestycyjnych).

**Położenie Bogatyni będzie sprzyjać rozwojowi gospodarczemu.** Gmina Bogatynia znajduje się w obszarze funkcjonalnym zwanym Małym Trójkątem. To region transgraniczny obejmujący trzy miasta: Zittau (Żytawa) w Niemczech, Bogatynię w Polsce oraz Hrádek nad Nisou w Czechach. W obszarze tym dynamicznie rozwijają się części czeska i niemiecka, korzystając z synergii wynikającej z bliskości trzech różnych rynków. W Żytawie znajduje się kampus Uniwersytetu Zittau/Görlitz oraz filie instytutów badawczych, takich jak Fraunhofer Institute. Dodatkowo w regionie zlokalizowany jest przemysł, który współpracuje z głównymi producentami samochodów w Niemczech i Czechach, dostarczając im komponenty. Historycznie region był również centrum przemysłu tekstylnego, który obecnie specjalizuje się w produkcji tkanin technicznych. Bogatynia na razie nie odniosła sukcesów w pozyskiwaniu inwestorów. Będzie mogła jednak wykorzystać swój potencjał, kiedy wydzielona strefa przemysłowa zostanie wyposażona w infrastrukturę oraz lepsze połączenia drogowe, stając się atrakcyjnym miejscem lokowania zakładów podwykonawców większych przedsiębiorstw położonych w Czechach i Niemczech.

**MAPA 1. Odległość Bogatyni od większych ośrodków przemysłowych**



### 5.1.3. Lokalny rynek pracy

**W powiecie zgorzeleckim stopa bezrobocia jest niska.** Jest ona zbliżona do sąsiadujących powiatów (z wyjątkiem bolesławieckiego, gdzie jest niższa) i nie odbiega od wskaźników w całym kraju. Jednym z powodów niskiego bezrobocia jest możliwość pracy w przygranicznych regionach w Niemczech i Czechach. W opinii Artura Bielińskiego (radiowroclaw.pl, 2024), starosta powiatu zgorzeleckiego, ok. 12 tys. mieszkańców powiatu pracuje w Niemczech.

**W powiecie występuje wiele zawodów deficytowych.** Powiatowy Urząd Pracy w Zgorzelcu (2024) wskazuje na niedobór pracowników w zawodach technicznych i manualnych – operatorów i mechaników sprzętu do robót ziemnych, elektryków, spawaczy, czy mechaników i monterów maszyn oraz urządzeń. Rynek pracy jest chłonny, choć część ofert prawdopodobnie pochodzi z kompleksu turoszowskiego. Pracownicy odchodzący z kopalni i elektrowni będą mogli znaleźć pracę w regionie, ale może to od nich wymagać zmiany kwalifikacji zawodowych.

#### **WYKRES 12. Stopa bezrobocia w powiecie zgorzeleckim, sąsiadujących z nim powiatach, województwie i kraju w 2023 r. (%)**

Bezrobocie w powiecie zgorzeleckim jest zbliżone do średniej krajowej.

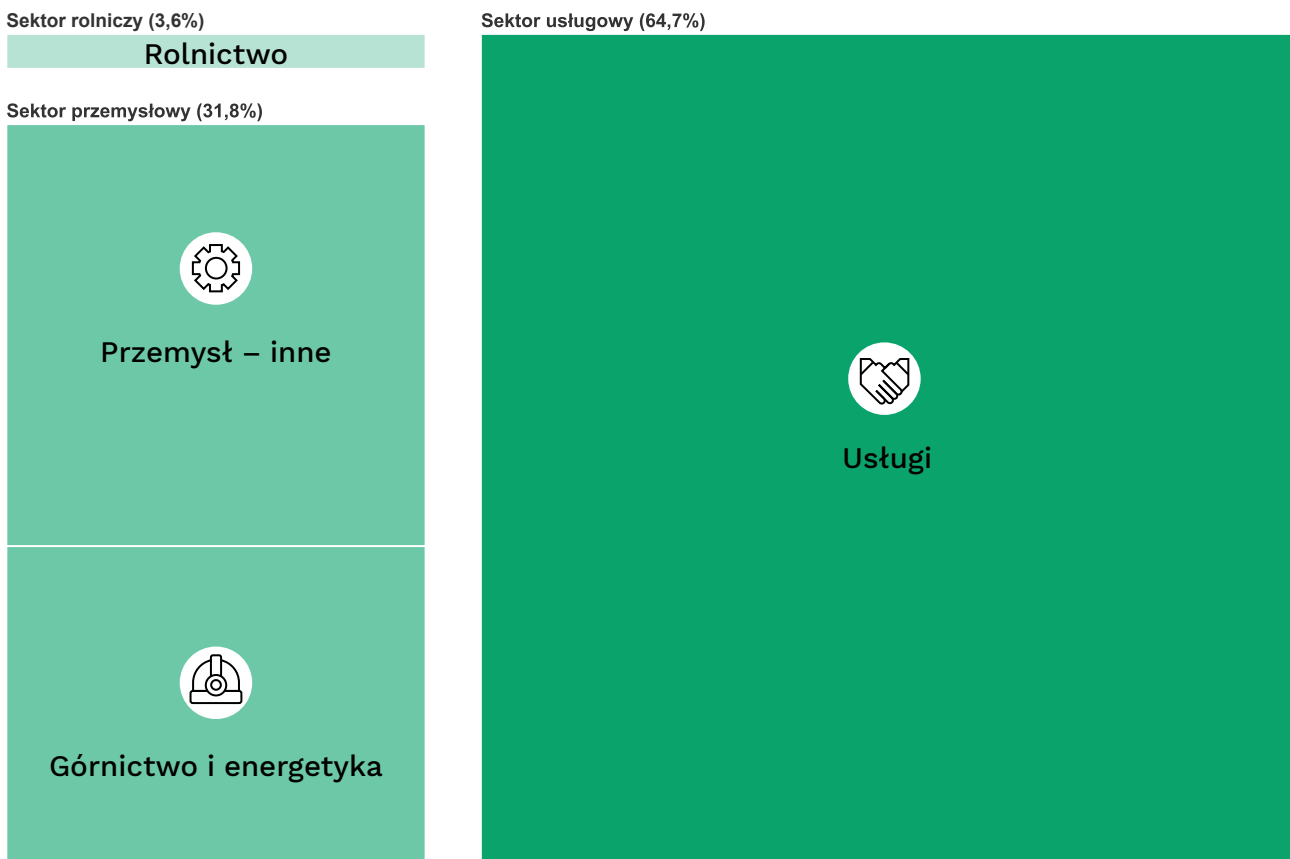


Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego.

**Rynek pracy powiatu zgorzeleckiego jest zróżnicowany.** Istotną rolę odgrywają usługi (65%), w tym ochrona zdrowia i opieka społeczna (8% zatrudnienia), edukacja (8%), transport (7%) oraz handel (17%) (GUS, 2024a). Przetwórstwo przemysłowe zatrudnia 18,2% osób pracujących w regionie, co jest poziomem niższym niż w okolicznych powiatach oraz nieznacznie niższym niż w przypadku powiatu bełchatowskiego (gdzie poziom ten wynosi 20%).

### WYKRES 13. Zatrudnienie w powiecie zgorzeleckim według sektorów PKD w 2022 r.

W powiecie zgorzeleckim dominuje zatrudnienie w usługach.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego.

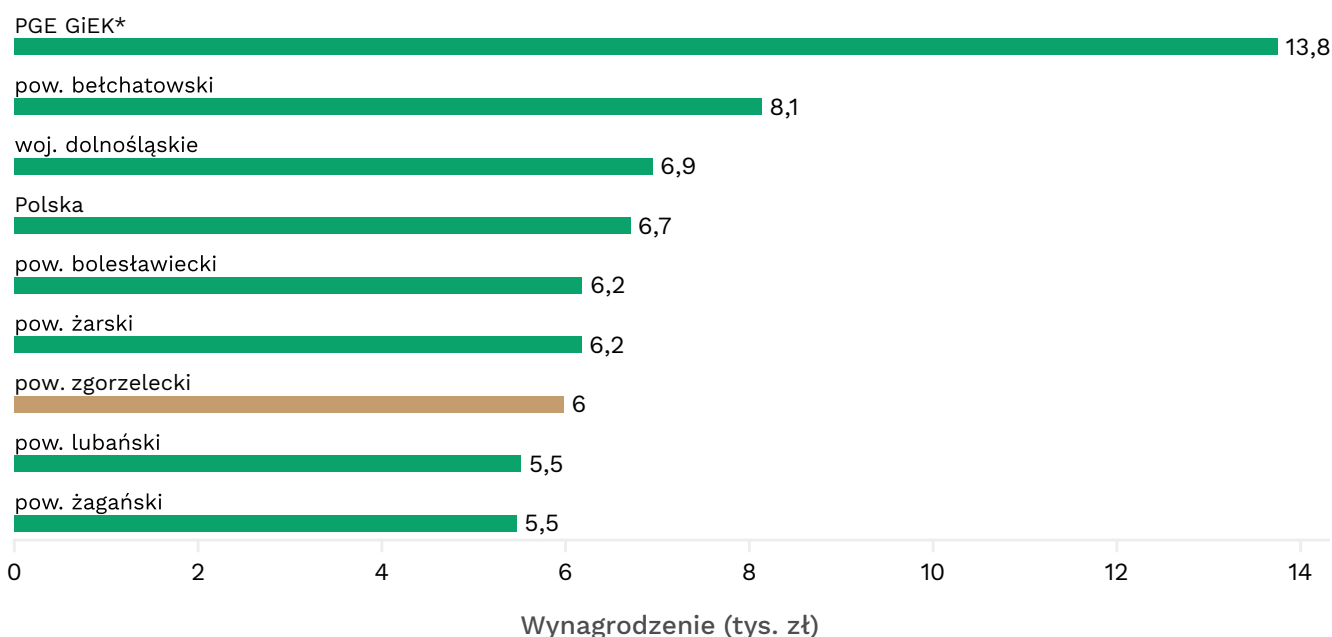


**Udział osób zatrudnionych w sektorze wydobywczym i produkcji energii w powiecie zgorzeleckim wynosi 13,6%** (GUS, 2024a). Wskaźnik ten nie mierzy jednak zatrudnienia pośredniego i zatrudnienia przy rekultywacji odkrywek. Według szacunków zawartych w TPST<sup>26</sup> dla powiatu zgorzeleckiego w górnictwie i energetyce oraz w powiązanych z nimi sektorach zatrudnionych jest blisko 6 tys. osób.

**Płace w powiecie zgorzeleckim są niższe od średniej krajowej i niektórych innych powiatów regionu.** Więcej zarabiają także pracownicy w powiecie bełchatowskim. Świadczy to o tym, że obecność elektrowni i kopalni w powiecie, pomimo wysokich przeciętnych wynagrodzeń w PGE GiEK, nie przekłada się na wyższe przeciętne wynagrodzenia w powiecie. W powiatach sąsiadujących z powiatem zgorzeleckim sytuacja jest zróżnicowana (powiaty bolesławiecki i żarski).

#### **WYKRES 14. Przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto w powiecie zgorzeleckim, sąsiadujących z nim powiatach, województwie i kraju w 2022 r. (tys. zł)**

Przeciętne wynagrodzenie w powiecie zgorzeleckim jest niższe niż w regionie i kraju.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego i sprawozdania finansowego jednostkowego PGE GiEK za 2022 r.

\*Średnie wynagrodzenie na pracownika w 2022 r. z uwzględnieniem ubezpieczeń społecznych, świadczeń emerytalnych oraz nagród jubileuszowych i deputatów.

26 TPST – terytorialny plan sprawiedliwej transformacji, dokument strategiczny zawierający diagnozę, cele, działania i narzędzia sprawiedliwej transformacji danego regionu węglowego. Zaakceptowanie regionalnego TPST przez Komisję Europejską jest warunkiem koniecznym uzyskania dotacji z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. Powiat zgorzelecki opracował TPST, ale nie został on zatwierdzony przez KE.

## 5.2. Rola PGE GiEK w gospodarce regionu

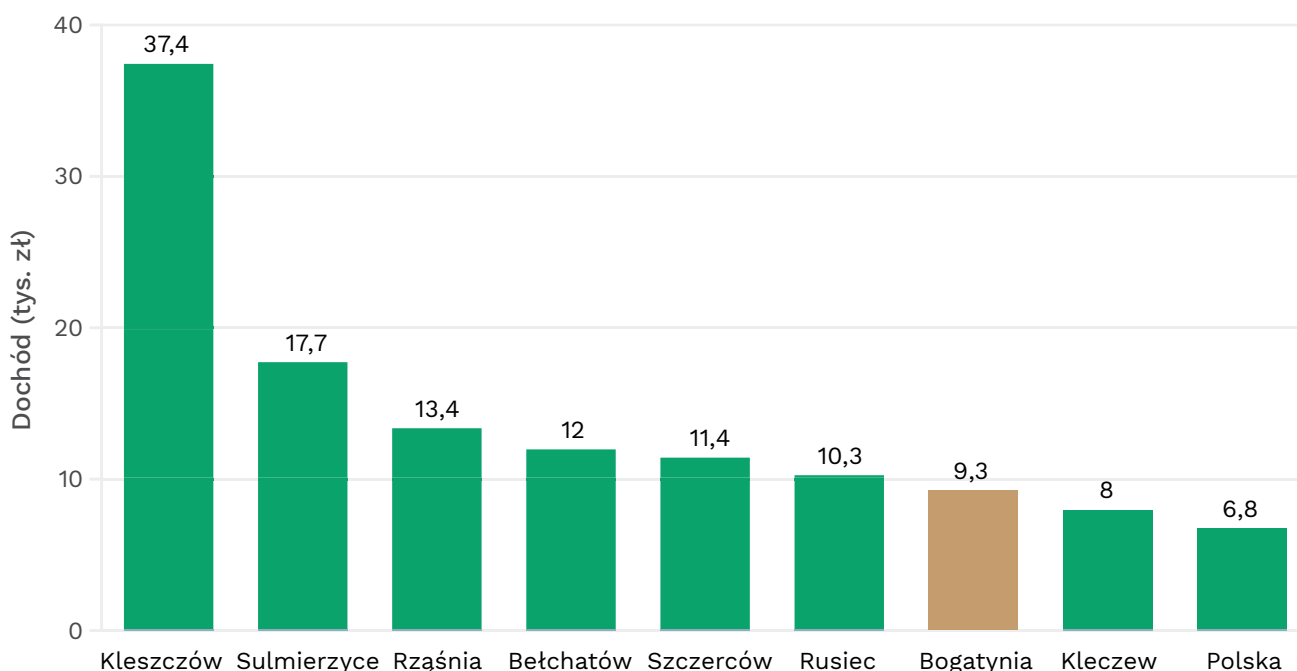
### 5.2.1. Wpływ PGE GiEK na dochody podatkowe samorządów

**Płatności z PGE GiEK są fundamentem budżetu Bogatyni.** Kompleks energetyczny płaci lokalne podatki i inne opłaty wynikające z przepisów prawa, w tym opłatę eksploatacyjną. Dla gminy Bogatynia wpływy z przemysłu węglowego stanowią 55% dochodów, co stawia ją w czołówce najbardziej uzależnionych od przemysłu węglowego gmin w Polsce (UMWD, 2022). W 2023 r. kwota płatności KWB Turów na rzecz Bogatyni wyniosła ok. 60 mln zł (PGE GiEK, 2023). Dochód gminy na mieszkańca w Gminie Bogatynia jest wyższy o 35% od przeciętnego dochodu dla całego kraju, ale niższy o 30% niż w Bełchatowie.

**Bez wpływów od PGE GiEK Bogatynia może spaść znacznie poniżej średniej dla Polski pod kątem dochodów gminy na mieszkańca.** Konieczne jest więc znalezienie alternatywnych źródeł dochodów. Obserwacja ta odnosi się też do powiatu. O ile dla wszystkich powiatów regionu można zaobserwować realny wzrost dochodów, to region zgorzelecki odznacza się ich najniższym wzrostem.

#### WYKRES 15. Dochód gminy na mieszkańca dla wybranych gmin węgla brunatnego i Polski w 2022 r. (tys. zł)

Dochód gminy na mieszkańca w gminie Bogatynia jest niższy niż w pozostałych gminach opartych na przemyśle węgla brunatnego.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego.

## 5.2.2. Zatrudnienie w PGE GiEK

**Kompleks w Turowie jest największym pracodawcą w regionie.** Kopalnia i Elektrownia Turów zatrudniały w 2023 r. ok. 3,6 tys. pracowników (w tym 2,4 tys. osób w kopalni i 1,2 tys. w elektrowni), z czego 2,4 tys. na stanowiskach robotniczych (PGE GiEK, 2024a). Według TPST dla regionu w 2019 r. 80% pracowników kompleksu Turów mieszkało w Bogatyni i Zgorzelcu (UMWD, 2022).

**Średni wiek pracownika PGE GiEK jest wyższy niż przeciętna i wynosi 48,5 lat w porównaniu do 42,7 lat w kraju** (PGE GiEK, 2024a; GUS, 2024b). W PGE GiEK osoby w przedziale wiekowym 51–60 lat stanowią 40% zatrudnionych, natomiast w kopalni i elektrowni Turów – 35%. Średni wiek pracowników produkcji w kopalni wynosi ok. 48 lat, natomiast w elektrowni – 46,5 lat (UMDW, 2022). Oznacza to, że ponad połowa pracowników osiągnie wiek emerytalny lub nabierze praw do emerytur lub urlopów górniczych i energetycznych do roku 2035. Brak szczegółowych danych dotyczących wieku pracowników kopalni i elektrowni uniemożliwia dokładne oszacowanie liczby osób zatrudnionych w kompleksie, utrudniając dokładne określenie liczby pracowników, którzy uzyskają te uprawnienia w kolejnych latach.

**Kompleks energetyczny w Turowie tworzy dodatkowe miejsca pracy poprzez współpracę z dostawcami usług.** Około 50 podmiotów działa jako dostawcy lub odbiorcy Elektrowni Turów, a blisko 60 kolejnych współpracuje z kopalnią. Podmioty powiązane z PGE GiEK S.A. to między innymi: BestGum Polska (naprawa i konserwacja metalowych wyrobów gotowych, maszyn i urządzeń w kompleksie Turów), Eltur-Serwis (usługi remontowe i modernizacyjne w Elektrowni Turów), Betrans (usługi transportowe), Elmen (usługi remontowo-budowlane w energetyce), MegaSerwis (obsługa porządkowa i gastronomia). Działalność tego typu firm zapewnia w powiecie zatrudnienie dla ok. 1,8 tys. osób (UMDW, 2022).

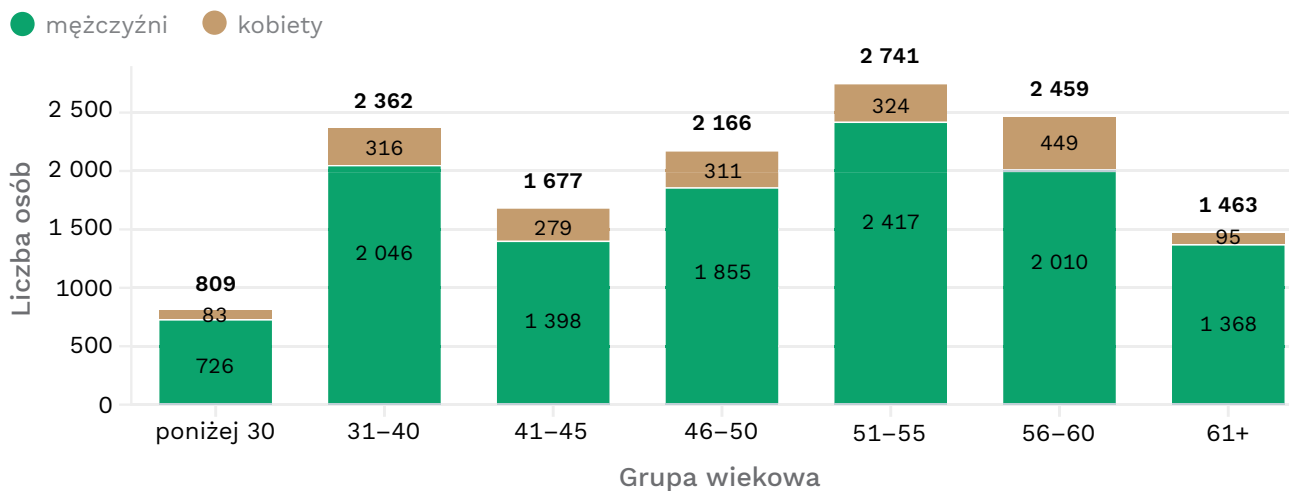
**Wysoki średni wiek pracowników pozwala na szerokie wykorzystanie osłon socjalnych.** Wygaszanie pracy kompleksu energetycznego będzie rozłożone na wiele lat. Jeszcze dłużej będzie rekultywowana odkrywka. Oznacza to, że większość pracowników nie będzie musiała szukać nowego pracodawcy, a będzie mogła skorzystać z rozwiązań wprowadzonych *Ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o osłonach socjalnych dla pracowników sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego*. Wprowadza ona:

- urlopy energetyczne i górnicze,
- jednorazowe odprawy pieniężne.

Pracownik uzyskuje prawo do urlopu na 4 lata przed osiągnięciem wieku emerytalnego, w tym czasie otrzymuje świadczenie socjalne w wysokości 80% wynagrodzenia liczonego tak jak dla urlopu wypoczynkowego. Pracownicy, którzy nie mogą uzyskać urlopu energetycznego/górniczego, mogą uzyskać odprawę w wysokości dwunastokrotności wynagrodzeń miesięcznych. W obu przypadkach pracownicy, którzy korzystają z tych świadczeń, nie mogą podejmować pracy w energetyce i górnictwie, ale mogą pracować w innych branżach.

## WYKRES 16. Struktura zatrudnienia w PGE GiEK według wieku i płci na koniec 2022 r.

W 2022 r. najliczniejszą grupą wiekową w PGE GiEK stanowiły osoby w wieku 51–55 lat.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych PGE GiEK.

Podano dane o zatrudnieniu w całej spółce PGE GiEK obejmujące zatrudnienie w kopalniach (Turów, Bełchatów), elektrowniach (Turów, Bełchatów, Dolna Odra, Opole, Rybnik) oraz centrali.

## Dwa filary działań na rzecz pracowników Grupy ZE PAK w Wielkopolsce Wschodniej



- W 2020 r. Grupa ZE PAK podjęła decyzję o zakończeniu działalności węglowej w związku z wyczerpaniem złóż, ale też ze względu na unijne regulacje związane z Europejskim Zielonym Ładem.
- Określono jasny harmonogram odchodzenia od węgla – daty zamknięcia odkrywek Józwin i Drzewce (2022 r.) oraz Tomiszewice (lata 2024–2030).
- Pracodawca wspólnie z 13 związkami zawodowymi podjął kilkuletni wysiłek na rzecz zabezpieczenia przyszłości pracowników i uzyskania finansowania.
- Dwa mechanizmy pomocy:
  - » „Droga do zatrudnienia po węglu” – program skierowany do 2,2 tys. osób, które pokrywa koszty zatrudnienia 150 tys. zł/osobę,
  - » ustawa ostonowa – czteroletnie urlopy energetyczne i górnicze oraz odprawy w wysokości dwunastokrotności wynagrodzenia.
- Warto odnotować, że ustawa ostonowa obejmuje również pracowników PGE.

Więcej informacji w publikacji ZE PAK (Woźny P. i in., 2024)

# 6. Co napędzi transformację gospodarczą Turowa?

Od 2004 r. Polska uzyskuje ogromne wsparcie z funduszy unijnych. Dotacje pomogły w modernizacji i rozbudowie infrastruktury, wzmocnieniu przedsiębiorstw, poprawie jakości usług publicznych. Jednak nadmierne koncentrowanie się na uzyskaniu preferencyjnych źródeł finansowania ma swoje minusy. Głównym ryzykiem jest podporządkowanie strategii rozwoju regionu dostępności unijnych dotacji. Może to doprowadzić do pominięcia możliwości, które są ważne dla regionu, a nie mogą być wspierane ze środków publicznych, głównie ze względu na unijne przepisy o pomocy publicznej. Dotyczy to również Funduszu Sprawiedliwej Transformacji i Funduszu Modernizacyjnego, które mogłyby być wykorzystane przez region turowski do finansowania sprawiedliwej transformacji.

## 6.1. Małe i średnie czy duże przedsiębiorstwa?

**Małe i średnie przedsiębiorstwa odgrywają bardzo ważną rolę w rozwoju gospodarczym kraju.** Wynika to z czynników, takich jak:

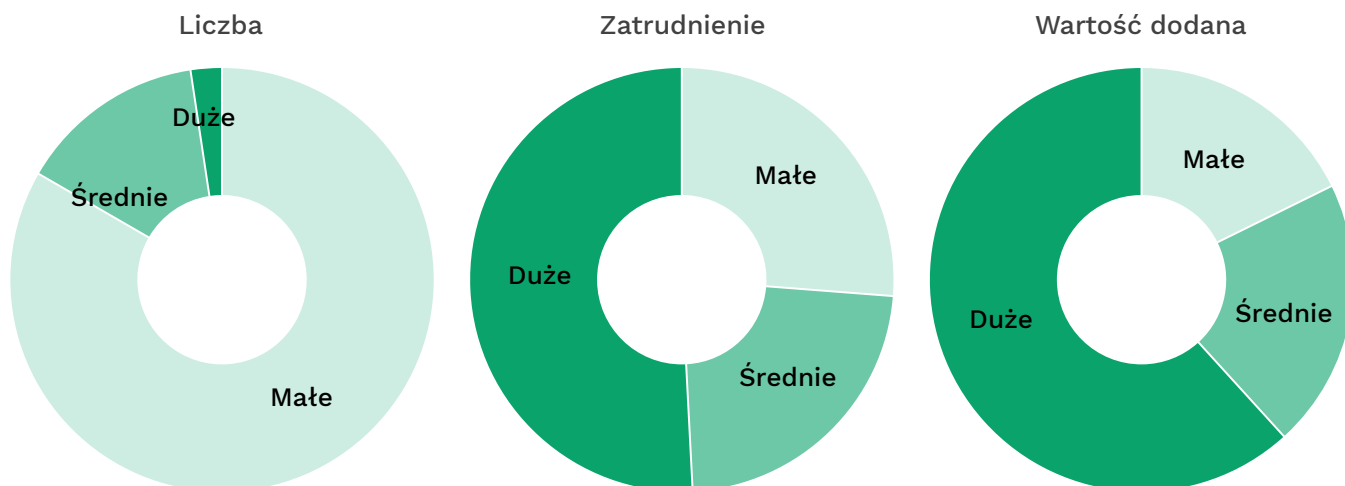
- tworzenie nowych miejsc pracy,
- szybki rozwój biznesu,
- zdolność do dostosowania się do zmieniających się warunków rynkowych,
- rozproszona lokalizacja (obecność we wszystkich gminach),
- zróżnicowany profil produkcji (redukcja ryzyka),
- budowanie kapitału społecznego.

**Z jakiego źródła wspierać MŚP?** Ta klasa podmiotów gospodarczych ma dostęp do finansowania z wielu funduszy unijnych, również w obecnej perspektywie finansowej. Dodatkowy budżet z FST w niewielkim stopniu zmieni ich pozycję biznesową. Lepiej potraktować FST jako komplementarne źródło finansowania, które wspiera obszary pomijane lub niedowartościowane w dotychczasowych programach operacyjnych.

**Duże przedsiębiorstwa silniej oddziałują na krajową gospodarkę niż MŚP.** Odpowiadają one prawie za 2/3 inwestycji w gospodarce i oferują wyższą wartość dodaną na pracownika – o 80% wyższą niż małe firmy, o 35% niż w przypadku średnich firm. Mediana płac w dużych przedsiębiorstwach jest wyższa, oferując stabilne zatrudnienie, świadczenia socjalne oraz możliwości rozwoju zawodowego. Duże firmy dysponują większymi zasobami, co pozwala im uzyskiwać efekty skali, a także skutecznie wdrażać najnowsze technologie. Ponadto odgrywają one ważną rolę w ekosystemie gospodarczym, kontraktując usługi i półprodukty od mniejszych firm. Mają również większe możliwości ekspansji zagranicznej.

## WYKRES 17. Duże przedsiębiorstwa, pomimo ich niewielkiej liczby, oddziałują na gospodarkę silniej niż małe i średnie

Liczba, zatrudnienie i wartość dodana do gospodarki poszczególnych grup przedsiębiorstw w Polsce w 2021 r.



Źródło: opracowanie własne Instrat na podstawie danych Eurostatu.

Przedsiębiorstwa: małe 10–49, średnie 50–249, duże 250+ osób zatrudnionych.

Nie uwzględniono mikroprzedsiębiorstw, tj. firm zatrudniających od 1 do 9 osób.

**Duże przedsiębiorstwa mają jednak ograniczony dostęp finansowania ze środków publicznych.** W przypadku tej kategorii przedsiębiorstw unijne przepisy o pomocy publicznej bardzo zawężają możliwość dotowania ich działalności. Możliwość udzielenia dofinansowania dużym przedsiębiorstwom istnieje natomiast w przypadku FST (pod warunkiem wskazania danego przedsiębiorstwa w projekcie TPST przed jego akceptacją przez Komisję Europejską). Jest to opcja, która może dać unikalną przewagę powiatowi zgorzeleckiemu w przyciągnięciu dużych inwestorów w nowej perspektywie finansowej UE 2028–2034.

**Konieczna jest dywersyfikacja struktury gospodarczej regionu turowskiego.** Rola kompleksu energetycznego Turów w lokalnej gospodarce będzie coraz mniejsza. Region nie ma silnej alternatywnej branży przemysłowej. Jest to z jednej strony ograniczenie, z drugiej zaś szansa, ponieważ dzięki temu region może otworzyć się na nowy, dynamicznie rozwijający się przemysł.

**Unijne rozporządzenie STEP<sup>27</sup> dopuszcza dotowanie dużych przedsiębiorstw z funduszy unijnych.** Wskazuje ono na następujące preferowane branże:

- zielone technologie – OZE, efektywność energetyczna, magazynowanie energii, dekarbonizacja,
- cyfryzacja i technologie cyfrowe – sztuczna inteligencja (AI), obliczenia kwantowe, rozwój sieci 5G, cyberbezpieczeństwo oraz innowacyjne rozwiązania w przemyśle cyfrowym,
- technologie medyczne i biotechnologia – rozwój nowych terapii, technologii diagnostycznych, produkcji leków i biotechnologii.

**O inwestycje w tych branżach zabiega wiele regionów i powiat zgorzelecki może mieć trudność w ich przyciągnięciu.** Na przykład powiaty sąsiadujące z Wrocławiem, stolicą województwa dolnośląskiego, mają mocny atut w dostępie do kadry inżynierskiej z dziedzin wysokich technologii oraz ośrodków naukowo-technologicznych. Ponadto na tym obszarze już teraz działają przedsiębiorstwa z tych dziedzin, co daje efekt synergii i zwiększa szanse na przyciągnięcie kolejnych inwestorów. W przypadku powiatu zgorzeleckiego najbardziej prawdopodobne jest przyciągnięcie inwestycji z obszaru OZE i magazynowania energii.

**Szansą dla regionu są duże przedsiębiorstwa z branż innych niż wskazane w rozporządzeniu STEP.** Podmioty aplikujące o dofinansowanie mogą wykazać, że wygaszenie wydobycia węgla jest kluczowym priorytetem, który uzasadnia wsparcie inwestycji dużych przedsiębiorstw z dziedzin nieobjętych rozporządzeniem STEP. Warunkiem koniecznym jest utworzenie nowych miejsc pracy w tych przedsiębiorstwach, ale też ujęcie planowanych przez nie inwestycji w nowym TPST. Powinien on być jak najszybciej przygotowany zarówno na potrzeby ubiegania się już teraz o dotacje z Funduszu Modernizacji, jak i z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji w perspektywie finansowej UE 2028–2034. Akceptacja nowego TPST dla powiatu zgorzeleckiego przez Komisję Europejską jest równoważna z notyfikacją pomocy publicznej dla dużych przedsiębiorstw.

---

27 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/795 z dnia 29 lutego 2024 r. w sprawie ustanowienia Platformy na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy (STEP) oraz zmiany dyrektywy 2003/87/WE oraz rozporządzeń (UE) 2021/1058, (UE) 2021/1056, (UE) 2021/1057, (UE) nr 1303/2013, (UE) nr 223/2014, (UE) 2021/1060, (UE) 2021/523, (UE) 2021/695, (UE) 2021/697 i (UE) 2021/241 (Dz. Urz. UE L 2024/795).

## 6.2. Atuty inwestycyjne regionu

**Infrastruktura energetyczna ma bardzo dużą wartość dla regionu turoszowskiego.** Jest to spowodowane tym, że w wielu lokalizacjach na terenie Polski występują trudności z przyłączeniem się do sieci przez duże obiekty (zarówno producentów, jak i odbiorców energii). Istniejąca sieć wysokiego napięcia o dużej mocy może być wykorzystana do przyłączenia źródeł OZE – w ten sposób została już zagospodarowana część infrastruktury w powiecie zgorzeleckim. Umożliwia to też ulokowanie w okolicy przemysłu energochłonnego o dużym zapotrzebowaniu na moc.

**Magazyny energii będą coraz bardziej potrzebne w KSE.** Wielkoskalowe magazyny energii mogłyby zastąpić obecne źródła wytwórcze. Umożliwi to przyłączenie dodatkowych mocy OZE oraz zwiększy bezpieczeństwo energetyczne regionu. Może to być rodzaj specjalizacji regionu, która wyróżni go od innych terenów inwestycyjnych.

**Przedsiębiorstwa produkcyjne i usługowe potrzebują czystej energii.** Ze względu na proces dekarbonizacji i politykę ESG (zobowiązanie dużych przedsiębiorstw do określania i monitorowania celów w wymiarze środowiskowym i społecznym) podmioty gospodarcze przywiązują coraz większą wagę do zaopatrywania się w energię elektryczną z OZE. Duża podaż czystej energii w powiązaniu z magazynami energii może być kluczowym argumentem dla lokowania inwestycji produkcyjnych w powiecie zgorzeleckim.

**Gmina Bogatynia dysponuje 27 ha uzbrojonych działek inwestycyjnych.** To tereny inwestycyjne o specyficznym położeniu – oddalone od głównych szlaków komunikacyjnych, z możliwością poboru dużej mocy z sieci energetycznej, niezagrożone atakiem militarnym. Jednym z możliwych kierunków inwestycji jest budowa serwerowni, które wymagają bardzo dużych i niezawodnych mocy energetycznych, a jednocześnie nie potrzebują dobrych połączeń transportowych. Innym przykładem może być przemysł obronny.

**TABELA 3. Grunty inwestycyjne w strefie tzw. Małego Trójkąta**

| Lokalizacja     | Uzbrojone tereny przemysłowe i handlowe (ha) | Wykorzystanie terenów (%) | Ceny gruntów i nieruchomości (euro/m <sup>2</sup> ) | Planowane nowe tereny pod inwestycje (ha) |
|-----------------|--|---------------------------|---|---|
| Żytawa          | 110  | 70%                       | 6–13  | 70  |
| Hrádek n. Nisau | 40   | 45%                       | 7,5–9   | 50  |
| Bogatynia       | 27   | 0%                        | 19–28   | 100                                       |

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Zittau, 2024).



**Przykłady innych miast regionu tzw. Małego Trójkąta pokazują, że można pozyskać inwestorów.** Region oferuje ponad 170 ha uzbrojonych terenów przemysłowych i handlowych oraz dysponuje planami dalszego ich rozszerzenia. Rozwój jest niestety nierównomierny – głównie po czeskiej i niemieckiej stronie. Po polskiej stronie granicy sytuacja może jednak niedługo się poprawić. W 2023 r. Bogatynia otrzymała dotację w wysokości 93 mln zł, która jest przeznaczona na poprawę infrastruktury drogowej (w tym transgranicznej) oraz sieć wodno-kanalizacyjną (bogatynia.info.pl, 2024).

### 6.3. Dostępne źródła finansowania

**Region nie otrzymał środków z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji (FST).** Stało się tak ze względu na to, że PGE GiEK nie wykazało wiarygodnego planu wyłączenia bloków elektrowni do 2030 r. Najbardziej aktualne stanowisko rządu i koncernu wskazuje na utrzymanie aktywności kompleksu energetycznego do 2044 r. Jednak ze względu na już obserwowany spadek w wykorzystaniu mocy węglowych w KSE oraz prognozowane utrzymanie trendu spadkowego w kolejnych latach, PGE GiEK powinno jak najszybciej zweryfikować swoje długookresowe plany wykorzystania tego źródła energii. Modelowanie Instratu wskazuje na całkowitą utratę konkurencyjności energii z węgla brunatnego w latach 2030–2035. W roku 2030 średni roczny współczynnik wykorzystania bloków na węgiel brunatny kształtuje się na poziomie 5% (w 2023 r. 45%).

**Środki z kolejnej edycji FST prawdopodobnie będą dostępne w latach 2028–2034.** Jest to podstawowe źródło finansowania sprawiedliwej transformacji. Region turoszowski może liczyć na relatywnie wysoki budżet, ponieważ pozostałe regiony węglowe już teraz korzystają z tego źródła (z wyjątkiem zagłębia lubelskiego). Należy pilnie przygotowywać dokumenty niezbędne do uzyskania finansowania z FST, a w szczególności opracować lokalny TPST.

**Fundusz Modernizacyjny może być alternatywnym źródłem finansowania transformacji Turowa.** Jednym z sześciu jego priorytetów jest właśnie sprawiedliwa transformacja. Dzięki temu Fundusz Modernizacyjny mógłby być wykorzystywany jako źródło finansowania w okresie, kiedy nie są dostępne środki z FST. Operatorem FM w Polsce jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), który do tej pory nie uruchomił programu wpisującego się w ten priorytet. Zaletą FM może być jego większa elastyczność pozwalająca lepiej dopasować ofertę finansową do rzeczywistych potrzeb regionu (NFOŚiGW, 2024).



Fundusz Modernizacyjny wspiera przebudowę systemów energetycznych i poprawę efektywności energetycznej w 13 krajach członkowskich, w których PKB per capita jest niższe niż 60% średniej dla całej UE. Został zasilony przez KE przychodami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Jest dostępny w latach 2021–2030. Polska otrzymała ok. 60 mld zł, z czego 40% już została alokowana do programów priorytetowych NFOŚiGW. Ponad 30 mld zł będzie programowane w najbliższych latach, część tego budżetu może zostać przeznaczona na sprawiedliwą transformację regionów węglowych (NFOŚiGW, 2024).

**Fundusz Modernizacyjny musi być komplementarny względem innych funduszy krajowych i unijnych.** Ze względu na to, że inwestycje realizowane przez duże przedsiębiorstwa mają szczególne znaczenie dla regionu, program dla powiatu zgorzeleckiego może być poszerzony o ofertę pożyczkową, która jest dostępna w ramach Funduszu Modernizacyjnego. Można też wskazać inne kluczowe dla regionu priorytety – np. dotacje dla magazynów energii. Dzięki temu region będzie miał dodatkowy argument w negocjacjach z potencjalnymi inwestorami.

W odniesieniu do sprawiedliwej transformacji priorytetami FM są podnoszenie lub zmiana kwalifikacji pracowników, ponowne zatrudnienie, tworzenie nowych miejsc pracy. Typowe programy priorytetowe z FM mają budżety na poziomie kilkuset milionów złotych, co pokazuje jak znaczący jest to instrument polityki państwa.

**Powiat zgorzelecki powinien już teraz prowadzić aktywną politykę na rzecz nowych inwestycji.** Strategia przyciągania inwestycji może być oparta o zachęty i mechanizmy, które są już teraz dostępne, należą do nich:

- Polska Strefa Inwestycji – zwolnienia z podatku dochodowego,
- dotacje rządowe na inwestycje o istotnym znaczeniu dla gospodarki,
- pożyczki, poręczenia, udziały kapitałowe z Agencji Rozwoju Przemysłu,
- doradztwo prawno-gospodarcze Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu,
- finansowanie inwestycji i wsparcie samorządów z PFR.

**Wykorzystanie tych źródeł finansowania wymaga odważnej i realistycznej koncepcji dekarbonizacji lokalnej gospodarki.** Powiat zgorzelecki stoi przed szansą przyspieszenia i ustabilizowania swojego rozwoju gospodarczego pod warunkiem dostosowania swojej strategii do celów Europejskiego Zielonego Ładu. Będzie mógł dzięki temu w pełni wykorzystać swoje unikalne przewagi, a jednocześnie uzyskać dostęp do atrakcyjnych źródeł finansowania.

Ważne jest to, żeby tych pieniędzy nie wykorzystywać do finansowania tych samych dziedzin, które są od lat wspierane z funduszy unijnych. Kluczowe jest ukierunkowanie finansowania na priorytety związane z inwestycjami komercyjnymi. Silna gospodarka lokalna będzie źródłem stabilnego dochodu dla samorządu lokalnego i silnego rynku pracy.

# 7. Rekomendacje

Odejście od spalania paliw kopalnych w elektroenergetyce to podstawa polskiej polityki klimatycznej. W perspektywie lat 40., wszystkie elektrownie węglowe zostaną zamknięte, natomiast marginalizacja roli węgla w polskim miksie energetycznym nastąpi już w ciągu najbliższej dekady. Dotychczasowa polityka publiczna wobec regionów węglowych skażona była krótkowzrocznością oraz deficytami analitycznymi. Kompleks energetyczny w Turowie jest jednym z tego najbardziej wyrazistych przykładów. Nasza analiza wskazuje, że kompleks węgla brunatnego w Turowie wkracza już w okres schyłkowy, który dobiegnie końca w perspektywie lat 2030–2035.

Na poziomie krajowym rekomendujemy:

- **Opracowanie rzetelnego rządowego scenariusza transformacji polskiej energetyki** zgodnego z międzynarodowymi zobowiązaniami klimatycznymi, uwzględniającego kwestie ekonomiczne, społeczne i bezpieczeństwa energetycznego. Ambitny scenariusz przedstawiony w ramach aktualizacji KPEiK z listopada 2024 r. prognozuje szybki spadek wykorzystania węgla brunatnego, co jest kierunkowo zgodne z wynikami modelowania InStratu. Jednocześnie jest to dokument dość ogólnikowy i zawierający wątpliwą ekonomicznie ścieżkę utrzymania części mocy na węgiel brunatny w systemie energetycznym aż do 2040 r.
- **Przyspieszenie działań na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa działania KSE** w całej Polsce, a zwłaszcza w województwach dolnośląskim i lubuskim, w związku z malejącym zapotrzebowaniem na energię wytwarzaną w Turowie oraz w kontekście nadciągającego nieuchronnie zakończenia działalności kompleksu. Wymaga to m.in. poprawy warunków dla rozbudowy mocy OZE, dalszych inwestycji sieciowych, ale także wprowadzenia instrumentów wsparcia, które zapewnią wystarczalność mocy wytwórczych, dostosowanych do specyfiki działania systemu elektroenergetycznego opartego o źródła odnawialne, zależne od pogody.
- **Wystąpienie o wsparcie regionu w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji lub innych środków europejskich (np. Funduszu Modernizacyjnego)** oraz krajowych, na podstawie wiarygodnego scenariusza transformacji. Pozostałe polskie kompleksy energetyczne oparte na węglu brunatnym korzystają już z takiego wsparcia w ramach perspektywy finansowej 2021–2027. Środki pozwolą na realizację projektów inwestycyjnych w infrastrukturę lub w kapitał ludzki. Dodatkowo ramy FST sprzyjają strategicznej dyskusji na poziomie regionów, ze względu na konieczność przyjęcia nowego TPST.
- **Uporządkowanie sytuacji prawnej wokół działalności kopalni i elektrowni Turów**, w tym poprzez dialog z interesariuszami i zgodnie z realistycznym harmonogramem odejścia od wydobycia i spalania węgla brunatnego w regionie zgorzeleckim. Pozwoli to na zapewnienie stabilnych ram funkcjonowania kompleksu w ostatnich latach działalności.

Na poziomie regionalnym rekomendujemy:

- **Utworzenie platformy dialogu i współpracy pomiędzy kluczowymi interesariuszami.** Można do tego wykorzystać Związek Gmin Ziemi Zgorzeleckiej, który powinien zaprosić Powiat Zgorzelecki, PGE GiEK S.A. i inne podmioty do planowania i zarządzania sprawiedliwą transformacją regionu. Pierwszym zadaniem powinno być postawienie diagnozy sytuacji ekonomiczno-społecznej regionu turowskiego oraz ustalenie harmonogramu wygaszania Elektrowni i Kopalni Turów.
- **Opracowanie terytorialnego planu sprawiedliwej transformacji,** opartego na scenariuszu pogłębionej transformacji polskiej elektroenergetyki. Plan ten jest niezbędny do przygotowania koncepcji rozwoju regionu. Kluczową rolę odegrają współpraca administracji samorządowej ze spółką PGE GiEK, a także pełne włączenie w działania organizacji i społeczności lokalnych.
- **Podjęcie działań na rzecz dalszej dywersyfikacji gospodarki regionu,** opierając się na zidentyfikowanych potencjałach, którymi są:
  - » kapitał ludzki,
  - » istniejąca infrastruktura energetyczna,
  - » dostępność terenów inwestycyjnych,
  - » połączenia transgraniczne.

Gospodarka powiatu zgorzeleckiego już teraz posiada solidne podstawy do dynamicznego rozwoju gospodarczego, niezależnie od sektora górniczego i energetycznego.

- **Współpracę nad instrumentami wsparcia dla pracowników kompleksu oraz innych osób dotkniętych zmianami.** Grupa ta obejmuje np. rodziny pracowników kompleksu czy osoby zatrudnione w firmach współpracujących z kopalnią bądź elektrownią. Jako źródło dobrych praktyk należy wykorzystać program „Droga do zatrudnienia po węglu” realizowany w Wielkopolsce Wschodniej. Wdrażanie instrumentów związanych z uzupełnieniem kwalifikacji czy aktywizacją zawodową zyskuje skuteczność dzięki odpowiedniej współpracy dotychczasowych pracodawców, administracji samorządowej, a także organizacji biznesowych i społecznych, w przypadku Turowa – również w wymiarze międzynarodowym.
- **Współpracę przy wykorzystaniu infrastruktury energetycznej** – dostępna infrastruktura, np. sieciowa, może zostać wykorzystana do uruchomienia w Turowie do instalacji OZE czy magazynów energii oraz przemysłu energochłonnego. Przełożyłoby się to m.in. na nowe miejsca pracy oraz nowe źródło przychodów dla samorządów.
- **Współpracę podczas rekultywacji odkrywki** – to kilkudziesięcioletni proces, odgrywający ważną rolę z perspektywy jakości środowiska przyrodniczego oraz jakości życia w regionie, wymaga odpowiedniego planowania i zaangażowania wszystkich kategorii interesariuszy.

# Objaśnienia i skróty

|                 |  |
|-----------------|--|
| <b>BECCS</b>    | Bioenergy with Carbon Capture and Storage (bioenergia z wyłapywaniem i magazynowaniem węgla)                         |
| <b>BNEF</b>     | BloombergNEF   |
| <b>CAPEX</b>    | Capital Expenditures (wydatki kapitałowe)  |
| <b>CATF</b>     | Clean Air Task Force (Zespół ds. Czystego Powietrza)   |
| <b>CCGT</b>     | Combined cycle gas turbine (blok z układem gazowo-parowym)   |
| <b>DSR</b>      | Demand Side Response (odpowiedź popytu)  |
| <b>EEX</b>      | European Energy Exchange (Europejska Giełda Energii)   |
| <b>ENTSO-E</b>  | European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych) |
| <b>ESG</b>      | Environmental, Social, Governance (polityka przedsiębiorstwa w wymiarze środowiskowym i społecznym)                  |
| <b>EU ETS</b>   | European Union Emissions Trading System (Unijny system handlu uprawnieniami do emisji)                               |
| <b>FM</b>       | Fundusz Modernizacyjny   |
| <b>FST</b>      | Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji   |
| <b>GUS</b>      | Główny Urząd Statystyczny  |
| <b>IRENA</b>    | International Renewable Energy Agency (Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej)                                   |
| <b>KE</b>       | Komisja Europejska   |
| <b>KPEiK</b>    | <i>Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030</i>   |
| <b>KSE</b>      | Krajowy System Elektroenergetyczny   |
| <b>MAP</b>      | Ministerstwo Aktywów Państwowych   |
| <b>MKiŚ</b>     | Ministerstwo Klimatu i Środowiska  |
| <b>MŚP</b>      | Małe i średnie przedsiębiorstwa  |
| <b>NFOŚiGW</b>  | Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej  |
| <b>OCGT</b>     | Open-cycle gas turbine (turbina gazowa w cyklu prostym)  |
| <b>OPEX</b>     | Operating Expenditures (wydatki operacyjne)  |
| <b>OSP</b>      | Operator systemu przesyłowego  |
| <b>OZE</b>      | Odnawialne źródła energii  |
| <b>PEP2040</b>  | <i>Polityka energetyczna Polski do 2040 r.</i>   |
| <b>PFR</b>      | Polski Fundusz Rozwoju   |
| <b>PGE</b>      | Polska Grupa Energetyczna  |
| <b>PGE GiEK</b> | PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna  |
| <b>PKD</b>      | Polska klasyfikacja działalności   |
| <b>PRSP</b>     | Plan rozwoju sieci przesyłowej   |
| <b>PSE</b>      | Polskie Sieci Elektroenergetyczne  |
| <b>PUP</b>      | Powiatowy urząd pracy  |
| <b>PV</b>       | Fotowoltaika   |
| <b>STEP</b>     | Strategic Technologies for Europe Platform (Platforma na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy)                |
| <b>TPST</b>     | Terytorialny plan sprawiedliwej transformacji  |
| <b>UE</b>       | Unia Europejska  |
| <b>UMWD</b>     | Urząd Marszałkowski Województwa Dolnośląskiego   |
| <b>WAM</b>      | With additional measures (scenariusz z dodatkowymi działaniami)  |
| <b>WB</b>       | Węgiel brunatny  |
| <b>WEM</b>      | With existing measures (scenariusz z obecnymi działaniami)   |
| <b>ZE PAK</b>   | Zespół Elektrowni „Pątnów-Adamów-Konin”  |

# Bibliografia

- Agora Industry, Future Camp, Wuppertal Institut. (2022). Carbon Contracts for the transformation Aminoff, F. (2023), *Poland Power Transition Outlook 2023. Three scenarios until 2024*. BloombergNEF. [https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF\\_Poland\\_Power-Transition-Outlook-2023.pdf](https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF_Poland_Power-Transition-Outlook-2023.pdf)
- BiznesAlert. (2021), *Posłowie KO złożą wniosek do prokuratury i NiK dotyczący katastrofy w Kopalni Turów z 2016 roku*. <https://biznesalert.pl/poslowie-ko-zloza-wniosek-do-prokuratury-i-nik-dotyczacy-katastrofy-w-kopalni-turow-z-2016-roku/>
- bogatynia.info.pl (2024), *Szczegóły planowanej strefy przemysłowej w Parajowie*, <https://www.bogatynia.info.pl/newsy/wiadomosci/14087-szczegoly-strefy-przemyslowej-w-parajowie>
- EirGrid. (2021). *Shaping our electricity future. A roadmap to achieve our renewable ambition*. EirGrid. [https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Shaping\\_Our\\_Electricity\\_Future\\_Roadmap.pdf](https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Shaping_Our_Electricity_Future_Roadmap.pdf)
- EKO-UNIA. (2024). *Wyrok NSA w sprawie Turowa niezgodny z prawem UE. PGE wprowadza opinię publiczną w błąd*. Stowarzyszenie Ekologiczne EKO-UNIA. <https://eko-unia.org.pl/wyrok-nsa-w-sprawie-turowa-niezgodny-z-prawem-ue-pge-wprowadza-opinie-publiczna-w-blad/>
- Energetyka24. (2021). *Prezes PSE: odłączenie Turowa jest nieakceptowalne*. <https://energetyka24.com/gornictwo/prezes-pse-odlaczenie-turowa-jest-nieakceptowalne>
- energy.instrat. (2024a). *Ceny uprawnień do emisji CO2 EU ETS*. Energy.instrat.pl. <https://energy.instrat.pl/ceny/eu-ets>
- Charkowska, Z., Przedlacki, W., Borowczyk, Z., Swoczyna B., J., Hetmański M. (2024) *Baza danych kopalni węgla kamiennego i brunatnego w Polsce*. Instrat. <https://energy.instrat.pl/gornictwo/baza-kopalni/>
- Eurostat. (2024a). *Enterprise statistics by size class and NACE Rev.2 activity (from 2021 onwards)*. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sbs\\_sc\\_ovw\\_\\_custom\\_12137044/default/table](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sbs_sc_ovw__custom_12137044/default/table)
- Eurostat. (2024b). *Electricity prices for non-household consumers* [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_205/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en)
- Frank Bold. (2022). *Organizacje ekologiczne wygrały w sądzie ws. Turowa*. <https://frankbold.pl/rygor-turow/>
- Frank Bold. (2024). *WSA uchylił decyzję środowiskową dla kopalni Turów. Ekolodzy: nadzieja dla regionu w rękach rządu*. <https://frankbold.pl/wsa-uchylil-decyzje-srodowiskowa-dla-kopalni-turow-ekolodzy-nadzieja-dla-regionu-w-rekach-rzadu/>
- Gawlik, L. i Kasztelewicz, Z. (2005). *Zależność kosztów produkcji węgla w kopalni węgla brunatnego „Konin” od poziomu jego sprzedaży*. Prace naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej nr 112. [https://se.min-pan.krakow.pl/publikacje/05\\_10lgzk\\_kwb.pdf](https://se.min-pan.krakow.pl/publikacje/05_10lgzk_kwb.pdf)
- GUS. (2024a). *Bank Danych Lokalnych*. <https://bdl.stat.gov.pl/bdl/start>
- GUS. (2024b). *Pracujący w gospodarce narodowej w Polsce w kwietniu 2024 r.* <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rynek-pracy/pracujacy-zatrudnieni-wynagrodzenia-koszty-pracy/pracujacy-w-gospodarce-narodowej-w-polsce-w-kwietniu-2024-r-,27,17.html>

- Greenpeace. (2024). *Turów: węglowa fuszerka za 4,3 mld. Finansujemy energetyczną fikcję*. <https://www.greenpeace.org/poland/aktualnosci/34802/turow-weglowa-fuszerka-za-43-mld-finansujemy-energetyczna-fikcje/>
- Henning-Kloska P. i inni. (2021-2022). *Interpelacja nr 28520 do ministra aktywów państwowych w sprawie skutków katastrofy, do której doszło w 2016 r. na terenie kopalni Turów – ponowna*. <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/InterpelacjaTresc.xsp?key=CAZJGQ&view=null>
- IRENA. (2019), *Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants*. Jones, D. (2019). *The cash cow has stopped giving: Are Germany's lignite plants now worthless?*, Sandbag. <https://thecoalhub.com/wp-content/uploads/2019/08/2019-Cash-Cow-report-1.3.pdf>
- Kubiczek, P. (2023). *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego*. In: *Instat Policy Paper 04/2023*. <https://instat.pl/praca-w-podstawie>
- Kubiczek, P. i Smoleń, M. (2023). *Polski nie stać na średnie ambicje. Miliardy złotych oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE do 2030 r.* In: *Instat Policy Paper 03/2023*. <https://instat.pl/pypsa-marzec-2023>
- Kubiczek, P., Smoleń, M. i Żelisko, W. (2023). *Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.* In: *Instat Policy Paper 06/2023*. <https://instat.pl/polska-2040>
- Kubiczek, P. i Smoleń, M. (2024). *Trzy dekady wyzwania. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.* In: *Instat Policy Paper 03/2024*. [www.instat.pl/wyzwania-transformacji](http://www.instat.pl/wyzwania-transformacji)
- MAP. (2021-2022). *Odpowiedzi na interpelacje nr 28520 w sprawie skutków katastrofy, do której doszło w 2016 r. na terenie kopalni Turów*. Ministerstwo Aktywów Sejmowych. <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/interpelacja.xsp?typ=INT&nr=28520>
- MKiŚ. (2021). *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>
- MKiŚ. (2023). *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040>
- MKiŚ. (2024a). *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – Wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 1 do aKPEiK. Scenariusz aktywnej transformacji (WAM)*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
- MKiŚ. (2024b). *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. Załącznik 2 do aKPEiK. Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle” (WEM)*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>
- NIK. (2023). *Wystąpienie pokontrolne. D/21/508 – Działania PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Turów w zakresie zapobiegania katastrofom górniczym i wyjaśnienia katastrofy górniczej w 2016 r. oraz nadzór górniczy sprawowany przez Okręgowy Urząd Górniczy we Wrocławiu*. Najwyższa Izba Kontroli. <https://www.nik.gov.pl/kontrolne/D/21/508/LSZ/>
- NFOŚiGW. (2024), *Fundusz Modernizacyjny*, <https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/dowiedz-sie-wiecej>
- Ogrodnik, Ł., Zaniewicz, M. (2022). *Zawarcie polsko-czeskiego porozumienia ws. kopalni Turów*. Polski Instytut Spraw międzynarodowych. <https://www.pism.pl/publikacje/zawarcie-polsko-czeskiego-porozumienia-ws-kopalni-turow>

- PGE GiEK S.A. (2024a). *Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2023 roku*, dokument pobrany z Przeglądarki dokumentów finansowych w Krajowym Rejestrze Sądowym, nr KRS 0000032334, [https://ekrs.ms.gov.pl/rdf/pd/search\\_df](https://ekrs.ms.gov.pl/rdf/pd/search_df)
- PGE GiEK S.A. (2024b), *Sprawozdanie z płatności na rzecz administracji publicznej za rok 2023.*, dokument pobrany z Przeglądarki dokumentów finansowych w Krajowym Rejestrze Sądowym, nr KRS 0000032334, [https://ekrs.ms.gov.pl/rdf/pd/search\\_df](https://ekrs.ms.gov.pl/rdf/pd/search_df)
- PGE GiEK S.A. (2024c), *O oddziale – historia*, dostęp 01.11.2024. <https://kwbturow.pgegiiek.pl/O-oddziale/Historia>
- PGE GiEK S.A. (2024d), *NSA wydał pozytywne rozstrzygnięcie w sprawie Turowa*, <https://pgegiiek.pl/aktualnosci/nsa-wydal-pozytywne-rozstrzygniecie-w-sprawie-turowa>
- PUP w Zgorzelcu (2024), *Monitoring zawodów deficytowych i nadwyżkowych 2023 r.* <https://barometr-zawodow.pl/modul/prognozy=-na-plakatach?publication=county&province1=&county=47&year=2024&form-group%5B%5D=all>
- PGE GiEK S.A. (2024d), *NSA wydał pozytywne rozstrzygnięcie w sprawie Turowa*, <https://pgegiiek.pl/aktualnosci/nsa-wydal-pozytywne-rozstrzygniecie-w-sprawie-turowa>
- Przedlacki, W., Charkowska, Z., Kubiczek, P. i Swoczyna, B. (2024). *Elektrownie elektrociepłownie w Polsce (baza danych)*. Instrat. <https://energy.instrat.pl/system--elektroenergetyczny/baza-elektrowni>
- PSE. (2024a). *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/documents/20182/dc3ab1a8-4554-4e93-9696-596f83b3b5fb>
- PSE. (2024b). *Raporty dobowe z funkcjonowania KSE. Generacja mocy jednostek wytwórczych*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://raporty.pse.pl/?report=GEN-JW&state=Funkcjonowanie%20KSE,Raporty%20dobowe%20z%20funkcjonowania%20KSE&date=2024-11-10&type=table>
- PSE. (2024c). *Ocena wystarczalności zasobów na poziomie 2025-2040*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. <https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne?safeargs=696e686572697452656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f6d65>
- PSE. (2024d). *Budowa linii 400kV Mikułowa–Świebodzice*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Dostęp: 01.11.2024. <https://inwestycje.pse.pl/liniamikulowaswiebodzice/>
- radiowroclaw.pl. (2024) *Niemcy wciąż prowadzą kontrole na granicach. "To jest klęska Schengen"*. <https://www.radiowroclaw.pl/articles/view/144615/Niemcy-wciaz-prowadza-kontrole-na-granicach-To-jest-kleska-Schengen>
- Smoleń, M. (2024). *Uwagi do aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu*. Instrat. <https://instrat.pl/uwagi-kpeik-11-2024/>
- Sawicki, B. (2024). *PGE chce dłużej wydobywać węgiel w Turowie. Bez niego grożą nam deficyty mocy*, Rzeczpospolita. <https://www.parkiet.com/energetyka/art40059321-pge-chce-dluzej-wydobywac-wegiel-w-turowie-bez-niego-groza-nam-deficyty-mocy>
- Spokas, K., Qvist, M. (2024). *Decarbonising Poland's Power System: A Scenario-Based Evaluation*. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/resource/decarbonising-polands-power-system-a-scenario-based-evaluation/>
- Swoczyna, B. (2023). *Nierówne narażenie. Dochody z przemysłu węglowego barierą dla dekarbonizacji samorządów*. Instrat Policy Note 03/2023. <https://instrat.pl/nierowne-narazenie/>



UMWD. (2022). *Terytorialny plan sprawiedliwej transformacji dla województwa dolnośląskiego 2021-2030. Powiat zgorzelecki. Wersja 4.0 do konsultacji społecznych*. Urząd Marszałkowski Województwa Dolnośląskiego, [https://umwd.dolnyslask.pl/fileadmin/user\\_upload/FST/TPST\\_pow.\\_zgorzelecki\\_4.0.pdf](https://umwd.dolnyslask.pl/fileadmin/user_upload/FST/TPST_pow._zgorzelecki_4.0.pdf)

Woźny P. i in. (2024). *Odejście od węgla. Sprawiedliwa transformacja w Wielkopolsce Wschodniej*. ZE PAK, <https://pracapoweglu.pl/wp-content/uploads/2024/06/ZE-PAK-OdejA%E2%80%BAcie-od-wA%E2%84%A2gla.-Sprawiedliwa-transformacja-w-Wielkopolsce-Wschodniej.-WEB-14-06-2024.pdf>

Zasuń, R. (2021). *Czy po Turowie Bruksela przyjrzy się kolejnym koncesjom na wydobycie węgla?*. Wysokie Napięcie. <https://wysokienapiecie.pl/38477-czy-po-turowie-bruksela-przyjrzy-sie-kolejnym-koncesjom-na-wydobycie-węgla/>

Zawadzki, R. (2024). *Rys historyczny miejscowości*, Oficjalny serwis miasta i gminy Bogatynia. <https://bogatynia.pl/rys-historyczny/>

Zittau, Bogatynia, Hrádek nad Nisou (2024), *Razem jesteśmy silni! Gospodarka Małego Trójkąta*, [https://zittau.de/sites/default/files/share/Wirtschaft/Dokumente/Wirtschaftsbroschur\\_PL.pdf](https://zittau.de/sites/default/files/share/Wirtschaft/Dokumente/Wirtschaftsbroschur_PL.pdf)

