

# Energetyka w Bełchatowie po węglu brunatnym

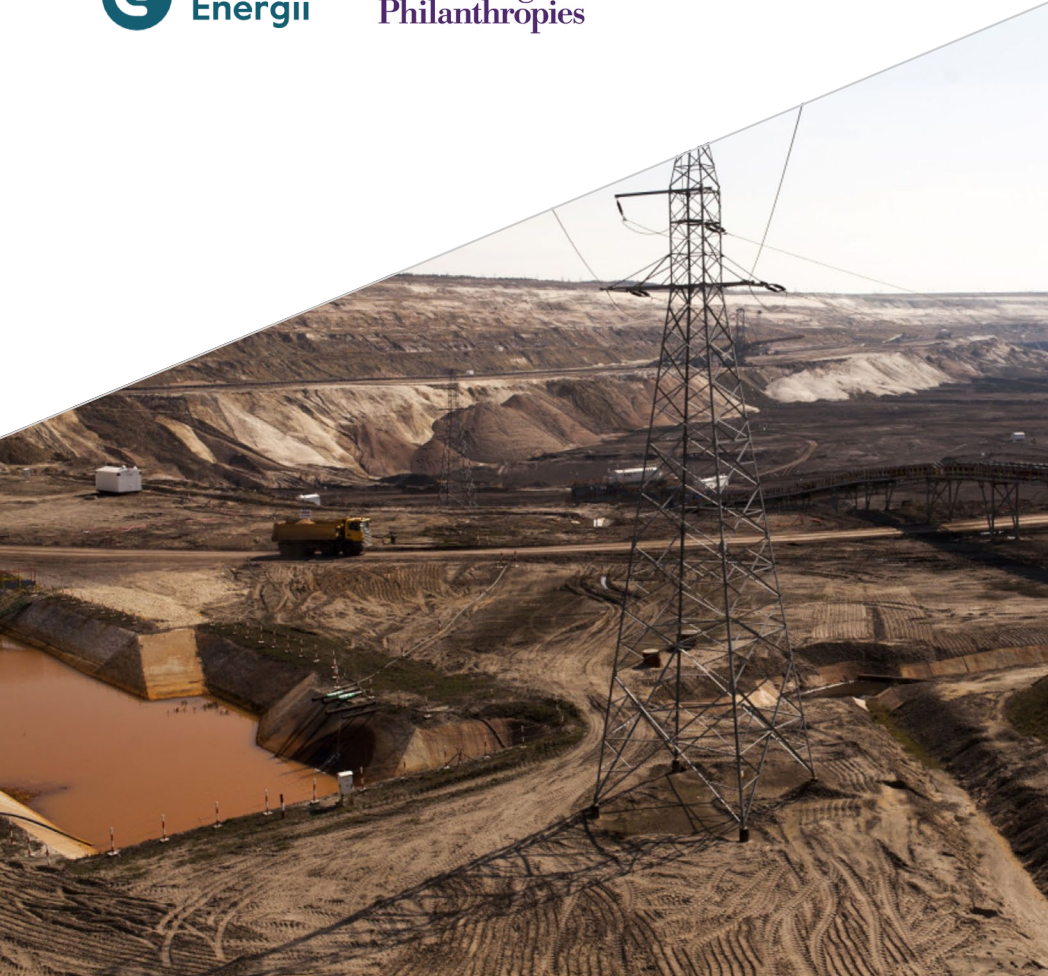
Scenariusze bezpiecznej  
i efektywnej kosztowo  
transformacji

20 października 2022 r.



Forum  
Energii

Bloomberg  
Philanthropies



BloombergNEF

# Spis treści

Streszczenie		1
Część 1.	<b>Wprowadzenie i kontekst</b>	4
1.1	Zarys problemu	4
1.2	Wyzwania i możliwości związane z transformacją	5
1.3	Bełchatowski obszar węgla brunatnego	8
Część 2.	<b>Przyszłość wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego</b>	10
2.1	Zarys problemu	10
2.2	Perspektywy	11
Część 3.	<b>Alternatywne technologie wytwarzania energii elektrycznej</b>	17
3.1	Zarys problemu	17
3.2	Porównanie technologii energetycznych pod względem ekonomiki	18
3.3	Rola Bełchatowa w sieci elektroenergetycznej	21
3.4	Zmienne źródła energii odnawialnej	26
3.5	Alternatywne rozwiązania w zakresie mocy dyspozycyjnych i elastyczności	33
3.6	Opcje technologiczne po 2030 r.	45
Część 4.	<b>Wsparcie transformacji Bełchatowa</b>	55
Załącznik A.	<b>Scenariusze dla polskiego sektora energetycznego i założenia dotyczące cen surowców</b>	61
O nas		64
	BloombergNEF	64
	Bloomberg Philanthropies	64
	Forum Energii	64
	Współpraca	64
	Rysunek 1. Trzy scenariusze zastąpienia wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego w Bełchatowie	1
	Rysunek 2. Moc zainstalowana w Polsce	5
	Rysunek 3. Produkcja energii elektrycznej w Polsce	5
	Rysunek 4. Kopalnia odkrywkowa węgla brunatnego Bełchatów	8
	Rysunek 5. Mapa obszaru występowania węgla brunatnego w Bełchatowie	9
	Rysunek 6. Scenariusze wzrostu cen emisji CO <sub>2</sub> w systemie handlu emisjami UE	12
	Rysunek 7. Krótkookresowe koszty krańcowe wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych w Polsce	13
	Rysunek 8. Średni koszt energii elektrycznej z nowobudowanych źródeł odnawialnych i baterii na tle średniego kosztu węgla brunatnego i kamiennego w scenariuszu bazowym BNEF dla Polski	14
	Rysunek 9. Udział generacji z węgla brunatnego w rocznej produkcji energii elektrycznej w Polsce	16

Rysunek 10. Trzy scenariusze zastąpienia wytwarzania energii z węgla brunatnego w Bełchatowie	18
Rysunek 11. Polska i Niemcy w 2022 r. – zakresy średniego kosztu energii elektrycznej w podziale na technologie	19
Rysunek 12. Historyczne LCOE i prognoza na rok 2030 dla źródeł odnawialnych i baterii w Polsce	20
Rysunek 13. Konfiguracja sieci wokół Elektrowni Bełchatów	22
Rysunek 14. Udział wiatru i słońca w wytwarzaniu energii w latach 2016–2021 (wybrane kraje europejskie)	24
Rysunek 15. Optymalna produkcja w elektrowniach słonecznych i wiatrowych a stare jednostki w Bełchatowie	26
Rysunek 16. Prognozowane średnie miesięczne współczynniki wykorzystania mocy energetyki wiatrowej na podstawie danych pogodowych Bełchatowa	26
Rysunek 17. Prognozowane średnie miesięczne współczynniki wykorzystania mocy fotowoltaicznej na podstawie danych pogodowych Bełchatowa	26
Rysunek 18. Produkcja energii odnawialnej i wykorzystanie przyłącza do sieci o mocy 4,2 GW	27
Rysunek 19. Krańcowe LCOE energii odnawialnej z ograniczeniami w dostawie ( <i>curtailment</i> ) a średnie koszty węgla kamiennego i brunatnego, scenariusz bazowy	28
Rysunek 20. Krańcowe i średnie ograniczenia produkcji ( <i>curtailment</i> ) energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce, scenariusz bazowy	28
Rysunek 21. Region bełchatowski z ograniczeniami dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej i średnie prędkości wiatru	32
Rysunek 22. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) i okres magazynowania energii w wybranych technologiach	35
Rysunek 23. Zaopatrzenie i zużycie gazu w Polsce, wartości historyczne i prognozowane	39
Rysunek 24. Zakresy LCOE ( <i>levelized cost of energy</i> ) biomasy dla wybranych krajów europejskich	44
Rysunek 25. Uśredniony koszt produkcji wodoru w Bełchatowie, 2030 r.	49
Rysunek 26. Uśredniony koszt transportu wodoru nowo wybudowanymi rurociągami przesyłowymi o średnicy 20–28 cali, 2022	50
Rysunek 27. Zakres LCOE dla wybranych projektów jądrowych	51
Rysunek 28. Schemat wpływającej fotowoltaiki na jeziorach pokopalnianych w Bełchatowie	53
Rysunek 29. Scenariusz bazowy: moc zainstalowana w 2021 r. vs. 2030 r.	62
Rysunek 30. Scenariusz bazowy: generacja w 2021 r. vs. 2030 r.	62
Rysunek 31. Scenariusz wysokich cen gazu/niskich cen CO <sub>2</sub> : moc zainstalowana w 2021 r. vs. 2030 r.	63
Rysunek 32. Scenariusz wysokich cen gazu/niskich cen CO <sub>2</sub> : produkcja w 2021 r. vs. 2030 r.	63
Tabela 1. Zalety i wyzwania związane z energią wiatrową i słoneczną	30
Tabela 2. Zalety i wyzwania dla alternatywnych elektrowni ciepłych	36
Tabela 3. Założenia dotyczące cen węgla kamiennego, gazu ziemnego, węgla brunatnego i CO <sub>2</sub> (wartości rzeczywiste z 2021 r.)	61

BloombergNEF



Forum  
Energii

Bloomberg  
Philanthropies

Energetyka  
w Bełchatowie po węglu brunatnym  
20 października 2022 r.

## Streszczenie

### 5,1 GW

Moc elektrowni na węgiel brunatny w Bełchatowie w 2022 r.

### 75%

Spadek produkcji z węgla brunatnego w Polsce w latach 2021–2030 w scenariuszu BloombergNEF niska cena CO<sub>2</sub>/wysoka cena gazu

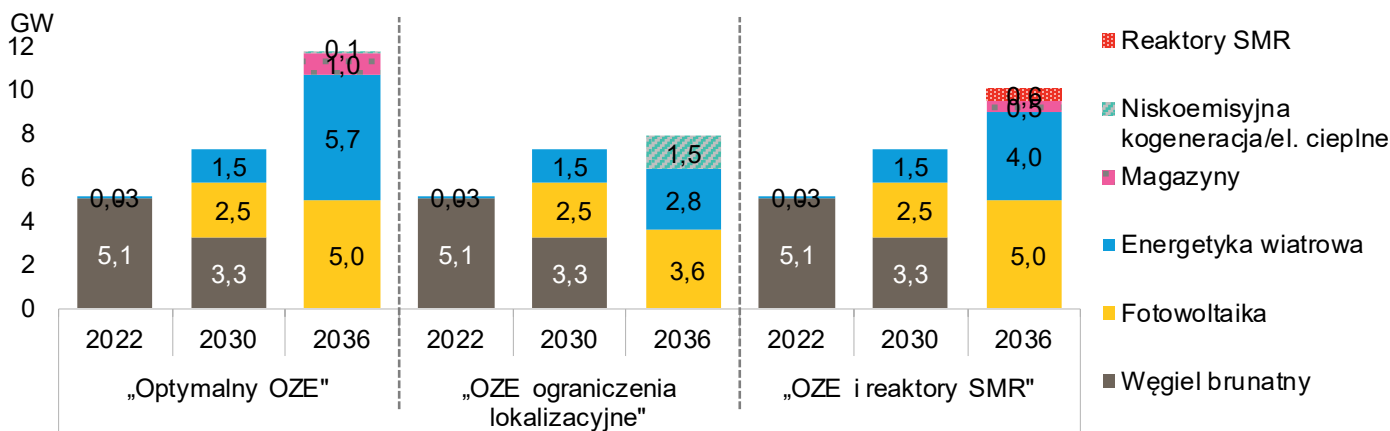
### 6–11 GW

Moce wytwórcze energetyki odnawialnej w rejonie Bełchatowa, które mogłyby zastąpić wytwarzanie energii z węgla brunatnego

Do 2030 r. możliwe jest stopniowe zastępowanie w Bełchatowie węgla brunatnego miksem odnawialnych źródeł energii i niskoemisyjnych mocy dyspozycyjnych. Pozwoli to utrzymać bezpieczeństwo energetyczne Polski i obniżyć koszty pracy systemu elektroenergetycznego. Elektrownia na węgiel brunatny w Bełchatowie, która ma moc 5,1 GW, jest szóstą co do wielkości elektrownią węglową na świecie. Jednak lokalne zasoby węgla brunatnego w okolicach Bełchatowa prawdopodobnie wyczerpią się do 2036 r. Wymusi to zamknięcie elektrowni. Jakże źródła energii mogłyby zastąpić węgiel i kiedy może to nastąpić? W niniejszym raporcie analizujemy obecną i przyszłą ekonomikę węgla brunatnego w Bełchatowie oraz możliwość zastąpienia go innymi technologiami. Przedstawiamy także scenariusze transformacji energetycznej regionu.

- Wojna w Ukrainie i kryzys energetyczny zwiększyły popyt na węgiel brunatny, ale średnio- i długoterminowe perspektywy dla tego paliwa nadal są niepomyślne. Zasoby kopalni obsługujących Bełchatów wyczerpią się do 2036 r., ale BloombergNEF przewiduje, że produkcja energii z węgla brunatnego w Polsce spadnie dużo wcześniej. Węgiel brunatny jest paliwem wysokoemisyjnym, a według bazowej prognozy BNEF dla Polski jego produkcja w Polsce zmaleje o 85% na przestrzeni lat 2021–2030. Spadek o 75% jest widoczny nawet w przypadku utrzymania się wysokich cen gazu, ze względu na rosnące ceny CO<sub>2</sub> i przyrost mocy ze źródeł odnawialnych.
- Znaczna część produkcji w Bełchatowie mogłaby zostać zastąpiona nowymi mocami wytwórczymi przed 2030 r. (Rysunek 1), nawet jeśli niektóre bloki na węgiel brunatny pozostaną jako moc rezerwowa. Bełchatów znajduje się w centralnym punkcie sieci przesyłowej, który mógłby zostać ponownie wykorzystany do przyłączenia 6–11 GW elektrowni wiatrowych i słonecznych oraz ok. 1 GW nowych mocy dyspozycyjnych.

Rysunek 1. Trzy scenariusze zastąpienia wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego w Bełchatowie



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: wykres ilustruje możliwe miksy wytwórcze, które mogłyby zmaksymalizować wykorzystanie przyłączenia do sieci. Wszystkie scenariusze mogą zastąpić 80% generacji Bełchatowa z 2021 r. SMR to małe reaktory modułowe (small modular reactor).



- Umożliwienie wykorzystania przez nowe technologie części mocy przyłączeniowych Elektrowni Bełchatów przed 2030 r. pomoże utrzymać bezpieczeństwo energetyczne Polski. Stworzy także nowe możliwości gospodarcze w regionie. Około 2,5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych i 1,5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych mogłoby korzystać z tego przyłącza do 2030 r. po wycofaniu 1,8 GW mocy zainstalowanej w blokach na węgiel brunatny (Rysunek 1). Podobnie jak w przypadku węgla brunatnego, wytwarzanie energii słonecznej i wiatrowej, gdy już powstaną elektrownie, nie jest uzależnione od globalnych rynków towarowych. Technologie te mogą przyczynić się do zapewnienia tańszego miksu energetycznego i niższych emisji bez uszczerbku dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.
- Na osłabienie ekonomiki wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego w Bełchatowie wpłyną moce powstające w innych częściach Polski. Do 2030 r. ma zostać uruchomiona morska energetyka wiatrowa o łącznej mocy 6 GW, a w planach lub w trakcie realizacji są ponad 4 GW mocy pochodzących z elektrowni gazowych. Jednak większość z nich jest budowana na północy Polski, z dala od ośrodków zapotrzebowania na energię elektryczną na południu kraju.
- Bełchatów znajduje się w centralnej Polsce, a nowe moce wytwórcze zbudowane na tym terenie mogłyby zmniejszyć obciążenie polskiej sieci elektroenergetycznej. Do 80% produkcji Bełchatowa mogłoby zostać zastąpione przez 5,7 GW energii wiatrowej na lądzie i 5 GW energii słonecznej w promieniu 20–30 km od obecnej elektrowni. Nowe moce zmniejszyłyby również ryzyko, że cena infrastruktura sieciowa wokół Bełchatowa pozostanie niewykorzystana.
- Każda planowana w Bełchatowie nowa moc wymaga pozwolenia na przyłączenie do sieci przed rozpoczęciem prac. Jednakże istniejące moce przyłączeniowe nie mogą zostać przydzielone nowym projektom, dopóki operator sieci, czyli Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE), nie otrzyma formalnego powiadomienia o planowanym zamknięciu bloków na węgiel brunatny. Województwo łódzkie, w którym znajduje się Bełchatów, przygotowało plan sprawiedliwej transformacji uwzględniający stopniowe odejścia od węgla brunatnego. W planie tym brakuje jednak konkretnych procedur umożliwiających i zachęcających do inwestowania w nowe lokalne moce wytwórcze.
- Sprawdzone i czyste technologie w połączeniu z magazynami bateryjnymi, ewentualnie małą elektrownią opalaną gazem, biomasą lub odpadami stanowiłyby optymalne pod względem kosztów i bezpieczeństwa dostaw rozwiązanie. Energia słoneczna i wiatrowa to najtańsze dostępne technologie, a w przypadku ich bliskiej lokalizacji, można osiągnąć stabilny profil wytwarzania, biorąc pod uwagę lokalne zasoby. Do 2036 r. 6–11 GW energii wiatrowej i słonecznej oraz 0,1–1,5 GW mocy dyspozycyjnych mogłoby zastąpić 80% utraconej produkcji w Bełchatowie. Aby to zrealizować, należy rozwiązać problem ograniczeń w wydawaniu pozwoleń dla lądowych projektów wiatrowych (zasada 10H).
- Rozwój lokalnej energetyki wiatrowej i słonecznej nie stanowiłby utrudnienia dla potencjalnych inwestycji w nowe technologie energetyczne w regionie. Mogłoby to obejmować małe reaktory modułowe (SMR), elektrolizery produkujące wodór lub nowe formy magazynowania energii. Te technologie nie są jednak na tyle dojrzałe, aby były dostępne już dziś i nie przyczynią się znacząco do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski do 2030 r. Stanowią one jednakże długoterminowe szanse dla lokalnej gospodarki w miarę zmniejszania się i ostatecznego zakończenia generacji z węgla brunatnego.
- Bełchatów może stać się przykładem tego, jak mogą rozwijać się regiony węglowe, które planują sprawiedliwą transformację i tworzą środowisko sprzyjające inwestycjom w nową



energię. Bez takiego planu istnieje ryzyko, że bełchatowska produkcja zostanie zastąpiona przez nowe źródła energii znajdujące się w innych częściach Polski. Udostępnienie mocy przyłączeniowych i ułatwienie wydawania pozwoleń na budowę nowych mocy wytwórczych przyciągnęłyby inwestycje do regionu. Dobre zaplanowanie tego procesu pomogłoby także w sprawiedliwej społecznie transformacji. Dzięki temu jeden z najważniejszych regionów energetycznych Europy będzie mógł odgrywać znaczącą rolę w produkcji taniej i czystej energii.

# Część 1. Wprowadzenie i kontekst

Polska Elektrownia Bełchatów jest największą elektrownią węglową w Europie i jedną z sześciu największych elektrowni węglowych na świecie. Spala węgiel brunatny o niskiej gęstości energetycznej, który jest wydobywany lokalnie. Bełchatów zajmuje wyjątkową pozycję w polskim systemie energetycznym, dostarczając prawie jedną szóstą rocznej produkcji. Jednak już dziś wiadomo, że przed 2030 r. ekonomika elektrowni gwałtownie się pogorszy. Jej właściciel przewiduje też, że lokalne złoża węgla brunatnego wyczerpią się do 2036 r. Odpowiednie zaplanowanie przyszłości Elektrowni Bełchatów po węglu brunatnym będzie kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego Polski, zwłaszcza w świetle obecnego kryzysu energetycznego.

## 1.1 Zarys problemu

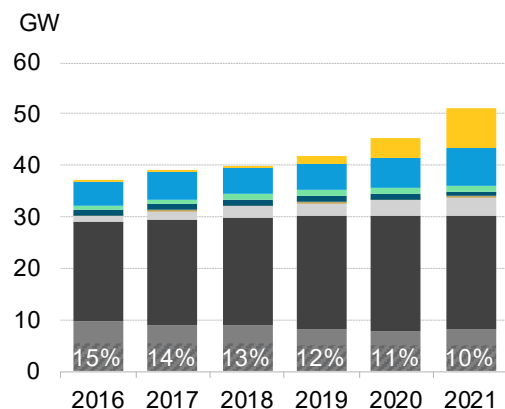
Ostateczne zamknięcie Bełchatowa stanowi wyzwanie, ale także szansę dla rozwoju gospodarczego regionu łódzkiego i transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego. Udana transformacja energetyczna w regionie mogłaby posłużyć jako przykład dla innych regionów węglowych w Europie i na świecie. Pokazałoby to, że nawet duże elektrownie i regiony silnie uzależnione od paliw kopalnych, mogą zmienić sposób wytwarzania energii elektrycznej przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa systemu.

Z mocą wynoszącą 5,1 GW Bełchatów jest największą na świecie i największą w Polsce elektrownią na węgiel brunatny. Uruchomiona na początku lat 80. elektrownia jest obecnie własnością państwowej spółki Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE). Do 2030 r., a najpóźniej w latach 30., jej produkcja ma gwałtownie spaść. PGE ogłosiła także plan zamknięcia wszystkich bloków elektrowni w latach 2030–2036.

W 2021 r. Bełchatów odpowiadał za 10% mocy zainstalowanej w Polsce, wobec 15% w 2016 r. (Rysunek 2). Wyprodukowane w tej elektrowni 28 TWh stanowiło 17% energii elektrycznej wytworzonej w Polsce w 2021 r., co oznacza niewielki spadek w porównaniu z 19% w 2016 r. (Rysunek 3). Ten malejący udział wynika głównie z dodania do ogólnego bilansu mocy wytwórczych pochodzących ze źródeł odnawialnych (przy czym za największy wzrost odpowiada fotowoltaika).

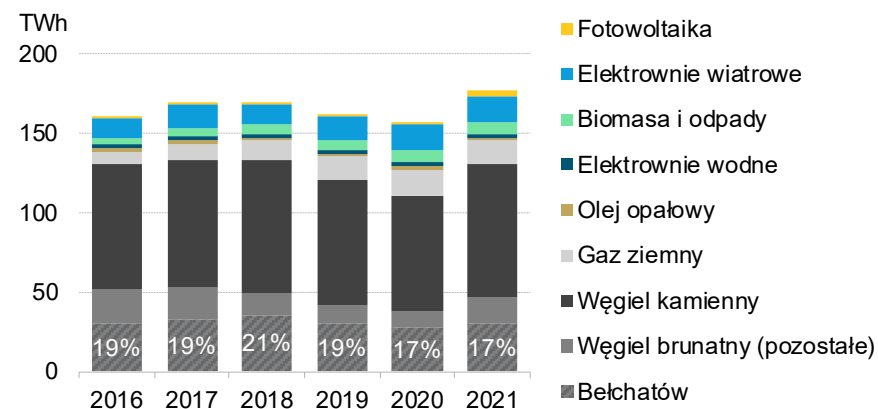


Rysunek 2. Moc zainstalowana w Polsce



Źródła: BloombergNEF, ARE (moc osiągalna).

Rysunek 3. Produkcja energii elektrycznej w Polsce



Źródła: BloombergNEF, ARE.

## 1.2 Wyzwania i możliwości związane z transformacją

Pomimo zbliżającego się zamknięcia największego przedsiębiorstwa generującego dochody i zapewniającego miejsca pracy, region bełchatowski ma potencjalnie duże możliwości transformacji energetycznej. Niniejszy raport bada, w jakim stopniu istniejąca produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego w Bełchatowie może zostać zastąpiona technologiami o niższej emisji dwutlenku węgla. Chociaż nie wszystkie omawiane tu technologie zostaną wdrożone, a ramy czasowe dla każdej z nich będą różne, możliwości zastąpienia węgla brunatnego innymi źródłami energii są duże. Niniejszy raport koncentruje się również na potencjalnych szansach rozwoju gospodarczego w regionie oraz na sposobach zapewnienia wystarczalności systemu energetycznego po zamknięciu tak dużej elektrowni węglowej.

### Plany zamknięcia Bełchatowa są niekompletne

Obecnie w całej Polsce są realizowane i planowane inwestycje mające na celu pozyskanie znacznych ilości mocy ze źródeł odnawialnych, gazowych i jądrowych. Jednak zaledwie 3% z nich – 600 MW energii słonecznej i 100 MW energii wiatrowej – planowane jest w rejonie Elektrowni Bełchatów. Nie wiadomo także, kiedy inwestycje te zostaną ukończone. Łódzki *Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji* nie zawiera żadnych konkretnych zachęt do inwestowania w nowe moce wytwórcze. Bez jasnej strategii dotyczącej sektora węgla brunatnego, region Bełchatowa ryzykuje utratę znaczenia w polskim systemie energetycznym po zamknięciu elektrowni.

PGE zaproponowała harmonogram zamykania jednego lub dwóch bloków w Bełchatowie rocznie w latach 2030–2036<sup>1</sup>, ale nie przekazała operatorowi sieci żadnych formalnych zawiadomień o zamknięciu. Bez oficjalnego planu operator nie może wydać warunków przyłączenia do sieci dla potencjalnych nowych projektów, które wykorzystywałyby obecne przyłączenie elektrowni do sieci. Nie ma również kompleksowych planów dotyczących alternatywnej działalności gospodarczej w regionie, co stwarza ryzyko wysokiego bezrobocia po zamknięciu elektrowni.

<sup>1</sup> PGE, *Grupa PGE: Sprawiedliwa transformacja dla regionu bełchatowskiego staje się faktem*, 2021, ([link](#))

Obecny kryzys energetyczny uwypuklił kluczowe znaczenie bezpieczeństwa energetycznego dla Polski. Opublikowany w czerwcu 2021 r. *Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Województwa Łódzkiego* (TPST) nakreśla potencjalną ścieżkę zmian dla obszaru Bełchatowa<sup>2</sup>. Pokazuje on, jak mogłyby spaść emisje w regionie. Przedstawia także, jak zapewnić miejsca pracy, które do tej pory związane były z wydobywaniem węgla brunatnego, poprzez rozwój innych gałęzi przemysłu.

Zgodnie z planem TPST, produkcja z węgla brunatnego na tym obszarze może spaść o 75% w latach 2021–2030. Tymczasem polski operator sieci przesyłowych PSE oczekuje, że krajowa produkcja z węgla brunatnego spadnie o 78% w latach 2021–2032 zgodnie z ich średnim scenariuszem rozwoju cen CO<sub>2</sub><sup>3</sup>. Te oczekiwania są zasadniczo niezgodne z planem PGE, który zakłada utrzymanie pracy kilku bloków elektrowni w latach 2031–2036. Spółka nie podała jednak do wiadomości publicznej, ile energii elektrownia miałyby generować w tym okresie.

Bez nowych inwestycji w złoża węgla brunatnego w Bełchatowie, elektrownia nie będzie mogła pracować po 2038 r., a może nawet wcześniej<sup>4</sup>. Węgiel brunatny jest zwykle wydobywany lokalnie ze względu na niską gęstość energetyczną i wysokie koszty transportu. Starsze z dwóch bełchatowskich pól wydobywczych węgla brunatnego jest przygotowywane do zamknięcia w 2026 r., podczas gdy nowsze pole Szczerców ma pozwolenie na eksploatację do roku 2038. W 2021 r. PGE uznała, że zagospodarowanie nowego złoża węgla brunatnego w Złoczewie byłoby nieopłacalne<sup>5</sup>, a kopalnia byłaby zbyt mała, by zasilić 5,1 GW mocy wytwórczych.

Podczas gdy inne regiony w Polsce mają ambitne cele w zakresie wdrażania nowych mocy wytwórczych, plany województwa łódzkiego są jak dotąd ograniczone. Większość działań planowana jest na północy kraju. Czołowe projekty to 10,9 GW morskich farm wiatrowych, które mają zostać uruchomione do 2035 r. oraz nowa elektrownia jądrowa planowana na połowę lat 30. na Pomorzu. Nowe projekty w zakresie lądowej energetyki wiatrowej również koncentrują się na północy kraju ze względu na mniejszą gęstość zaludnienia i dobre warunki wietrzne. PSE opracowuje już wstępne plany zwiększenia zdolności przesyłowej sieci dla przepływów północ-południe.

W planach jest budowa ok. 3,5 GW nowych elektrowni gazowych, które otrzymały 17-letnie kontrakty w ramach rynku mocy. Żadna z tych inwestycji nie jest planowana w regionie Bełchatowa, ponieważ brakuje tu gazociągów o wystarczającej przepustowości. Jeśli ograniczyć się do obecnych skromnych planów PGE dotyczących energii słonecznej i wiatrowej, region Bełchatowa stanie przed ryzykiem utraty szansy ekonomicznej, ponieważ jego przyłączy do sieci o mocy 5 GW pozostanie w większości niewykorzystane po zamknięciu elektrowni na węgiel brunatny.

Plany PGE dotyczące nowych źródeł energii odnawialnej w rejonie Bełchatowa pozostają więc na wczesnym etapie i mają ograniczoną skalę. BNEF szacuje, że proponowane przez spółkę

<sup>2</sup> *Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Województwa Łódzkiego, 2022* ([link](#))

<sup>3</sup> Na podstawie Planu rozwoju PSE w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032. Dokument główny został przedstawiony interesariuszom do konsultacji w marcu 2022 r. Scenariusz średnich cen uprawnień zakłada ceny CO<sub>2</sub> w systemie handlu emisjami Unii Europejskiej na poziomie 100 euro/t CO<sub>2</sub> do 2030 r.

<sup>4</sup> Przedstawiciele PGE podali, że ze względu na duże zapotrzebowanie na wytwarzanie energii elektrycznej z węgla brunatnego w czasie trwającego kryzysu energetycznego, jego zasoby wyczerpują się szybciej niż przewidywano. Aby elektrownia mogła pracować do 2036 r., spółka rozważyła wydobywanie z obszaru pomiędzy złożami Bełchatów i Szczerców.

<sup>5</sup> B. Sawicki, *W Złoczewie nadal nie będzie nowej odkrywki, ale ta będzie żyła w jej cieniu, 2021* ([link](#))

600 MW energii słonecznej i 100 MW energii wiatrowej zastąpi jedynie ok. 4% produkcji elektrowni na węgiel brunatny w 2021 r. Niepewność tę pogłębiają ogłoszone plany przeniesienia Elektrowni Bełchatów do jeszcze niepowołanego podmiotu – Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE)<sup>6</sup>. Możliwe, że PGE nie stworzy szczegółowych planów rozwoju dla rejonu Bełchatowa, dopóki nie pozna szczegółów dotyczących tego, jak i kiedy nastąpi potencjalne przeniesienie własności elektrowni do NABE.

## Bełchatów może skorzystać z unijnego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji

Bełchatowowi grozi obecnie również utrata wsparcia finansowego z unijnego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji (FST). Jest on kluczowym narzędziem wspierającym terytoria najbardziej dotknięte społecznymi i gospodarczymi skutkami przejścia na neutralność klimatyczną. Unia Europejska przyjęła sześciolletnią umowę partnerską z Polską w czerwcu 2022 r.<sup>7</sup>, stwierdzając że pięć polskich regionów może być odbiorcami do 3,85 mld euro środków z FST. Aby zakwalifikować się do otrzymania dotacji, województwo łódzkie musi jednak wykazać, że podejmuje konkretne kroki w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej i że rozwiązania te zostaną wdrożone do 2030 r. Obejmuje to ustalenie oficjalnego harmonogramu zaprzestania lub znacznego zmniejszenia wydobycia i wykorzystania paliw kopalnych.

Unia Europejska nie ujawniła publicznie, jak bardzo Elektrownia Bełchatów musiałaby ograniczyć swoje emisje do 2030 r., aby zakwalifikować się do wsparcia w ramach FST. Fundusze będą przyznane do 2027 r., ale jeśli pierwsza faza programu zakończy się sukcesem, prawdopodobnie zostanie on w przyszłości przedłużony. Bełchatów nie musi całkowicie przekształcić się do 2027 r., aby zakwalifikować się do programu. Region musi jednak wykazać, że podejmuje pierwsze kroki w kierunku zmiany lokalnej gospodarki do tego czasu i że zostaną one całkowicie wdrożone do 2030 r.

Komisja Europejska nie oczekuje likwidacji całej elektrowni na węgiel brunatny o mocy 5,1 GW do 2030 r., ponieważ byłoby to nierealne z punktu widzenia gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego Polski. Jasny harmonogram działań wraz z powiadomieniem operatora sieci przesyłowej oraz wczesna likwidacja najmniej efektywnych bloków o łącznej mocy 1,5–2 GW prawdopodobnie wystarczą, aby zapewnić wsparcie FST. Jest to również realistyczne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Generacja z bloków zamykanych w pierwszej kolejności mogłaby zostać zastąpiona przez generację energii odnawialnej na wiele lat przed zamknięciem ostatniego bloku w Bełchatowie.

<sup>6</sup> Polski rząd chce wydzielić wszystkie elektrownie węglowe w kraju do NABE. Źródło: Ministerstwo Aktywów Państwowych, *NABE staje się faktem*, 2022 ([link](#)).

<sup>7</sup> Komisja Europejska, *Polityka spójności UE: Komisja przyjmuje umowę o partnerstwie o wartości 76,5 mld euro z Polską na lata 2021–2027*, 2022 ([link](#)).

### 1.3 Bełchatowski obszar węgla brunatnego

W 2021 r. kompleks węgla brunatnego w Bełchatowie, obejmujący dwa pola wydobywcze i elektrownię w centralnej Polsce, zatrudniał około 7,5 tys. osób. Stanowi to ponad 13% populacji pobliskiego miasta Bełchatów. Kompleks ma więc kluczowe znaczenie dla lokalnej gospodarki, a pobliskie gminy od ponad trzech dekad korzystają z inwestycji i zatrudnienia, jakie daje elektrownia. Znaczna część obszaru otaczającego kompleks to tereny rolnicze, a elektrownia znajduje się ok. 10 km od samego Bełchatowa.

**Rysunek 4. Kopalnia odkrywkowa węgla brunatnego Bełchatów**



Źródło: Flickr.

Cały kompleks węgla brunatnego Bełchatów rozciąga się na długości ok. 20 km ze wschodu na zachód i 5 km z północy na południe. Obejmuje on elektrownię, dwa pola odkrywkowe węgla brunatnego oraz zwałowisko mas nakładowych wydobytych podczas budowy kopalni węgla brunatnego (Rysunek 4). Paliwo do elektrowni transportowane jest z odległości ok. 5–15 km z kopalni odkrywkowych Bełchatów i Szczerców.

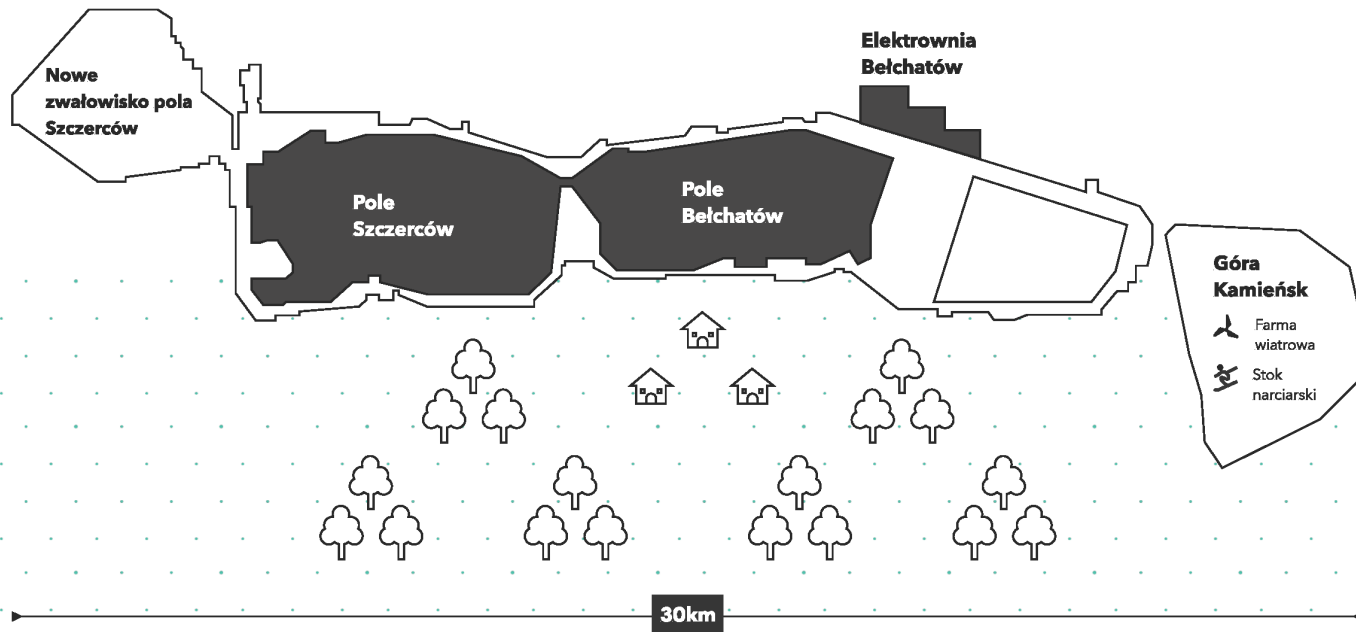
Na obrzeżach tego terenu powstały dwa wzniesienia: Góra Kamieński i nowo powstałe zwałowisko zewnętrzne pola Szczerców<sup>8</sup>. Liczący 406 m n.p.m. Kamieński został poddany pełnej rekultywacji terenu i zalesieniu, gdyż w 1993 r. zakończono na nim składowanie odpadów. Wzgórze zostało przeznaczone na cele rekreacyjne i znajduje się na nim m.in. stok narciarski. Działa tam również farma wiatrowa o mocy 30 MW.

Podczas wydobywania z pól węgla brunatnego stale wypompowywana jest woda. Po zakończeniu wydobywania, teren ten zostanie ukształtowany i przygotowany tak, aby miejsce to zostało naturalnie wypełnione wodą. Z czasem dwa otwory w ziemi, które obecnie są polami wydobywczymi węgla brunatnego, powoli staną się sztucznymi jeziorami (Rysunek 5). Po zagospodarowaniu terenu poeksploatacyjnego musi minąć ponad 20 lat, zanim poziom wody w

<sup>8</sup> PGE, *Przy Kopalni Bełchatów powstała „bliźniacza” Góra Kamieński*, 2019, ([link](#)).

byłych kopalniach będzie wystarczająco wysoki, by uznać je za jeziora. Sztuczne wypełnienie może przyspieszyć ten proces o kilka lat. Przykładem mogą być niemieckie jeziora pokopalniane, które zostały wypełnione w mniej niż 10 lat<sup>9</sup>. PGE oszacowała, że najgłębszy punkt jezior, po ich utworzeniu, będzie wynosił 170 m.

Rysunek 5. Mapa obszaru występowania węgla brunatnego w Bełchatowie



Źródło: BloombergNEF.

<sup>9</sup> Dla przykładu, napełnianie jeziora Zwenkau rozpoczęło się w 2007 r. i zostało zakończone w 2015 r., podczas gdy wydobycie węgla brunatnego zakończyło się tam w 1999 r. Więcej o szybkim napełnianiu górniczych jezior szybowych w artykule: M. Schultze, W. Geller, *Wypełnianie i zagospodarowanie jezior Szybowych przekierowanymi wodami rzecznyymi i wodami kopalnianymi – doświadczenia niemieckie*, 2011, ([link](#)).



## Część 2. Przyszłość wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego

BNEF przewiduje, że działalność większości polskich elektrowni na węgiel brunatny i kamienny stanie się nieopłacalna do 2031 r. z powodu wysokich kosztów paliwa i rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w UE. W przypadku Bełchatowa praca najstarszych bloków stanie się prawdopodobnie nieopłacalna przed 2030 r., ponieważ wspierające elektrownię płatności w ramach rynku mocy mają zakończyć się w 2028 r.<sup>10</sup> Produkcja energii elektrycznej w Bełchatowie jest obciążona znacznym ryzykiem związanym z cenami CO<sub>2</sub>, a polski system energetyczny musi być przygotowany na zmiany cen nawet na długo przed zaprzestaniem wydobycia w Bełchatowie.

### 2.1 Zarys problemu

Obecnie przewiduje się, że wszystkie bloki w elektrowni Bełchatów zostaną całkowicie zamknięte najpóźniej w 2036 r. Wynika to z faktu, że lokalne zasoby węgla brunatnego w tym czasie wyczerpią się, a inwestycje w wydobycie na nowych obszarach są nieopłacalne. Dodatkowo dostawy paliwa nie zagwarantowałyby dłuższej pracy elektrowni, ponieważ modelowanie BNEF pokazuje, że prawdopodobnie stanie się ona nierentowna już w 2029 r. (i nie później niż w 2031 r.) w zależności od cen surowców<sup>11</sup>.

Obecny kryzys energetyczny i związane z nim wysokie ceny gazu spowodowały zwiększone zapotrzebowanie na węgiel brunatny i energię elektryczną pochodzące z tego paliwa. Jednak przyszłe wyzwania dla Bełchatowa dobrze obrazuje sytuacja w energetyce w 2020 r. W tym roku zapotrzebowanie na energię elektryczną było wyjątkowo niskie ze względu na spowolnienie działalności gospodarczej związane z pandemią COVID-19. W tej sytuacji źródła odnawialne odnotowały proporcjonalnie wyższy udział w wytwarzaniu energii, co spowodowało wyparcie węgla brunatnego.

Jak wskazują dane PSE, w 2020 r. współczynnik wykorzystania mocy Bełchatowa wynosił średnio 57%, a w 2021 r. wzrósł on do 63%. Z analizy funkcjonowania innych elektrowni na świecie wynika, że elektrownie na węgiel brunatny stają się zwykle nieopłacalne przy współczynnikach wykorzystania mocy poniżej 65% i w związku z tym istnieje coraz większe prawdopodobieństwo ich zamknięcia<sup>12</sup>. Rosnące ceny CO<sub>2</sub> już wpływają na kompleks, a PGE zamknęła swój najstarszy blok w Bełchatowie w 2019 r. Ogólnie rzecz biorąc, roczna produkcja

<sup>10</sup> Łącznie sześć bloków będzie wspieranych przez rynek mocy do 2028 r. Obejmuje to najnowszy blok 858 MW oraz pięć bloków 360–380 MW.

<sup>11</sup> Szczegóły dotyczące modelowania systemu energetycznego oraz cen węgla kamiennego, gazu i CO<sub>2</sub> znajdują się w dalszej części raportu.

<sup>12</sup> Więcej informacji na ten temat w analizach BNEF dotyczących australijskich elektrowni na węgiel brunatny: *1H 2022 Australia Market Outlook*, *Australian Coal Update: Detailed Plant Analysis*, *Australian Coal Update: Drivers of Retirement*.



elektrowni spadła o ponad 15% w latach 2018–2021 ze względu na warunki rynkowe oraz odstawienie jednego bloku.

## Czynniki wpływające na koszty funkcjonowania Bełchatowa

Opłacalność ekonomiczna wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego w Bełchatowie jest uwarunkowana z jednej strony kosztami eksploatacji, a z drugiej przychodami ze sprzedaży energii na rynku hurtowym, usługami systemowymi świadczonymi na rzecz operatora oraz płatnościami z rynku mocy. Jeśli koszty wytwarzania energii z węgla brunatnego są relatywnie niższe niż w przypadku innych technologii, to węgiel brunatny będzie miał większy priorytet w *merit order* różnych elektrowni i może sprzedawać więcej energii na rynku hurtowym.

Najważniejszymi składnikami kosztów funkcjonowania elektrowni są koszty stałe, koszty paliwa oraz koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Elektrownie na węgiel brunatny są zazwyczaj budowane z myślą o korzyściach skali, a ich koszty stałe są nieco wyższe niż elektrowni na węgiel kamienny. Elektrownie mogą uzyskiwać przychody z usług dodatkowych dla operatora sieci lub poprzez płatności z rynku mocy, ale najważniejszym strumieniem przychodów jest hurtowy rynek energii. Jeśli hurtowe ceny energii spadną poniżej kosztów produkcji energii z węgla brunatnego przez wiele godzin w ciągu roku, elektrownia stanie się nierentowna.

Wysoka emisyjność produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego sprawia, że od 2018 r. koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla mają większy wpływ niż koszty paliwa. Łącznie koszty uprawnień i paliwa stanowią większość krótkookresowych kosztów krańcowych, które decydują o kolejności w *merit order* na rynku hurtowym.

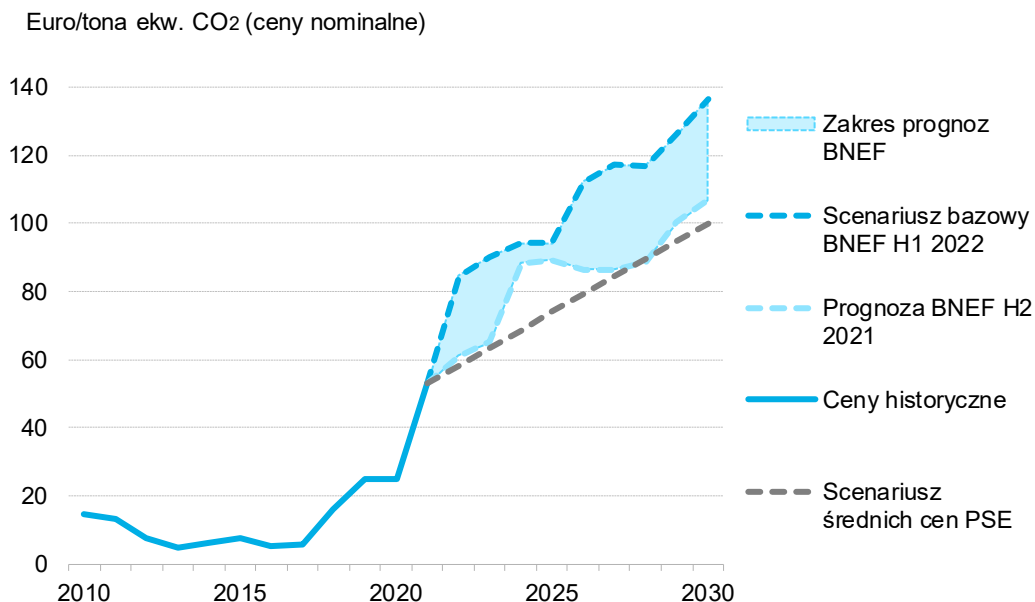
## 2.2 Perspektywy

W 2021 r. Elektrownia Bełchatów wyemitowała ok. 33,2 miliony ton CO<sub>2</sub>, co czyni ją największym jednostkowym źródłem emisji CO<sub>2</sub> w Europie. Była również odpowiedzialna za 2% emisji CO<sub>2</sub> całego sektora energetycznego UE, zapewniając jednocześnie 1% produkcji energii w 2019 r.<sup>13</sup> Sama elektrownia była odpowiedzialna za prawie 10% całkowitej szacowanej emisji CO<sub>2</sub> Polski w 2021 r.<sup>14</sup> Wskaźnik emisyjności produkcji energii elektrycznej z Bełchatowa wyniósł w 2021 r. ok. 1 200 g CO<sub>2</sub>/kWh, czyli prawie o 70% więcej niż średnia emisyjność polskiej produkcji energii elektrycznej i o ponad 400% więcej niż średnia unijna.

Biorąc pod uwagę te dane, koszt zmienny związany z emisją CO<sub>2</sub> w Bełchatowie jest znaczący. Wskaźnik emisyjności starszych jednostek pozostaje szczególnie wysoki, mimo że zostały one zmodernizowane w latach 2011–2018. BNEF przewiduje, że cena CO<sub>2</sub> przekroczy 100 euro/t CO<sub>2</sub> do 2028 r. (Rysunek 6). PSE, operator systemu przesyłowego, ma nieco niższe szacunki w swoim scenariuszu średnich cen i oczekuje, że cena osiągnie 100 euro/t CO<sub>2</sub> w 2030 r.

<sup>13</sup> Na podstawie emisji zgłoszonych do bazy danych zgodności unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

<sup>14</sup> Szacunki Europejskiej Agencji Środowiska dotyczące emisji CO<sub>2</sub> w Polsce w 2021 r.

Rysunek 6. Scenariusze wzrostu cen emisji CO<sub>2</sub> w systemie handlu emisjami UE

Źródła: BloombergNEF, PSE. Uwaga: ceny nominalne nie są skorygowane o przyszłą inflację. Zacieniony obszar odzwierciedla niepewność wokół ceny, ponieważ rynki i regulacje ulegają zmianom.

Cena emisji dwutlenku węgla jest kluczowym mechanizmem mającym umożliwić UE osiągnięcie jej celów klimatycznych i jest mało prawdopodobne, że w dłuższej perspektywie czasowej zostanie skorygowana w dół poprzez zmiany polityki. Nawet jeśli krótkoterminowe rozwiązania zaproponowane niedawno przez państwa członkowskie UE w celu złagodzenia skutków kryzysu energetycznego w latach 2022–2024 zostałyby wdrożone, ceny CO<sub>2</sub> wzrosłyby ponownie po 2025 r.

Wysoka emisyjność węgla brunatnego sprawia, że jego wykorzystanie na potrzeby produkcji energii elektrycznej jest niezgodne z polskimi i europejskimi celami klimatycznymi na rok 2030. Elektrownie na węgiel brunatny musiałyby wytwarzać energię przez mniej niż 10% czasu, aby być zgodne z celami UE w zakresie redukcji emisji na lata 2030–2040<sup>15</sup>. Przy tak niskich współczynnikach wykorzystania mocy nie byłoby finansowo możliwe utrzymanie elektrowni na węgiel brunatny w ruchu bez żadnych płatności pozarynkowych. Ostatnie kontrakty dla Elektrowni Bełchatów na rynku mocy wygasają z końcem 2028 r., a ze względu na wysokie emisje, nie będzie możliwości zawierania nowych<sup>16</sup>.

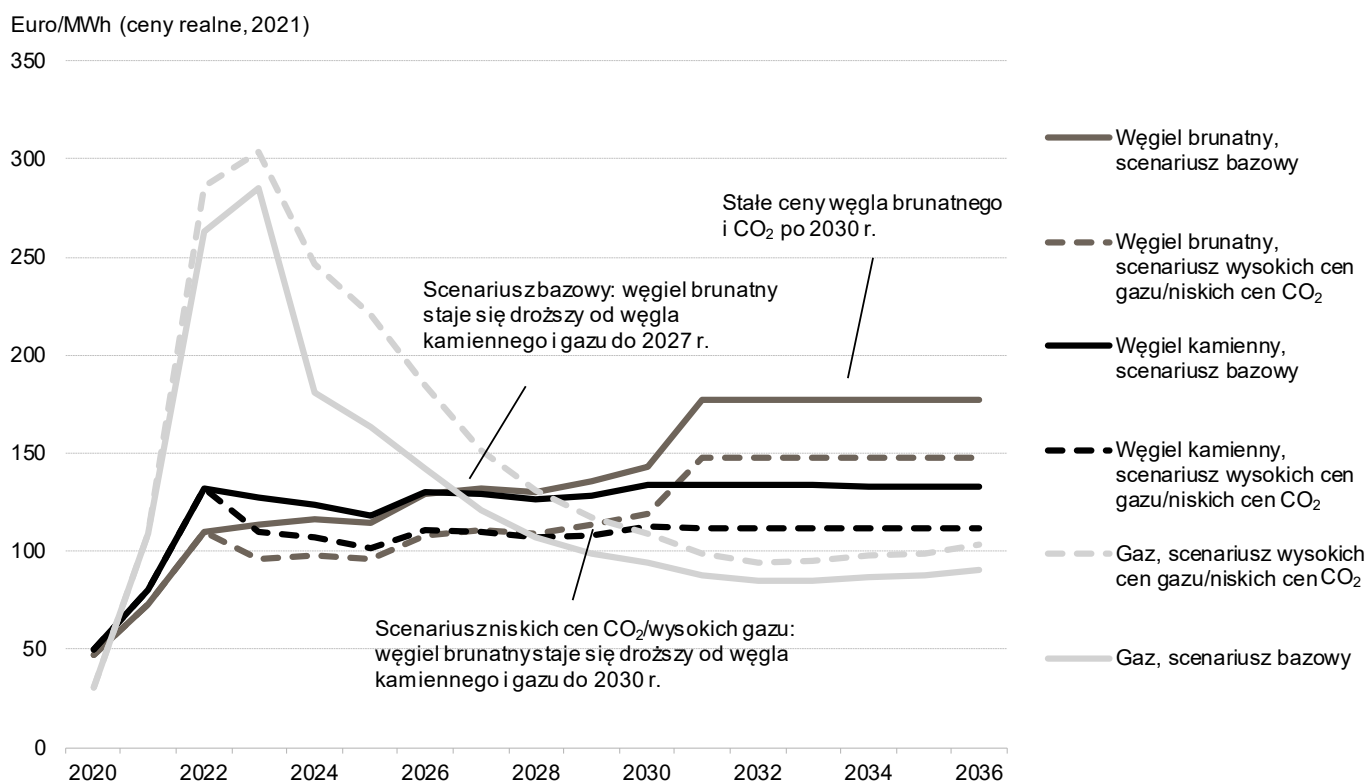
<sup>15</sup> Na podstawie BNEF *European Energy Transition Outlook 2022 Net-Zero Scenario*.

<sup>16</sup> Zgodnie z przepisami UE dotacje do mocy wytwórczych emitujących ponad 550 g CO<sub>2</sub>/kWh muszą zostać wycofane do 2025 r. Źródło: Komisja Europejska, *Projekt rynku energii elektrycznej*, ([link](#)).

## Do 2030 r. węgiel brunatny stanie się najdroższym źródłem energii w Polsce

W miarę rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, elektrownie na węgiel brunatny są na granicy opłacalności, pomimo stosunkowo niskich kosztów paliwa. Odnawialne źródła energii w rzeczywistości nie są obciążone żadnymi kosztami paliwa, a w okresach wysokiej generacji wiatrowej i słonecznej mogą obniżyć ceny energii (czasami nawet do zera). Elektrownie na węgiel brunatny są stosunkowo mało elastyczne i muszą pozostawać w gotowości do pracy w okresach niskich cen energii, aby móc generować energię później, gdy będzie to potrzebne. Koszt polskiego węgla brunatnego szacuje się na 14–28 euro za tonę (65–130 zł, 15–30 dolarów), a jego wartość energetyczna wynosi ok. 2 000 kcal, czyli trzy razy mniej niż w przypadku węgla kamiennego sprzedawanego na świecie. Polskie elektrownie na węgiel brunatny nie ujawniają jednak swoich kosztów paliwa, gdyż jest ono pozyskiwane wewnątrz grupy energetycznej. W związku z tym rzeczywiste koszty węgla brunatnego dla elektrowni w Bełchatowie mogą być wyższe lub niższe od szacowanej średniej krajowej.

Rysunek 7. Krótkookresowe koszty krańcowe wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych w Polsce

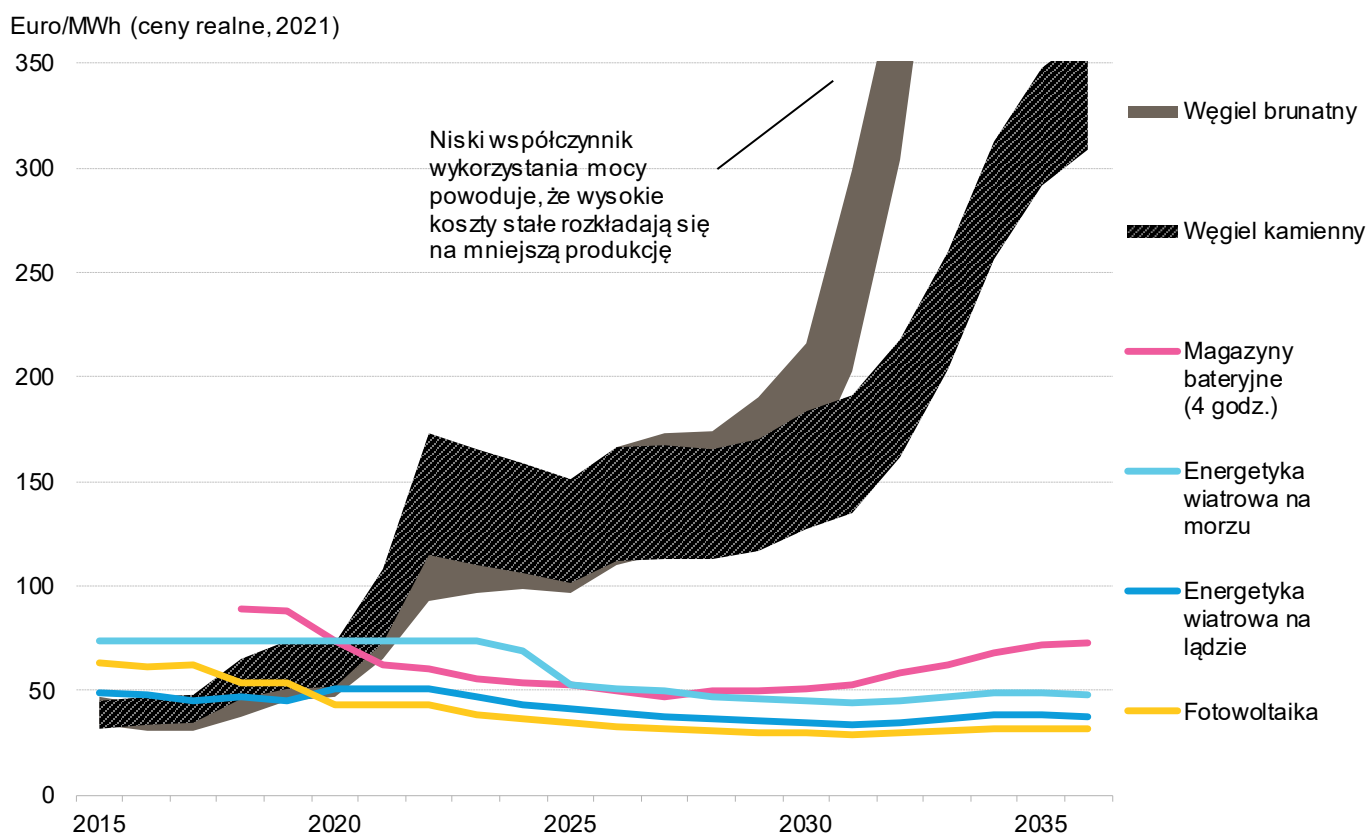


Źródło: BloombergNEF. Uwaga: krótkookresowy koszt krańcowy nie obejmuje kosztów stałych. Scenariusz bazowy jest oparty na scenariuszu BNEF European Energy Transition Outlook dla Polski, ale ma zaktualizowane koszty paliw i węgla. Prognoza cen CO<sub>2</sub> BNEF kończy się w 2030 r., po czym cena ta pozostaje w modelu stała. Więcej informacji na temat scenariuszy i metodyki znajduje się w załączniku.

Węgiel brunatny stał się w 2020 r. jedną z najdroższych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, zarówno na bazie krótkookresowego kosztu krańcowego, jak i kosztu uśrednionego (LCOE). Pod koniec 2021 r. gaz ziemny wyprzedził węgiel brunatny jako

najdroższą technologią wytwarzania energii w Polsce, ponieważ światowe ceny gazu osiągnęły rekordowy poziom. BNEF przewiduje jednak, że w latach 2025–2030 produkcja energii elektrycznej z gazu ponownie stanie się tańsza niż z węgla brunatnego, w miarę wzrostu cen emisji CO<sub>2</sub><sup>17</sup> i przywrócenia równowagi cen gazu ziemnego dzięki większemu napływowi LNG do Europy. Nawet w scenariuszu z utrzymującymi się wysokimi cenami gazu, koszty gazu i węgla brunatnego wyrównają się do 2028 r. (Rysunek 7). W przeciwieństwie do węgla brunatnego, gaz ma tę zaletę, że może uczestniczyć w polskim rynku mocy po 2028 r.

**Rysunek 8. Średni koszt energii elektrycznej z nowobudowanych źródeł odnawialnych i baterii na tle średniego kosztu węgla brunatnego i kamiennego w scenariuszu bazowym BNEF dla Polski**



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: wykres obejmuje koszty stałe. Scenariusz bazowy oparty jest na scenariuszu BNEF European Energy Transition Outlook's Economic Transition dla Polski, ale posiada zaktualizowane koszty paliw i węgla. Więcej informacji na temat prognozy znajduje się w załączniku. Z czasem baterie stają się przeciętnie droższe, ponieważ większa liczba baterii oznacza mniejsze wykorzystanie pojedynczego magazynu.

Bełchatów nie jest uznawany za efektywną kogenerację, ponieważ produkuje znacznie więcej energii elektrycznej niż ciepła. Energia elektryczna wytworzona w Bełchatowie będzie prawdopodobnie droższa niż energia wytworzona przez którąkolwiek z elektrociepłowni działających w wysokosprawnej kogeneracji w Polsce. Kiedy światowe ceny węgla kamiennego obniżą się z rekordowych poziomów wynikających z kryzysu energetycznego, a krajowe ceny węgla kamiennego podążą za nimi, wiele polskich elektrowni na węgiel kamienny

<sup>17</sup> Na podstawie BNEF 1H 2022 EU ETS Market Outlook.

prawdopodobnie będzie produkować tańszą energię elektryczną niż Bełchatów. W prognozie BNEF z lata 2022 r. nastąpi to ok. 2026 r.

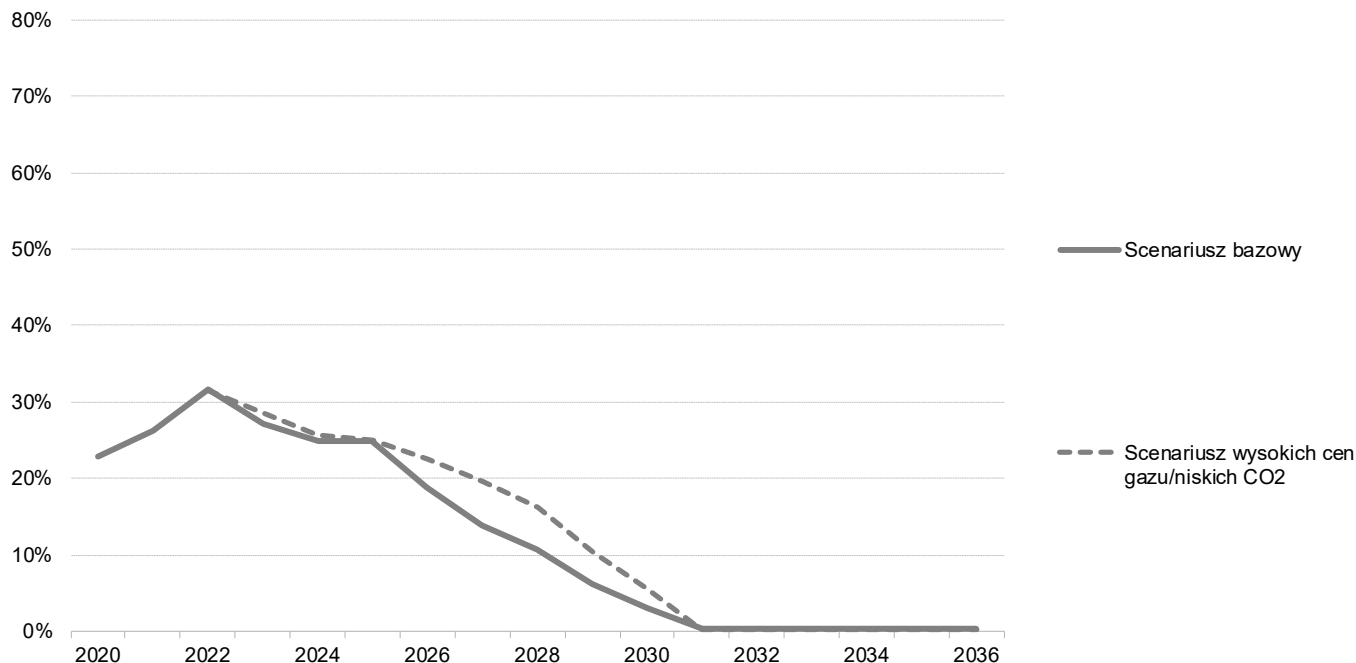
Obecnie krótkookresowy koszt krańcowy węgla brunatnego jest niższy od kosztu węgla kamiennego, ale BNEF przewiduje, że do 2025 r. sytuacja ta ulegnie zmianie (Rysunek 7) z powodu rosnących kosztów węgla. Węgiel brunatny będzie nadal tańszym paliwem, które można wydobyć i dostarczyć do elektrowni. Czynnikiem różnicującym będzie intensywność emisji wytwarzanej energii elektrycznej, a ta w przypadku węgla brunatnego jest o 10–30% wyższa niż w przypadku węgla kamiennego. Tym samym opłata za emisję dwutlenku węgla będzie wyższa dla węgla brunatnego.

Nawet w scenariuszu, w którym ceny CO<sub>2</sub> pozostają niższe, węgiel brunatny pozostaje mniej konkurencyjny niż węgiel kamienny. Przy cenie CO<sub>2</sub> o 20% niższej niż w naszym scenariuszu bazowym, węgiel kamienny staje się tańszy w eksploatacji niż węgiel brunatny w Polsce do 2028 r. Ta dynamika może nawet przyspieszyć w przypadku spadku cen węgla kamiennego, co w najnowszej projekcji BNEF nastąpi już w 2025 r. Globalne ceny gazu również spadną do 2026 r., osiągając poziom sprzed pandemii ok. roku 2030 (na podstawie prognozy BNEF z lata 2022 r.). Niskie ceny gazu zwiększyłyby produkcję energii elektrycznej z gazu, wypierając zarówno węgiel kamienny, jak i brunatny.

W oparciu o istniejącą linię projektów wiatrowych i słonecznych śledzonych przez BNEF, rosnący udział energii odnawialnej w Polsce prawdopodobnie spowoduje również obniżenie współczynników wykorzystania mocy dla wszystkich elektrowni na węgiel brunatny w kraju poniżej krytycznych ekonomicznie poziomów przed 2030 r. Na podstawie kosztów LCOE BNEF szacuje, że od 2020 r. budowa nowych elektrowni słonecznych oraz wiatrowych na lądzie (od 2022 r. również na morzu) jest tańsza niż dalsza eksploatacja istniejących elektrowni na węgiel brunatny (Rysunek 8). Koszt budowy nowych mocy w zakresie energii słonecznej, lądowej energii wiatrowej, pozostał znacznie niższy niż eksploatacja istniejących elektrowni na węgiel brunatny, węgiel lub gaz w latach 2021–2022 (nawet pomimo wyższych globalnych cen surowców i ograniczeń w łańcuchu dostaw).

Obecnie energia słoneczna i wiatrowa są tańsze niż węgiel brunatny, nawet jeśli do projektów dołączone są magazyny bateryjne. Do 2030 r. różnica w kosztach pomiędzy źródłami odnawialnymi a paliwami kopalnymi jeszcze bardziej się powiększy. Ta dynamika spowoduje, że udział węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej spadnie z 30% do 3% w 2030 r., podczas gdy udział węgla kamiennego w tym samym okresie spadnie z 53% do 14% – wynika z analizy BNEF. Najnowsze polskie elektrownie na węgiel kamienny są również mniej emisyjne niż Bełchatów.

Rysunek 9. Udział generacji z węgla brunatnego w rocznej produkcji energii elektrycznej w Polsce



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: Od 2022 r. udział węgla brunatnego jest modelowany przy założeniu zerowego importu netto energii elektrycznej. Zobacz Załącznik dla metodologii modelowania scenariuszy.

BNEF przewiduje, że czynniki ekonomiczne spowodują wycofanie 1,5–2 GW bełchatowskich mocy na węgiel brunatny do 2030 r. Modelowanie z optymalizacją kosztową przeprowadzone przez BNEF pokazuje, że wytwarzanie energii z węgla brunatnego przyczyniłoby się do zaspokojenia mniej niż 10% polskiego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2029 r., a udział ten spadłby do 0% do 2031 r. (Rysunek 9)<sup>18</sup>. Wzrost mocy i produkcji energii odnawialnej wypiera węgiel brunatny z *merit order*.

<sup>18</sup> Więcej informacji na temat przyszłych scenariuszy w załączniku.



## Część 3. Alternatywne technologie wytwarzania energii elektrycznej

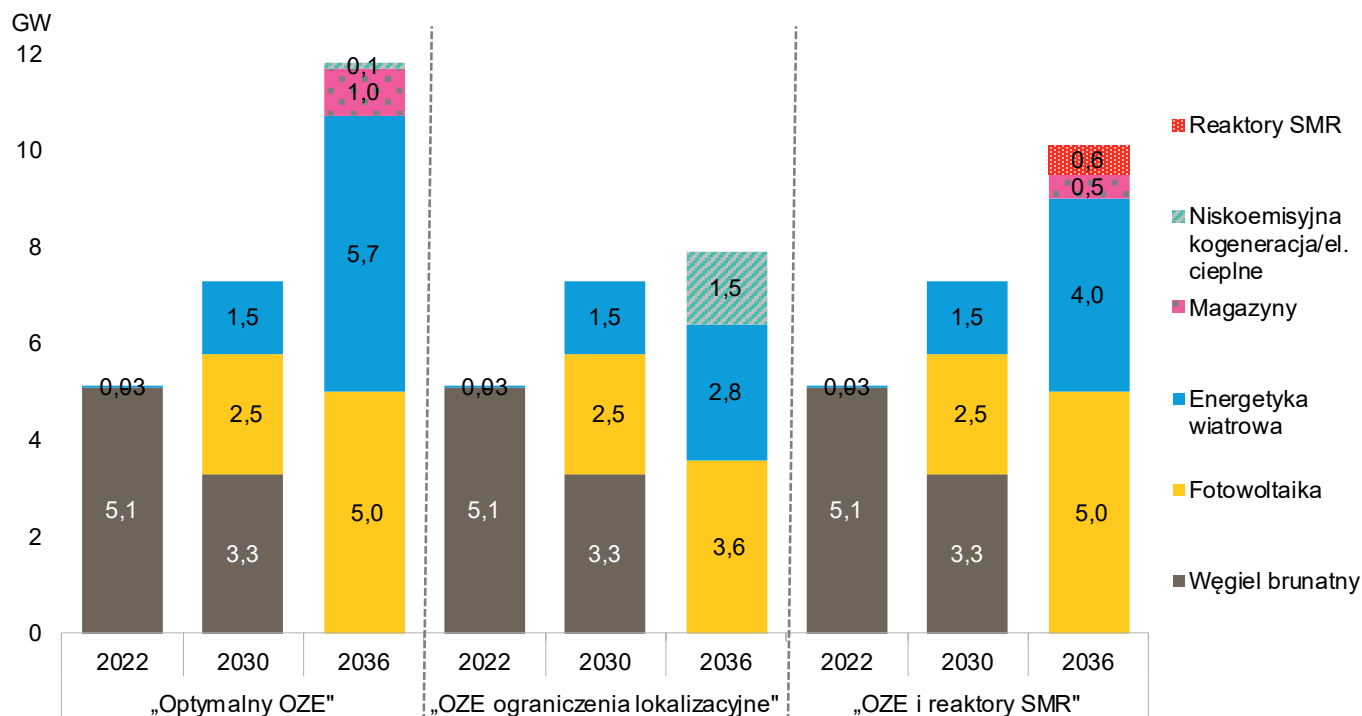
Wojna w Ukrainie i trwający kryzys energetyczny podkreślają kluczowe znaczenie utrzymania przez Polskę wystarczających i bezpiecznych dostaw energii elektrycznej. Aby to zapewnić, produkcja energii z węgla brunatnego w Bełchatowie nie może spaść o szacowane 75% do 2030 r., jak przewiduje *Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Województwa Łódzkiego*, który nie zawiera jasnej strategii zastąpienia jej innymi źródłami energii. Dostępność potężnej infrastruktury sieciowej na tym obszarze sprawia, że w Bełchatowie można zastosować alternatywne rozwiązania. Niniejszy rozdział zawiera analizy dotyczące technologii i paliw, które mogłyby zastąpić węgiel brunatny, a także ocenę możliwości ich wdrożenia.

### 3.1 Zarys problemu

Biorąc pod uwagę ogromną rolę, jaką Bełchatów odgrywa obecnie w krajowym systemie elektroenergetycznym, żadna pojedyncza technologia nie jest w stanie zastąpić całej produkcji elektrowni. Aby uzupełnić braki, należałoby raczej wdrożyć cały pakiet nowych technologii. Rysunek 10 przedstawia trzy możliwe scenariusze rozwoju nowych mocy wytwórczych. Każdy z nich niesie ze sobą własny zestaw wyzwań i możliwości. Każdy powinien także zostać oceniony pod kątem kosztów i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego polskiego systemu energetycznego. Należy również wziąć pod uwagę to, w jaki sposób każdy z nich współgra z unijnym systemem handlu emisjami (ETS).

Obecnie w Polsce planowanych jest wiele nowych projektów energetycznych, w tym nowych mocy w zakresie energii słonecznej, wiatrowej na lądzie, wiatrowej na morzu, gazowej i jądrowej. Zrozumiałe są jednak poważne obawy, iż zamknięcie Bełchatowa w jego obecnej formie zagroziłoby bezpieczeństwu energetycznemu Polski. Większość nowych projektów energetycznych jest obecnie planowana na północy kraju, a w celu zapewnienia stabilnej pracy sieci energetycznej potrzebne są również nowe jednostki wytwórcze w centralnych i południowych regionach Polski.

Rysunek 10. Trzy scenariusze zastąpienia wytwarzania energii z węgla brunatnego w Bełchatowie



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: wykres ilustruje miksy wytwórcze, które mogłyby zmaksymalizować wykorzystanie przyłączenia do sieci. Wszystkie scenariusze mogą zastąpić 80% generacji Bełchatowa z 2021 r.

Bez nowych większych inwestycji w regionie Bełchatowa, „wiele lokalnych miejsc pracy może zniknąć wraz z zamknięciem elektrowni na węgiel brunatny. Nowe projekty energetyczne oznaczałyby nowe miejsca pracy przy jednoczesnym zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego i odciążeniu sieci przesyłowej. Solidny plan sprawiedliwej transformacji wspierany przez fundusze UE gwarantowałyby natomiast to, że nowe miejsca pracy będą dostępne dla pracowników z regionu. Działania te mogłyby obejmować projekty wykorzystujące zmienne źródła energii odnawialnej, takie jak energia słoneczna i wiatrowa, a także dyspozycyjne moce wytwórcze, takie jak gaz lub wodór, energia z odpadów lub reaktory SMR.

### 3.2 Porównanie technologii energetycznych pod względem ekonomiki

Obecny kryzys energetyczny uwidocznił nierozzerwalny związek pomiędzy kosztami energii a bezpieczeństwem energetycznym w Polsce i w Europie. W tym podrozdziale analizujemy potencjalne koszty jej produkcji z różnych technologii energetycznych, które mogłyby zastąpić węgiel brunatny w Bełchatowie.

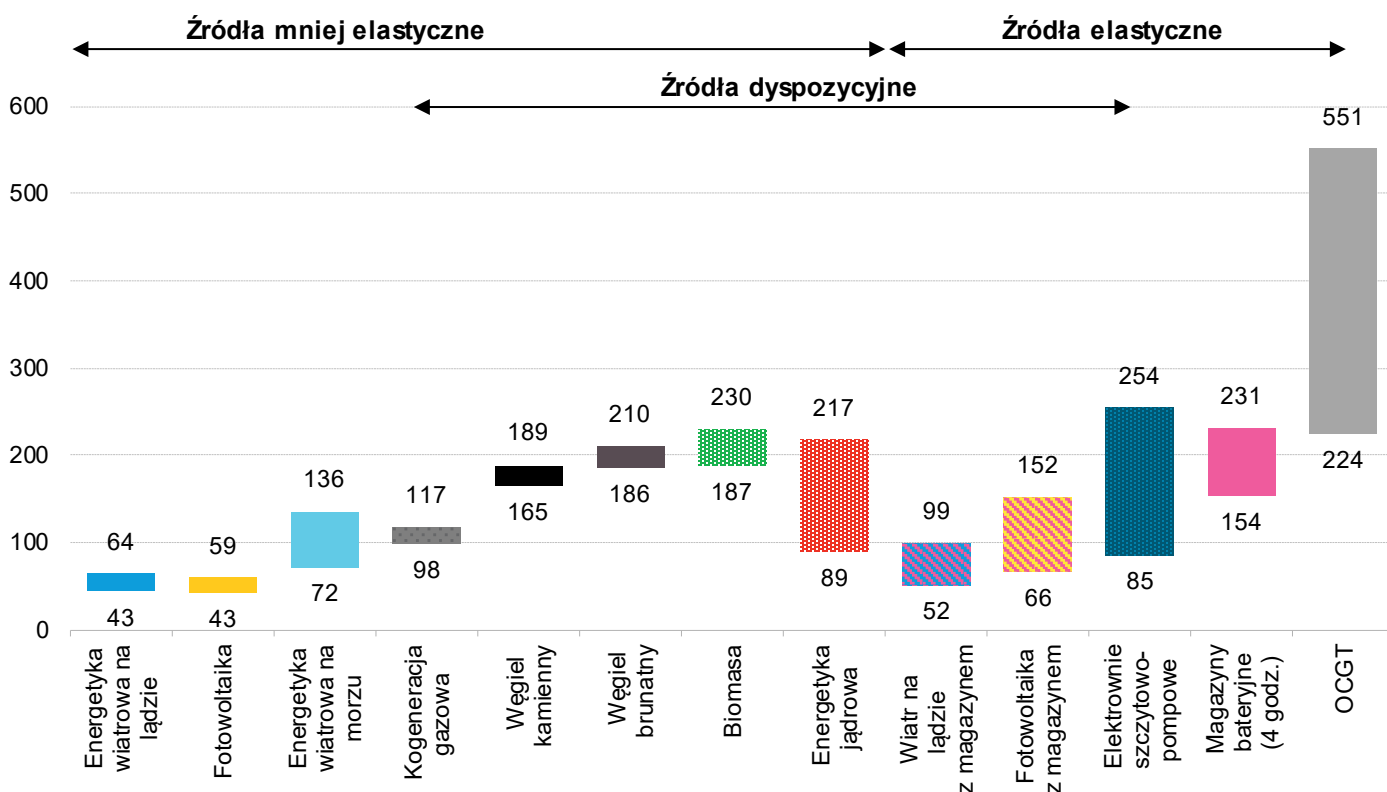
Obecnie energia słoneczna i wiatrowa są najtańszymi dostępnymi w Polsce źródłami nowej generacji (na podstawie wskaźnika LCOE), które mogą być budowane na masową skalę<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Energetyka budowana na masową skalę, jak OZE, nadaje się do wytwarzania dużych ilości energii elektrycznej, w przeciwieństwie do elastycznych mocy wytwórczych.

(Rysunek 11)<sup>20</sup>. Większość elastycznych mocy jest droższa, ale dodają one do sieci wartość, która nie jest uwzględniona w LCOE. W przypadku elastycznych mocy, które wytwarzają energię elektryczną tylko przez ograniczoną liczbę godzin w roku, inną przydatną miarą kosztów są nakłady kapitałowe (CAPEX) w przeliczeniu na megawat mocy zainstalowanej (więcej na ten temat w części poświęconej alternatywnym rozwiązaniom w zakresie mocy ciągłej i elastycznej).

Rysunek 11. Polska i Niemcy w 2022 r. – zakresy średniego kosztu energii elektrycznej w podziale na technologie

Euro/MWh (ceny realne, 2021)



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: wszystkie dane LCOE oparte są na BNEF 1H 2022 LCOE Outlook, ale ceny CO<sub>2</sub> i gazu zostały zaktualizowane. Polskie dane LCOE są stosowane dla kogeneracji gazowej, węgla kamiennego, węgla brunatnego i wiatru na lądzie. Wszystkie inne dane LCOE oparte są na projektach niemieckich, ponieważ koszty są podobne w obu krajach, przy czym koszty finansowania są nieco wyższe w Polsce (przeciętny koszt zadłużenia w Niemczech wynosi 2%, a w Polsce do 4%).

\*Wszystkie wskaźniki LCOE uwzględniają opóźnienia i przekroczenia kosztów. Jest to szczególnie widoczne w przypadku LCOE energetyki jądrowej, w którym jako punkt odniesienia wykorzystano Wielką Brytanię. LCOE dla biomasy jako punkt odniesienia wykorzystuje Hiszpanię.

Elektrociepłownie gazowe należą do tańszych źródeł ciepłych, ponieważ mają wysokie sprawności wynikające z produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu.. Szacunek LCOE dla gazu zakłada, że ceny paliwa gazowego spadną z rekordowych poziomów z 2022 r. i osiągną

<sup>20</sup> Średni koszt energii elektrycznej (LCOE) jest powszechnie stosowaną metodą porównywania kosztów różnych technologii wytwarzania. LCOE z 2022 r. odzwierciedla koszty projektów, których realizacja rozpoczyna się w 2022 r., ale rok eksploatacji różni się w zależności od typowego czasu rozwoju danej technologii. Więcej informacji o tym, jak oblicza się poziomicowy koszt energii elektrycznej, znajduje się w załączniku.

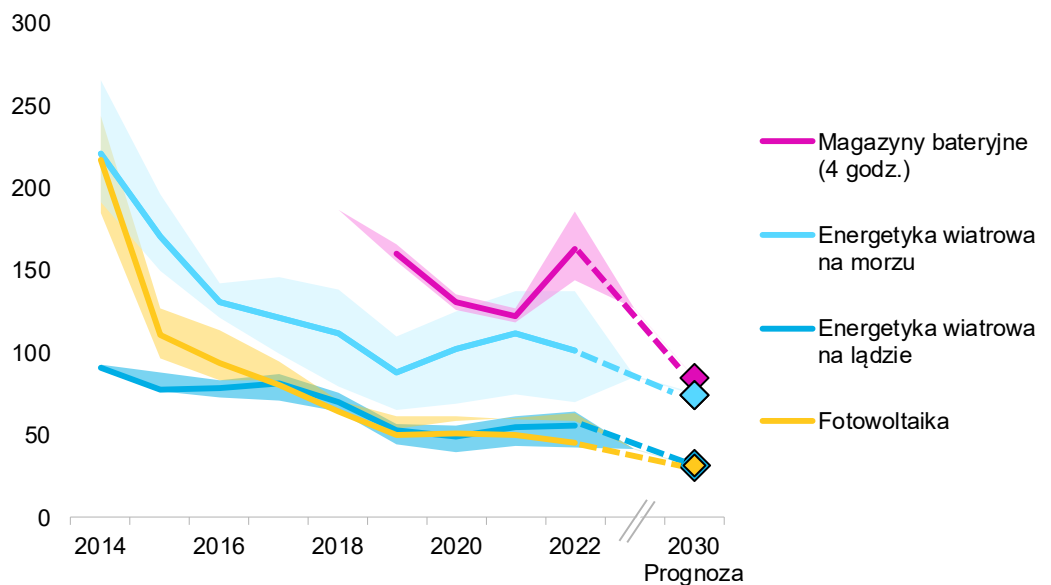
wysokość ok. 35–50 euro/MWh na przestrzeni eksploatacji projektu. Nowe elektrownie na węgiel kamienny i brunatny należą do droższych opcji wytwarzania energii na masową skalę.

BNEF ma szeroki zakres szacunków LCOE dla energetyki jądrowej. Opóźnienia i przekroczenia budżetu w przypadku projektów we Francji, Finlandii i Wielkiej Brytanii sprawiają, że górny zakres szacunków LCOE jest wyższy niż pierwotnie planowano dla tych projektów. Nie ma komercyjnie działających małych modułowych reaktorów jądrowych (SMR), więc nie jest dostępny wiarygodny LCOE dla tej technologii. Amerykańska Energy Information Administration (EIA) oszacowała LCOE dla SMR na ok. 80 euro/MWh w 2027 r., ale LCOE pierwszych reaktorów będzie znacznie wyższe.

LCOE energii słonecznej spadł o ponad 90% od 2009 r., a BNEF przewiduje, że koszty będą nadal spadać w następnej dekadzie, choć nie tak gwałtownie (Rysunek 12). Z analizy BNEF wynika, że najtańszy miks energetyczny w Polsce można osiągnąć, gdy wiatr i słońce stanowią większość całkowitej produkcji, a droższe elastyczne technologie wytwarzają energię tylko w ciągu kilku godzin lub dni, w których moc wiatru i słońca jest niska.

### Rysunek 12. Historyczne LCOE i prognoza na rok 2030 dla źródeł odnawialnych i baterii w Polsce

Euro/MWh (ceny realne, 2021)



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: zacienione obszary odzwierciedlają różne wartości LCOE dla różnych projektów. Jako szacunkowe dane dla morskiej energetyki wiatrowej i magazynów bateryjnych wykorzystano dane z Niemiec.

### 3.3 Rola Bełchatowa w sieci elektroenergetycznej

Główna infrastruktura sieciowa zbudowana wokół Bełchatowa została zaprojektowana tak, aby odbierać i kierować ogromną produkcją elektrowni w inne miejsca. Taka infrastruktura jest bardzo cenna i przy odpowiednim planowaniu, mogłaby być ponownie wykorzystana do przyjęcia produkcji z innych źródeł. Zbudowanie nowej mocy wytwórczych na czas planowanego zamknięcia elektrowni węglowych poprawiłoby stabilność i bezpieczeństwo systemu, pozwalając PSE na wybór optymalnych rozwiązań sieciowych i odpowiednie dostosowanie infrastruktury przesyłowej.

#### Zamknięcie Bełchatowa bez wymiany generacji oznaczałoby zmarnowanie inwestycji sieciowych

Wyłączenie elektrowni w Bełchatowie bez zastępowania jej innymi mocami spotęgowałoby przeciążenie sieci i obniżyłoby ogólną niezawodność systemu. Aby tego uniknąć, produkcja w Bełchatowie mogłaby zostać zastąpiona przez projekty planowane w innych częściach kraju, ponieważ do 2035 r. planowane jest wybudowanie ok. 20 GW nowych mocy. Większość z obecnie realizowanych projektów znajduje się jednak na północy kraju. Z drugiej strony, Bełchatów jest położony bardziej na południe, w pobliżu głównych ośrodków zapotrzebowania<sup>21</sup>.

Dostosowanie sieci do zerowej generacji w okolicach Bełchatowa zwiększyłoby przepływy północ-południe i wymagałoby budowy dodatkowych połączeń. Operator sieci przesyłowej planuje z tego powodu budowę nowej linii kablowej wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC), ale pojedyncze połączenie nie zagwarantuje wystarczających dostaw energii na południu. Moc tego potencjalnego połączenia nie jest jeszcze znana, ale istniejące europejskie kable HVDC mają moc do 2 GW. Trzeba mieć też na uwadze, że transportowanie energii z większych odległości do centrów odbiorczych ogólnie obniża niezawodność systemu i zwiększa straty energii w przesyłach. Budowa dodatkowych połączeń w Polsce może zająć wiele lat, a także zaszkodzić niezawodności całej sieci i spowodować większe straty energii.

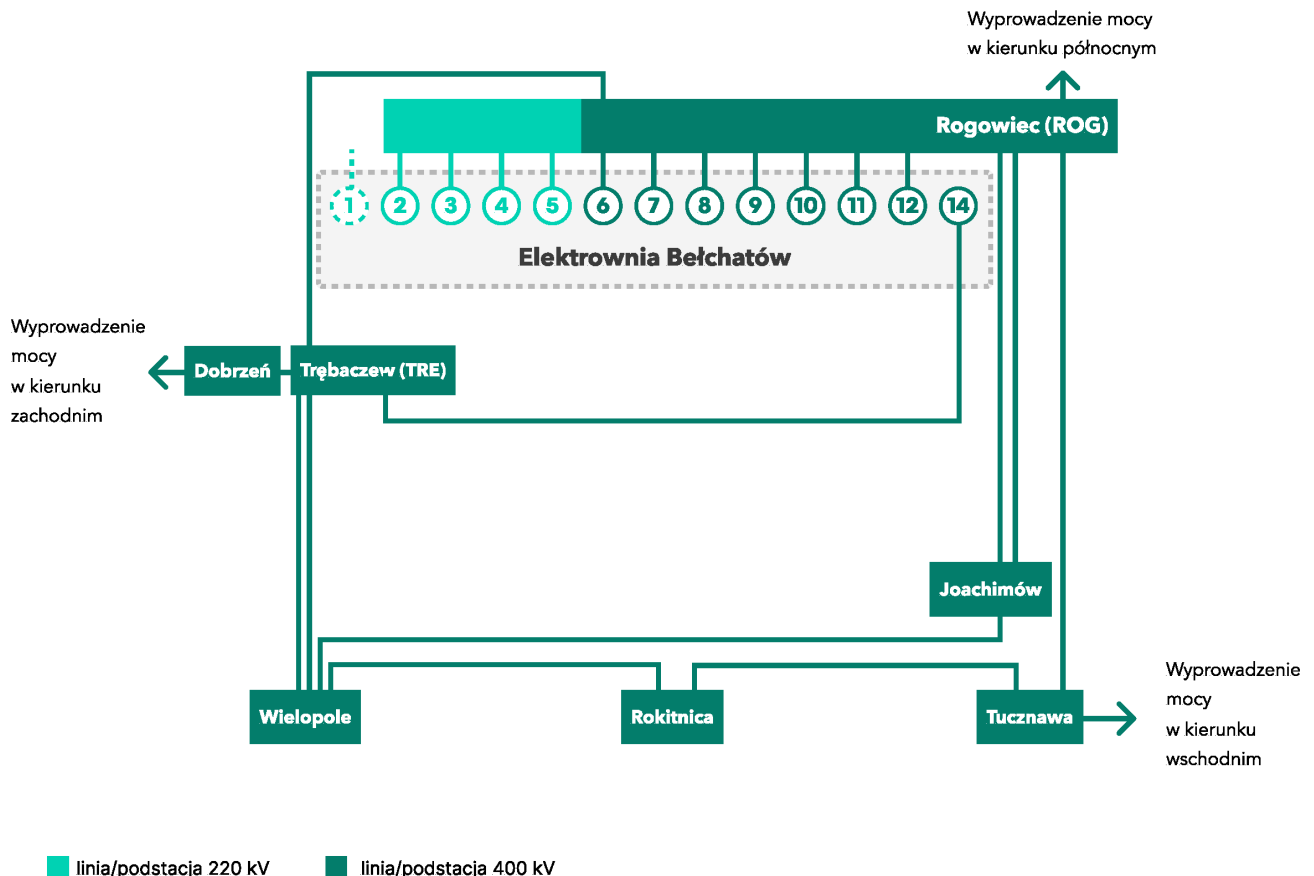
Bardziej optymalne byłoby zbudowanie nowych mocy wytwórczych w pobliżu Bełchatowa w celu wykorzystania istniejących połączeń sieciowych. Istniejąca wokół Bełchatowa sieć jest wykorzystywana w wysokim stopniu i rzadko jest przeciążona, nawet gdy produkcja z węgla brunatnego osiąga pełną moc. Niewielkie ograniczenia przesyłowe zdarzają się jednak sporadycznie na liniach łączących Rogowiec i Joachimów. Częstochowa, w pobliżu której znajduje się huta stali, prawdopodobnie nadal będzie dużym ośrodkiem zapotrzebowania. Posiadanie mocy wytwórczych zlokalizowanych w pobliżu takich miejsc zmniejsza straty w przesyłach energii. Dostępność istniejącej sieci oraz pobliski ośrodek zapotrzebowania w Częstochowie przemawiają więc za tym, że w Bełchatowie powinny powstać nowe moce wytwórcze.

Bełchatów posiada obecnie 12 jednostek wytwórczych, które wprowadzają energię do trzech węzłów sieci. Jedenaście jednostek o mocach znamionowych 360–380 MW jest podłączonych do stacji 400 kV Rogowiec poprzez dwa węzły (Rysunek 13). Łączna moc przyłączona do Rogowca wynosi ponad 4 GW, co czyni ją jedną z największych stacji elektroenergetycznych w Europie. Największa jednostka wytwórcza w Bełchatowie ma moc 858 MW i jest podłączona do stacji Trębaczew w innej lokalizacji. Rogowiec i Trębaczew zasilają polską sieć energetyczną w wielu

<sup>21</sup> PSE, *Komunikat Operatora Systemu Przesyłowego w sprawie konsultacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, 2022, (link)*.

różnych kierunkach, ale okolice Piotrkowa Trybunalskiego i Łodzi w szczególności polegają na Rogowcu. Częstochowa jest obsługiwana przez podstację Joachimów, ale ostatecznie w zakresie dostaw energii elektrycznej jest również w dużym stopniu uzależniona od Bełchatowa.

Rysunek 13. Konfiguracja sieci wokół Elektrowni Bełchatów



Źródła: BloombergNEF, PSE. Uwaga: Bełchatów miał 13 bloków do 2019 r., kiedy to zamknięto jednostkę nr 1. Żadna jednostka nie jest oznaczona numerem 13.

Kluczowe jest, aby spadek produkcji i ewentualne wyłączenie Bełchatowa były planowane z dużym wyprzedzeniem, tak aby sieć mogła zostać zrekonfigurowana w celu uwzględnienia utraconych mocy. Obecnie 40-letnia stacja Rogowiec jest remontowana, co sugeruje, że operator sieci spodziewa się dalszej generacji z Bełchatowa przez kolejne lata. Modernizacja została ogłoszona po awarii w stacji w czerwcu 2021 r., która spowodowała utratę 3 GW w systemie. Polska sieć nie była przygotowana na taką awarię, a częstotliwość chwilowo spadła poniżej bezpiecznych granic.

Modernizacja podstacji pomoże uniknąć w przyszłości nieplanowanych strat mocy. Istnieje jednak ryzyko, że inwestycja zostanie zmarnowana, jeśli po 2030 r. w Bełchatowie nie będzie produkcji lub będzie ona ograniczona. W dokumencie konsultacyjnym z 2022 r.<sup>22</sup>, przygotowanym przez operatora systemu przesyłowego PSE, stwierdza się, że modernizacja pomoże w przekazywaniu mocy z Rogowca. Sugeruje to, że PSE liczy na przyszłą generację z Bełchatowa, ale

<sup>22</sup> PSE, *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032*, 2022, ([link](#)).



niekoniecznie z węgla brunatnego. Własny scenariusz cenowy operatora sieci przewiduje, że do 2030 r. produkcja z węgla brunatnego spadnie o 78%. Aby wykorzystać obecną inwestycję w podstację, potrzebne byłyby więc nowe moce wytwórcze. Po modernizacji podstacja będzie technicznie łatwiejsza do zarządzania, co może również ułatwić przesyłanie zmiennej energii odnawialnej z Bełchatowa.

## Polska sieć energetyczna może zostać zmodernizowana, aby dostosować ją do pracy źródeł zmiennych

Polska sieć energetyczna oraz sieć otaczająca Bełchatów zostały zbudowane w celu dostarczania do centrów zapotrzebowania niezawodnych, dyspozycyjnych mocy pracujących w sposób ciągły. Dodanie do sieci źródeł odnawialnych potencjalnie spowodowałoby problemy z niesterowalnością i stabilnością. Istnieją jednak technologie, które mogą rozwiązać te problemy.

### Niesterowalność

Nowa moc przyłączona w Bełchatowie powinna przynajmniej częściowo pracować w sposób stały, a nie w pełni w zmienny. Podczas gdy energia odnawialna może zastąpić znaczną część energii wytwarzanej obecnie z węgla brunatnego, pewna uzupełniająca moc dyspozycyjna ułatwiłaby operatorowi sieci zarządzanie zmiennością produkcji energii odnawialnej. Można to osiągnąć dzięki magazynom baterijnym, elektrowniom szczytowo-pompowym lub zwiększeniu wykorzystania produkowanej energii elektrycznej w tym regionie.

Połączenie mocy dyspozycyjnych z wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Bełchatowie mogłoby również pomóc w zarządzaniu zmiennością przepływów transgranicznych do Niemiec, Czech i Słowacji. Jednostki dyspozycyjne w pobliżu Bełchatowa pomogłyby zapewnić przepływ energii we właściwym kierunku i uniknąć przepływów kołowych<sup>23</sup>. Ekstremalne zmiany w wytwarzaniu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych mogłyby utrudnić zarządzanie tymi przepływami, ale istnieją rozwiązania technologiczne, które mogą złagodzić ten problem. Są to na przykład przesuwniki fazowe<sup>24</sup>, które pomagają kontrolować nieplanowe przepływy.

Skutki zmienności produkcji energii słonecznej i wiatrowej mogą być również częściowo kontrolowane przez elastyczne zapotrzebowanie na miejscu, które zużywa energię w okresach wysokiej produkcji. W ten sposób wszelkie skoki produkcji wprowadzane do sieci zostałyby spłaszczone. Zlokalizowanie popytu obok wytwarzania energii zmniejsza również ryzyko tymczasowego przeciążenia sieci przesyłowej. Wielkoskalowe pompy ciepła (opisane w podrozdziale 3.5.) są przykładem elastycznego zapotrzebowania. Z technicznego punktu widzenia duże przyłącze sieciowe, takie jak w Bełchatowie, mogłoby być również wykorzystane do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną zamiast jej dostarczania, ale samodzielne zwiększenie zapotrzebowania spowodowałoby jeszcze większe obciążenie przepływów północ-południe w Polsce. Elastyczne zapotrzebowanie mogłoby jednak pomóc w absorpcji mocy z lokalnych zmiennych źródeł odnawialnych i pomóc w zbilansowaniu sieci poprzez reakcję na zapotrzebowanie.

<sup>23</sup> Przepływy kołowe występują w przypadku, gdy handel energią elektryczną wewnątrz jednej strefy cenowej (zazwyczaj zbieżnej z granicami państwowymi) powoduje nieplanowane przepływy energii, które mają wpływ na inne strefy. Może to spowodować niespodziewany przepływ energii do krajów sąsiednich.

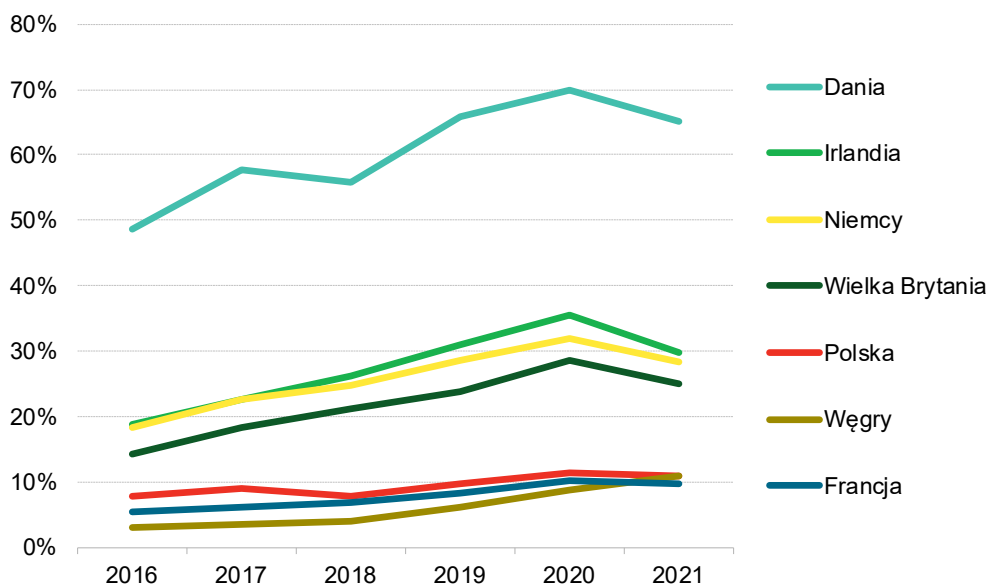
<sup>24</sup> Przesuwnik fazowy (PST) jest specjalistycznym typem transformatora, stosowanym zazwyczaj do sterowania przepływem mocy czynnej w trójfazowych elektrycznych sieciach przesyłowych. Źródło: ENTSO-E, *Transformatory z przesunięciem fazowym*, ([link](#)).

### Stabilność

Sieci są w stanie działać stabilnie przy wysokim udziale energii wiatrowej i słonecznej. Na przykład w Danii w 2020 r. udział energii wiatrowej i słonecznej wyniósł 70% i nie doszło tam do poważnej destabilizacji sieci. Udało się to osiągnąć dzięki wysokiemu poziomowi połączeń międzysystemowych z sąsiednimi krajami. Większość krajów europejskich buduje nowe transgraniczne połączenia sieciowe. Mniej połączone systemy energetyczne również osiągnęły wysoki udział energii wiatrowej i słonecznej. Na przykład Irlandia osiągnęła 35% udziału wiatru w 2020 r. Irlandzki operator systemu przesyłowego Eirgrid przygotowuje się obecnie do osiągnięcia 80% udziału energii wiatrowej/solarnej do 2030 r. (Rysunek 14). Udział energii słonecznej i wiatrowej wzrósł ponad dwukrotnie w latach 2016–2021 nawet w krajach w dużym stopniu uzależnionych od energii jądrowej, takich jak Węgry i Francja.

Polska ma potencjał do wykorzystania odnawialnych źródeł energii w znacznie szerszym zakresie, ponieważ jej generacja z wiatru i słońca wyniosła zaledwie 11% w 2020 i 2021 r. PSE zapowiedziały<sup>25</sup>, że przygotowują się do uzyskiwania 50% odnawialnej energii elektrycznej w Polsce do 2032 r., co znacznie zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju.

**Rysunek 14. Udział wiatru i słońca w wytwarzaniu energii w latach 2016–2021 (wybrane kraje europejskie)**



Źródło: BloombergNEF.

Polska sieć już przygotowuje się do wyłączenia kolejnych elektrowni na węgiel brunatny. Stopniowo mają być wyłączane elektrownie w Pątnowie, Koninie i Adamowie, położone w odległości ok. 100–150 km od Bełchatowa. Około 1,3 GW z nich już wyłączono, a kolejne 1,2 GW ma zostać zamknięte najpóźniej do 2029 r. Ta generacja zostanie przynajmniej częściowo zastąpiona, ponieważ według PSE 1,4 GW nowych projektów gazowych i odnawialnych źródeł energii złożyło już wnioski o pozwolenie na przyłączenie do sieci w okolicach Pątnowa, Konina i

<sup>25</sup> PSE, *Projekt planu rozwoju...*, *op.cit.*

Adamowa<sup>26</sup>. Wyłączenie kilku bloków w Bełchatowie w podobnym terminie jest możliwe, o ile dokonane zostaną odpowiednie korekty w sieci i na czas powstanie produkcja zastępcza.

Obecnie zmienna energia odnawialna zazwyczaj nie oferuje usług sieciowych w zakresie regulacji częstotliwości i napięcia. To jednak prawdopodobnie zmieni się do 2030 r. Brytyjski operator systemu przesyłowego National Grid rozpoczął kontraktowanie usług stabilności sieciowej z generacji energii odnawialnej w lutym 2022 r.<sup>27</sup> Następnie kontrakty na usługi w zakresie mocy biernej i zarządzania ograniczeniami zostały przyznane farmom wiatrowym. Pojawiają się też nowe rozwiązania technologiczne. Tak zwane przekształtniki formujące sieć (*grid-forming inverter*) mogą być stosowane do turbin wiatrowych w celu ustawienia pożądanego napięcia zgodnie z próbami przeprowadzonymi przez amerykańskie Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej<sup>28</sup>. Energia słoneczna może najlepiej świadczyć usługi sieciowe, jeśli jest połączona z magazynowaniem energii.

### Inercja

Inercja jest jednym z aspektów stabilnego systemu energetycznego, którego istniejące zmienne technologie energii odnawialnej nie mogą skutecznie zastąpić. Inercja odnosi się do energii potencjalnej zmagazynowanej w wirujących turbinach, zasilających sieć synchronicznie. Energetyka ciepła zapewnia synchroniczne wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą turbin obracających się z pożądaną częstotliwością. Zastąpienie elektrowni na węgiel brunatny w Bełchatowie mocą niesynchroniczną, taką jak energia wiatrowa i słoneczna, zmniejszyłoby inercję sieci. Aby utrzymać odpowiedni jej poziom, istniejące turbiny z elektrowni węgla brunatnego mogłyby zostać wykorzystane jako tzw. kondensatory synchroniczne. Oznacza to, że stare turbiny zostałyby ponownie wykorzystane i zamiast spalać węgiel brunatny do wytworzenia energii elektrycznej, wykorzystywałyby niewielkie ilości energii z sieci.

Kondensatory synchroniczne<sup>29</sup> (zwane również kompensatorami synchronicznymi) są wykorzystywane w wielu europejskich sieciach. W Wielkiej Brytanii, gdzie wiatr ma duży udział w produkcji energii elektrycznej, w 2021 r. dwie turbiny gazowe zostały zamienione na kondensatory synchroniczne. Operator sieci brytyjskiej National Grid zaofiarował byłej elektrowni, w której znajdują się turbiny, sześcioletni kontrakt na świadczenie usługi<sup>30</sup>. Kontrakt ten sprawił, że konwersja turbin była opłacalna. W najnowszych konsultacjach sieciowych PSE planuje wydać 85 mln euro (400 mln zł) na nowe synchroniczne urządzenia kompensacyjne przed 2032 r. Bateria mogą reagować w ciągu kilku sekund, aby dostosować częstotliwość sieci (więcej o usługach sieciowych magazynów energii i alternatywach dla mocy ciągłej w sekcji 4.5.).

<sup>26</sup> PSE, *Komunikat Operatora Systemu Przesyłowego w sprawie konsultacji projektu planu rozwoju...*, op.cit.

<sup>27</sup> National Grid ESO, *Landmark moment as renewables get 'green light' to support the grid*, 2022, ([link](#)).

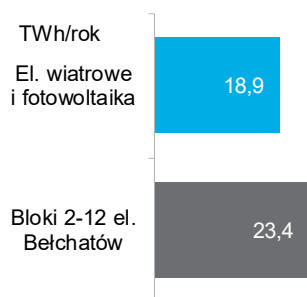
<sup>28</sup> NREL, *Przełomowa demonstracja pokazuje, w jaki sposób zwykła turbina wiatrowa może zapewnić podstawową stabilność sieci*, 2022, ([link](#)).

<sup>29</sup> ENTSO-E, *Kompensator synchroniczny*, ([link](#)).

<sup>30</sup> Źródła: National Grid ESO, *Elektrownia Deeside rozpoczyna pierwszy na świecie kontrakt na stabilność systemu energetycznego z National Grid ESO*, 2021, ([link](#)); *Historia sukcesu Szkocji w dziedzinie wiatru wzmocniona inwestycją w stabilność w wysokości 323 mln funtów*, 2022, ([link](#)).

### 3.4 Zmienne źródła energii odnawialnej

**Rysunek 15. Optymalna produkcja w elektrowniach słonecznych i wiatrowych a stare jednostki w Bełchatowie**



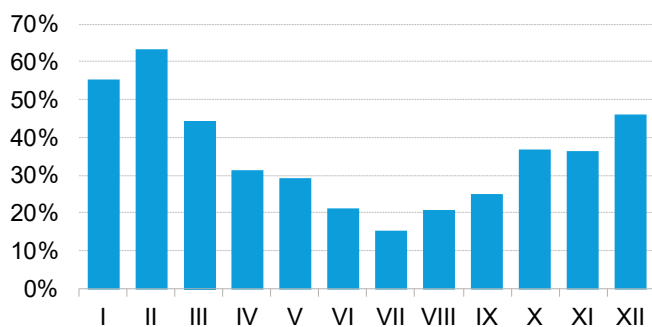
Źródła: BloombergNEF, PSE.

Energetyka wiatrowa i słoneczna mogłaby zastąpić 80% produkcji z węgla brunatnego w Bełchatowie w 2021 r. w oparciu o lokalne wzorce pogodowe i dostępność terenu. Optymalny miks tych źródeł, który najlepiej wykorzysta obecne 5,1 GW przyłączenia do sieci, to 5,7 GW energii wiatrowej i 5 GW energii słonecznej. BNEF oblicza, że taki miks przyniosłby najwyższą wartość bieżącą netto (NPV)<sup>31</sup>. Najstarsze bloki w Bełchatowie zostaną prawdopodobnie zamknięte w pierwszej kolejności i mogą zostać zastąpione energią odnawialną przed 2030 r. Jeśli 11 starszych bloków z przyłączeniem do sieci o mocy 4,2 GW zostanie zamkniętych w pierwszej kolejności, mogłyby one zostać zastąpione przez ok. 4,8 GW energii wiatrowej i 4,2 GW energii słonecznej<sup>32</sup>. Ta moc mogłaby zastąpić 80% energii elektrycznej produkowanej przez 11 starszych bloków w Bełchatowie, produkując między 18–21 TWh rocznie w zależności od pogody.

Dodatkowe 900 MW energetyki wiatrowej i 800 MW słonecznej mogłoby powstać po wyłączeniu najnowszego bloku o mocy 858 MW. Dzięki temu łączna moc zainstalowana w tym rejonie w elektrowniach wiatrowych wyniosłaby 5,7 GW, a w elektrowniach słonecznych 5 GW. Nawet, jeśli zagospodarowanie terenu zostanie ograniczone o 50% dla energii wiatrowej i 30% dla energii słonecznej, technologie te mogłyby zastąpić połowę produkcji Bełchatowa.

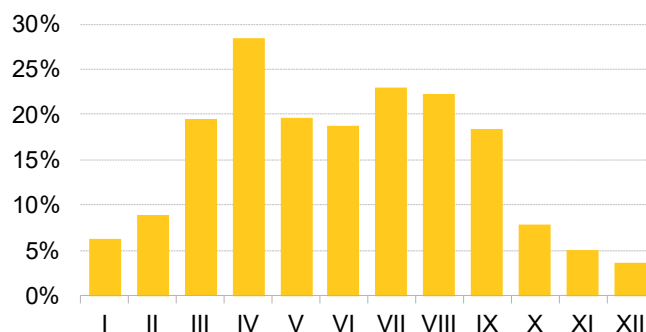
Połączenie energii wiatrowej i słonecznej może stworzyć lepszy profil wytwarzania niż każda z tych technologii w pojedynkę (Rysunek 16 oraz Rysunek 17). Przewymiarowanie elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych względem mocy przyłączeniowej może wygładzić profil produkcji.

**Rysunek 16. Prognozowane średnie miesięczne współczynniki wykorzystania mocy energetyki wiatrowej na podstawie danych pogodowych Bełchatowa**



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: współczynniki wykorzystania mocy na podstawie turbiny wiatrowej o mocy 2,5 MW i wysokości piasty 126 m.

**Rysunek 17. Prognozowane średnie miesięczne współczynniki wykorzystania mocy fotowoltaicznej na podstawie danych pogodowych Bełchatowa**



Źródło: BloombergNEF & PVGIS.

<sup>31</sup> Wartość bieżąca netto reprezentuje przepływy pieniężne kapitału własnego danego projektu od początku rozwoju do końca eksploatacji zdyskontowane przy poziomie wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) 6%.

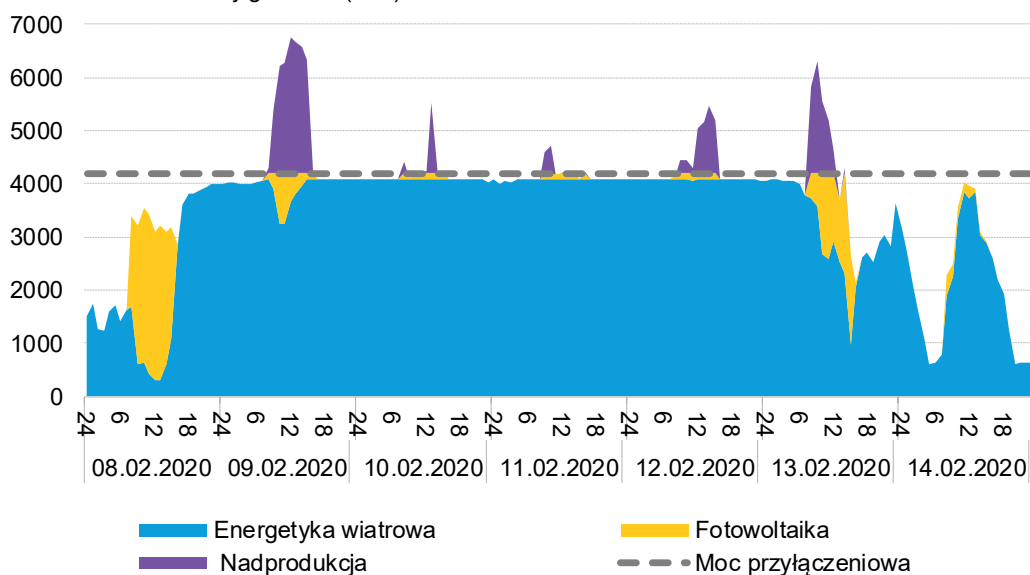
<sup>32</sup> Obliczenia te zakładają kombinację fotowoltaiki montowanej na stelażach podążających za słońcem i stacjonarnych. Moc znamionowa energii słonecznej jest podawana w prądzie stałym (DC) i zazwyczaj jest o 20% wyższa niż moc prądu zmiennego (AC) falownika.

Sam wiatr generowałby energię z niską mocą przez ponad połowę godzin w ciągu roku<sup>33</sup>. Profil dla samej instalacji fotowoltaicznej wygląda jeszcze mniej korzystnie, z niską mocą przez 3/4 godzin w roku. Jednak w przypadku połączenia farm słonecznych i wiatrowych, produkcja spada niemal do zera w mniej niż 10% godzin.

### Rysunek 18. Produkcja energii odnawialnej i wykorzystanie przyłącza do sieci o mocy 4,2 GW

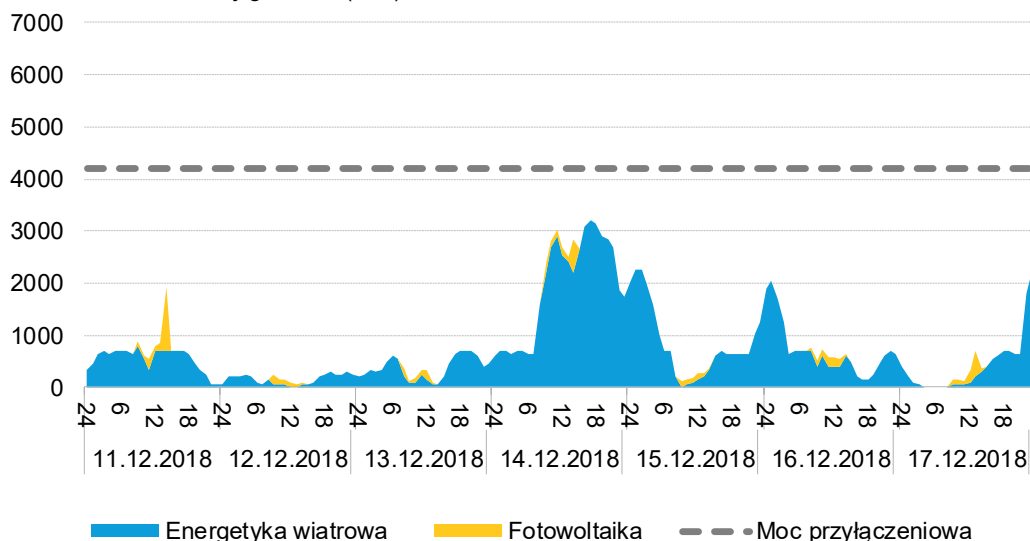
#### Przykładowy tydzień z wysokim poziomem generacji

Średnia moc w danej godzinie (MW)



#### Przykład najniższej tygodniowej generacji w ciągu 5 lat

Średnia moc w danej godzinie (MW)



Źródło: BloombergNEF.

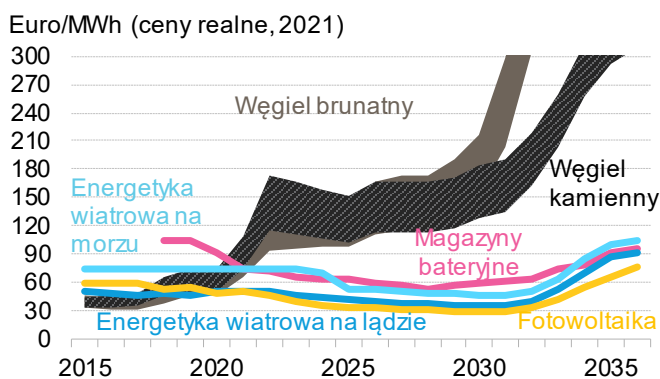
<sup>33</sup> Analiza oparta na wzorcach pogodowych z lat 2017–2020. Niska wydajność jest zdefiniowana jako poniżej 20% maksymalnej wydajności.

Gdyby w miejscu przyłączenia do sieci starszych bloków Bełchatowa o mocy 4,2 GW dodać 9 GW mocy wiatrowej i słonecznej, to 94% energii produkowanej w ciągu roku mogłoby być oddane do sieci. Dodanie baterii o mocy 300 MW zwiększyłoby udział oddanej do sieci energii do 95%. Rysunek 18 pokazuje, jak mógłby wyglądać tydzień wysokiej lub skrajnie niskiej produkcji energii odnawialnej w tej lokalizacji.

Nawet, jeśli niewielkie ilości nadwyżek produkcyjnych nie mogą być przyjęte przez sieć, nie wpłynie to na konkurencyjność (mierzoną wskaźnikiem LCOE) w stosunku do większości innych technologii wytwarzania energii. Rysunek 19 pokazuje, że koszt krańcowy energii odnawialnej i baterii pozostaje znacznie niższy od kosztu wytwarzania w oparciu o węgiel, nawet przy uwzględnieniu ograniczeń przesyłowych.

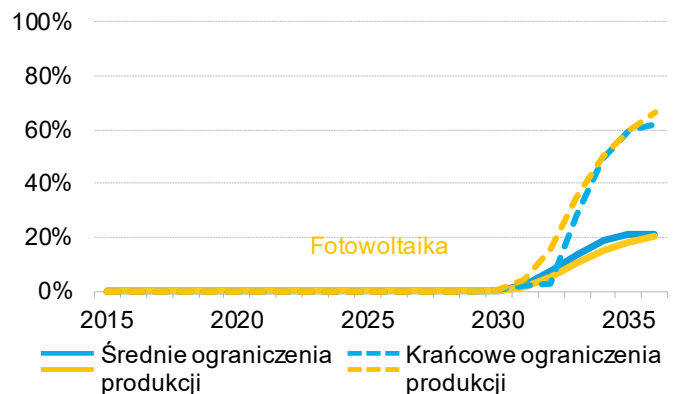
Koszt wytwarzania energii słonecznej i wiatrowej zaczyna zbliżać się do kosztu wytwarzania energii z węgla kamiennego i brunatnego dopiero po wyłączeniu ponad 30% produkcji. W scenariuszu BNEF nie dzieje się to w przypadku wiatru, ale krańcowe<sup>34</sup> koszty PV mogą gwałtownie wzrosnąć po 2040 r., jeśli fotowoltaika będzie dostarczała więcej niż jedną czwartą polskiej generacji.

**Rysunek 19. Krańcowe LCOE energii odnawialnej z ograniczeniami w dostawie (curtailment) a średnie koszty węgla kamiennego i brunatnego, scenariusz bazowy**



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: koszty energii odnawialnej pokazane według kosztu średniego wzrastają, ponieważ ograniczenia w dostawach energii zmniejszają czas pracy, rozkładając koszty na mniejszą liczbę godzin.

**Rysunek 20. Krańcowe i średnie ograniczenia produkcji (curtailment) energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce, scenariusz bazowy**



Źródło: BloombergNEF.

W przyszłości zapotrzebowanie na energię elektryczną może lepiej dostosowywać się do okresów nadwyżki wytwarzania energii. Mogą także pojawić się nowe rodzaje działalności gospodarczej wykorzystujące godziny taniej energii elektrycznej. Systemy i rynki energetyczne można zaprojektować tak, aby uwzględniały okresowe przekroczenie zapotrzebowania przez energię słoneczną i wiatrową. Przy odpowiednich inwestycjach sieciowych, wspierających

<sup>34</sup> Krańcowy wskaźnik LCOE pokazuje koszt dodania nowej mocy wytwórczych. Jeśli większość produkcji z nowej mocy jest ograniczona, jej średni koszt będzie bardzo wysoki, ponieważ dodaje ona bardzo mało MWh nowej produkcji. Ograniczenie krańcowe jest miarą teoretyczną, pokazującą ograniczenie produkcji przez ostatnią dodaną jednostkę wytwórczą. Jeśli ograniczenie krańcowe wynosi 80%, oznacza to, że tylko 20% teoretycznej mocy jednostki wytwórczej będzie przydatne do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.



bardziej elastyczny popyt, poziomy ograniczeń w dostawach energii elektrycznej modelowane w scenariuszu bazowym BNEF dla Polski mogą się nie pojawić (Rysunek 20).

Warto zauważyć, że koszty energii wiatrowej i słonecznej mogą wzrosnąć w przyszłości, jeśli duża ilość generacji nie będzie mogła być eksportowana do sieci (Rysunek 19). Modelowanie BloombergNEF pokazuje jednak, że ze względu na spadające nakłady inwestycyjne, energia słoneczna i wiatrowa nadal będą miały najniższe LCOE, nawet jeśli część generacji zostanie niewykorzystana.

Zmienne źródła energii odnawialnej mogą również oferować usługi sieciowe w zakresie zarządzania napięciem lub częstotliwością. Wiatr i energia słoneczna mogą już uczestniczyć w rynku mocy w Polsce, jednak z dużymi współczynnikami korekcyjnymi. Polskie prawo stanowi, że farmy wiatrowe mogą składać oferty na rynku mocy tylko przy założonej dostępności na poziomie 15,3%. Rynek mocy nie uwzględnia jeszcze faktu, że wiatr w połączeniu z energią słoneczną może osiągnąć lepszą dyspozycyjność, ale w przyszłości może się to zmienić.

Tabela 1. Zalety i wyzwania związane z energią wiatrową i słoneczną

	Fotowoltaika	Energetyka wiatrowa na lądzie
<b>Zalety</b>	<p><b>Korzystna ekonomika.</b> Elektrownie słoneczne są najtańszym źródłem energii w Polsce według LCOE</p> <p><b>Niewiele problemów z pozwoleniami.</b> Energia słoneczna rzadko spotyka się z silnym lokalnym sprzeciwem, a instalacje PV nie generują hałasu</p> <p><b>Jasne uzasadnienie biznesowe.</b> Energia słoneczna jest wspierana finansowo poprzez istniejący system aukcji OZE, który ma działać do 2027 r. Aukcje zapewniają pewność dochodów, co również wpływa na obniżenie kosztów finansowania projektu</p>	<p><b>Korzystna ekonomika.</b> Wiatr na lądzie jest drugą najtańszą technologią wytwarzania energii w Polsce od 2022 r., a niektóre projekty wiatrowe mogą dorównać ekonomicznie oferowanej przez energię słoneczną</p> <p><b>Wysokie współczynniki wykorzystania mocy [w okresie zimowym].</b> Wydajność wiatru jest zazwyczaj wyższa w okresie zimowym, co pokrywa się z wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Jest to ogromna zaleta, ponieważ w Polsce rośnie liczba pomp ciepła, a potrzeby grzewcze są wysokie w okresie zimowym. Energetyka wiatrowa może brać udział w aukcjach OZE zaplanowanych do 2027 r.</p>
<b>Wyzwania</b>	<p><b>Nierówny profil wytwarzania.</b> Produkcja energii słonecznej jest niższa w zimie, kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest często wysokie. Energetyka słoneczna wytwarza również energię elektryczną tylko w ciągu dnia i nie pomaga w pokryciu zapotrzebowania w godzinach wieczornych</p> <p><b>Znaczące wykorzystanie terenu.</b> Naziemna, użytkowa instalacja fotowoltaiczna jest najtańszym źródłem energii słonecznej. Wymaga to jednak dużego terenu, który nie może być wykorzystany do innych celów. Instalacje na dachach są nieco droższe ze względu na wyższe koszty instalacji</p> <p><b>Wymagania dotyczące terenu.</b> Instalacja musi znajdować się na terenie płaskim lub na stokach południowych, z dala od drzew dających cień</p>	<p><b>Zasady minimalnej odległości i pozwolenia.</b> Obowiązująca zasada 10H praktycznie uniemożliwia budowę nowych lądowych elektrowni wiatrowych wokół Bełchatowa, ale wyczekiwana zmiana odległości na minimum 500 metrów odblokuje wiele możliwości.</p> <p>Nadal istnieje jednak ryzyko, że gminy będą wolno przyjmować nową zasadę ze względu na lokalny sprzeciw</p>
<b>Potencjał innowacji</b>	<p><b>Pływające PV na sztucznych jeziorach.</b> Stare kopalnie węgla brunatnego zostaną zalane i w końcu staną się sztucznymi jeziorami po 2040 r.</p> <p><b>PV na terenach rolniczych.</b> Instalacje PV mogą współistnieć z niektórymi specyficznymi rodzajami upraw. Rośliny preferujące cień, takie jak niektóre krzewy jagodowe, mogą rosnąć pod panelami słonecznymi. Instalacje fotowoltaiczne można też umieszczać na dachach stodół i innych budynków gospodarczych</p>	<p><b>Turbiny wielkoskalowe i ekonomia skali.</b> Instalowanie większych turbin na dużych wysokościach oznacza, że projekty mogą osiągnąć korzyści skali. Najnowsze innowacje obejmują wykorzystanie mniej energochłonnych materiałów do budowy turbin. Nowe technologie pozwalają także na kontrolowanie tempa wzrostu mocy turbin wiatrowych, co zmniejsza gwałtowne wahania, które stanowią wyzwanie dla sieci</p>

Źródło: BloombergNEF.

## Fotowoltaika

Energia elektryczna produkowana przez PV jest o ok. 50% tańsza od tej z węgla brunatnego, mimo tego, że Polska nie należy do najbardziej nasłonecznionych krajów świata. Panele wytwarzają energię tylko w ciągu dnia, co oznacza, że sieć energetyczna musi być wystarczająco elastyczna, aby poradzić sobie ze zmiennością mocy. Potencjalna produkcja energii słonecznej w Bełchatowie mogłaby osiągnąć szczególnie wysokie współczynniki wykorzystania w miesiącach letnich (Rysunek 17).

Panele słoneczne zamontowane na stelażach podążających za słońcem mogą osiągnąć nieco lepsze profile wytwarzania niż te montowane stacjonarnie. Zwykłe panele w Bełchatowie osiągnęłyby roczne współczynniki mocy mieszczące się w granicach 11–12%, w zależności od nasłonecznienia w konkretnym roku. W przypadku paneli ruchomych zakres ten wzrasta do 14–15%.

Bełchatów jest odpowiednim miejscem dla instalacji słonecznych, ale projekty na skalę sieciową wymagają znacznej przestrzeni. Najlepsze lokalizacje znajdują się na płaskim terenie lub na południowych zboczach. Dlatego też kształtowanie krajobrazu podczas rekultywacji terenów pokopalnianych będzie miało ogromne znaczenie dla możliwości wykorzystania energii słonecznej w Bełchatowie. Najgłębsze punkty złóż węgla brunatnego w Bełchatowie i Szczercowie zostaną zalane wodą po zakończeniu wydobywania. Istnieje jednak możliwość rekultywacji gruntów na płytszych krawędziach kopalni odkrywkowych i przeznaczenie ich pod elektrownie słoneczne.

BloombergNEF szacuje, że na południowych, południowo-zachodnich i południowo-wschodnich zboczach nieczynnych kopalni można zainstalować co najmniej 1 GW fotowoltaiki. Na obszarze o powierzchni 367 km<sup>2</sup> wokół kopalni i elektrowni Bełchatów, zdefiniowanych w TPST jako obszar transformacji, można zainstalować do 5 GW energii słonecznej, jeśli przeznaczy się na ten cel 2,5% gruntów<sup>35</sup>. Taki poziom wykorzystania terenu byłby możliwy w przypadku zainstalowania paneli na dachach oraz instalacji przemysłowych. Bardziej konserwatywne wykorzystanie terenu na poziomie 1,7% pozwoliłoby na zainstalowanie 3,6 GW energii słonecznej. Pokazuje to, że PGE mogłaby znacznie przekroczyć swój obecny plan budowy 600 MW mocy solarnej w Bełchatowie.

## Energetyka wiatrowa na lądzie

Warunki wietrzne w regionie bełchatowskim są ogólnie dobre i wynoszą w zależności od lokalizacji 5–8 m/s na wysokości 100 metrów. Jedynie rejony nadmorskie na północy Polski osiągają wyższe średnie prędkości wiatru.

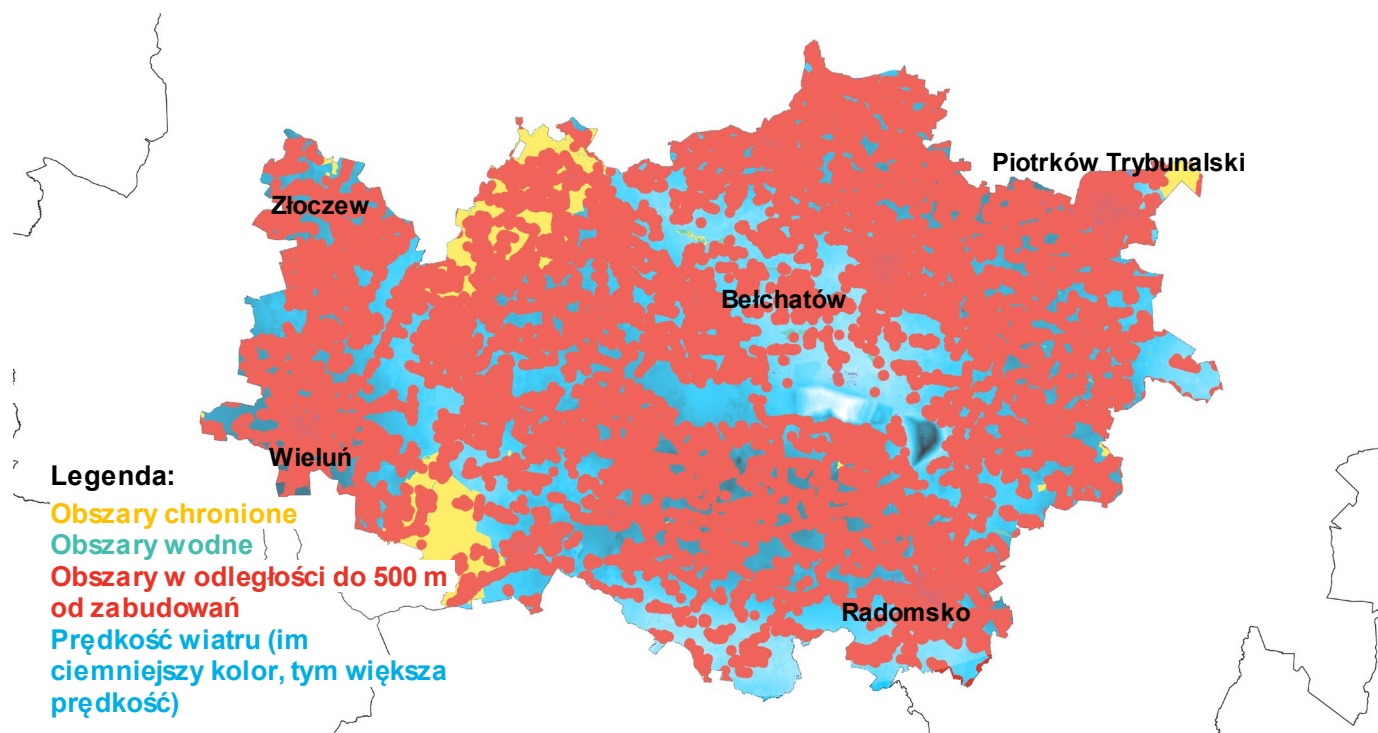
Wiatr ma duże szanse na wyparcie węgla brunatnego, ponieważ jego współczynniki mocy są znacznie wyższe niż w przypadku energii słonecznej. Średnie roczne współczynniki mocy wiatru w Bełchatowie szacuje się na 27–35%, w zależności od dokładnej lokalizacji i wysokości turbin. Prędkości wiatru są zwykle wyższe w okresie zimowym, co zbiega się z wyższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną w Polsce. Na przestrzeni lat 2016–2020 średni współczynnik mocy dla wiatru wynosił powyżej 50% dla okresu od grudnia do lutego. Wysoki potencjał wytwarzania energii wiatrowej w tych zimowych miesiącach może stać się szczególnie ważny wraz ze wzrostem popularności pomp ciepła w Polsce.

<sup>35</sup> Dla porównania, energia odnawialna w całych Niemczech ma objąć 2,5% gruntów do 2032 r., a rząd przeznacza 2% gruntów na lądową energetykę wiatrową do 2032 r. Więcej informacji: Die Bundesregierung, *Wind-an-Land-Gesetz*, 2022, ([link](#)).

Województwo łódzkie ma już ponad 350 MW<sup>36</sup> mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych, a najbliższe Bełchatowowi farmy wiatrowe to Góra Kamieńska o mocy 30 MW i Ekopal Rząśnia o mocy 6 MW. Najwyższe turbiny w regionie, które generują najwięcej energii, mają ok. 200 m wysokości.

Główną przeszkodą dla rozwoju energetyki wiatrowej w Bełchatowie są przepisy dotyczące pozwoleń i minimalnych odległości, a w szczególności zasada 10H. Wymaga ona, aby turbina nie znajdowała się bliżej domu niż w odległości równej dziesięciokrotności maksymalnej wysokości łopaty turbiny. Może to spowodować, że turbiny nie będą mogły być budowane w odległości mniejszej niż 2 km od najbliższego domu. Po przyjęciu przez Sejm zmian w obowiązującej zasadzie 10H, lokalne gminy będą mogły zmniejszyć minimalną odległość turbin wiatrowych od budynków mieszkalnych do 500 metrów.

Rysunek 21. Region bełchatowski z ograniczeniami dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej i średnie prędkości wiatru



Źródła: BloombergNEF, Geoportal.gov.pl.

Na obszarze określonym w TPST województwa łódzkiego, obejmującym wszystkie gminy, na które zmniejszenie produkcji energii z węgla brunatnego w Bełchatowie będzie miało wyraźny wpływ, dostępne są grunty pod budowę 5–15 GW<sup>37</sup> lądowej energetyki wiatrowej. Obszar ten obejmuje ok. 3 367 km<sup>2</sup>. Jednak potencjał budowy elektrowni wiatrowych może zostać uwolniony dopiero po uwzględnieniu nowej zasady minimalnej odległości w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego wszystkich właściwych gmin, których na wyznaczonym obszarze jest łącznie 35. Współpraca pomiędzy sąsiadującymi gminami w zakresie przyjęcia

<sup>36</sup> Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, *Wykaz i mapa farm wiatrowych w województwie łódzkim*, 2021, ([link](#)).

<sup>37</sup> Zakres potencjału wiatru zależy od gęstości mocy, która jest funkcją mocy turbin i odległości między nimi. Te są natomiast funkcją m.in. krajobrazu i zasobów wiatru.

nowych zasad dotyczących minimalnej odległości w ich miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego będzie miała kluczowe znaczenie dla zapewnienia, że potencjał energii wiatrowej w regionie może zostać zrealizowany.

Najważniejszą zaletą projektów wiatrowych jest możliwość ich kolokacji z innymi formami zagospodarowania terenu. Przykład Góry Kamieńsk, gdzie turbiny pracują obok pobliskiego stoku narciarskiego, pokazuje, że energetyka wiatrowa może być z powodzeniem łączona z terenami rekreacyjnymi. Elektrownie wiatrowe mogą być również łączone z rolnictwem.

### 3.5 Alternatywne rozwiązania w zakresie mocy dyspozycyjnych i elastyczności

Moc dyspozycyjna odnosi się do zasobów wytwarzających energię elektryczną, które mogą ją produkować w pożądanych ilościach w określonym czasie. Jednostka, która może rozpocząć wytwarzanie w krótkim czasie, jest ogólnie uważana za „elastyczną”. Elektrownia Bełchatów na węgiel brunatny zapewnia moc dyspozycyjną pracującą w tzw. podstawie, ale nie dużą elastycznością. Zaletą elektrowni ciepłych, takich jak Bełchatów, jest to, że zapewniają one inercję sieci dzięki turbinom obracającym się z odpowiednią częstotliwością. Tradycyjnymi dostawcami inercji sieci są elektrownie jądrowe, wodne, gazowe i węglowe.

Brak elastyczności Bełchatowa nie będzie dla niego korzystny w miarę ewolucji polskiego systemu energetycznego. Biorąc pod uwagę typową charakterystykę elektrowni na węgiel brunatny, Bełchatów potrzebuje co najmniej czterech godzin od rozruchu do momentu, w którym może produkować energię z pełną mocą. Kiedy jednostka wytwórcza pracuje już na pełnych obrotach, zazwyczaj musi wytwarzać energię elektryczną przez co najmniej osiem godzin. Dla porównania, w przypadku układu gazowo-parowego (CCGT) czas rozruchu wynosi tylko 60 minut, a w przypadku szczytowej elektrowni gazowej pracującej w cyklu otwartym tylko 15 minut. Zmienna energetyka odnawialna w Polsce już się rozwija, a w miarę jak morska energetyka wiatrowa zacznie wytwarzać energię po 2027 r., możliwości elastycznych elektrowni będą coraz powszechniejsze i coraz ważniejsze dla systemu. Baterie mogłyby zapewnić elastyczność w celu uzupełnienia energii odnawialnej i zaoferowania usług związanych ze stabilnością sieci.

Możliwe do zastosowania w Bełchatowie przed 2030 r. technologie generacji ciepłej ograniczają się przede wszystkim do gazu ziemnego, bioenergii i energii z odpadów. Inne opcje, takie jak energia jądrowa, zostały opisane w dalszej części raportu. Elektrownia gazowa mogłaby być zasilana gazem ziemnym lub biometanem, ale w Bełchatowie brakuje infrastruktury gazowej. Baterie mogłyby natomiast zapewnić elastyczność w celu uzupełnienia odnawialnych źródeł energii i zaoferować usługi w zakresie stabilności sieci.

#### Magazynowanie energii

Przyłączone do sieci magazyny bateryjne mogłyby pomóc zrekompensować utratę stałych mocy wytwórczych, gdy bloki elektrowni Bełchatów zaczną być wyłączane. Takie magazyny zainstalowane w Bełchatowie mogłyby świadczyć usługi sieciowe, które będą zamawiane przez PSE. Służyłyby one do wyrównania produkcji energii odnawialnej na miejscu w różnych godzinach dnia. W teorii bateria o mocy 1 GW lub większej mogłaby zwiększyć wartość bieżącą netto projektów wiatrowych o mocy 5,7 GW i słonecznych o mocy 5 GW, jeśli dzienne wahania cen energii elektrycznej w Polsce pozostałyby podobne do tych z 2021 r. W praktyce jednak, projekty bateryjne rzadko są tak duże. Największym na świecie magazynem bateryjnym, według stanu na wrzesień 2022 r., jest projekt o mocy 400 MW znajdujący się w Kalifornii.



Magazyny bateryjne są najbardziej wartościowe na rynkach, na których ceny ulegają największym wahanom. Tymczasem w Polsce w najbliższych latach oczekuje się większej zmienności w miarę przyłączania do sieci kolejnych źródeł odnawialnych. Działająca w Bełchatowie elektrownia słoneczna z magazynem, mogłaby ładować się w ciągu dnia, gdy ceny energii są niskie, a następnie rozładowywać się, czyli sprzedawać energię, w godzinach wieczornych, gdy ceny są wyższe. Baterie mogą również korzystać z innych źródeł przychodów. System baterii litowo-jonowych o mocy 200–500 MW byłby możliwy do zrealizowania w Bełchatowie, zwłaszcza jeśli projekt uzyskałby wsparcie z rynku mocy lub gdyby uzyskiwał wynagrodzenie za usługi sieciowe. Taki magazyn byłby potencjalnie największy w Europie.

### Magazyny energii skorzystają na zwiększonym dostępie do rynku usług sieciowych

Polski rynek baterii jest obecnie dość mały i składa się z czterech działających projektów sieciowych o łącznej mocy 34 MW. Kolejne 6 MW jest w przygotowaniu. Jednak popyt w Polsce ma szansę szybko wzrosnąć dzięki poprawie otoczenia regulacyjnego. W 2021 r. Polska wdrożyła przepisy, zgodnie z którymi akumulatory nie będą musiały płacić podwójnych opłat sieciowych: zarówno podczas ładowania, jak i rozładowywania.

Polskie projekty magazynowania energii mogą potencjalnie skorzystać z kontraktów w ramach rynku mocy, choć jak dotąd nie miało to jeszcze miejsca. W 2021 r. takie kontrakty przyznano elektrowniom gazowym i na biomasę. W kolejnych rundach może się to jednak zmienić, ponieważ mniej projektów gazowych składa oferty. Polskie przepisy dotyczące aukcji OZE umożliwiają wsparcie hybrydowych projektów odnawialnych, które mogą obejmować również magazyny energii.

Baterie są dobrze przystosowane do świadczenia usług związanych ze stabilnością sieci. Operatorzy sieci w całej Europie zamawiają te usługi na rynkach usług systemowych, gdzie różne technologie mogą ubiegać się o kontrakty. Technologia ta odniosła sukces w zabezpieczeniu kontraktów na rozmaite usługi regulacji częstotliwości po konkurencyjnych cenach. Baterie są dobrze przystosowane do regulacji pierwotnej (*Frequency Containment Reserve, FCR*), która musi być aktywowana w ciągu kilku sekund oraz automatycznej odbudowy częstotliwości (*automated frequency restoration, aFRR*), która jest zazwyczaj aktywowana w czasie krótszym niż pięć minut. Polski operator sieci PSE jest jednak mniej zaawansowany w pozyskiwaniu usług sieciowych z baterii, ponieważ wiele z nich nadal świadczą elektrownie węglowe. Polska dołączy jednakże do wspólnego europejskiego rynku aFRR w 2024 r. Może to zapewnić dodatkowe źródła przychodów dla baterii. PSE może również zacząć zezwalać bateriom na świadczenie usług systemowych do 2030 r.

### Baterie litowo-jonowe to najtańszy sposób magazynowania energii

Najpopularniejszą technologią magazynowania energii w nowych projektach w Polsce są baterie litowo-jonowe. Są one najtańsze wśród technologii o krótkim czasie rozładowania (zwykle poniżej 4 godzin) i pozostają konkurencyjne nawet wobec technologii magazynujących energię do 8 godzin (Rysunek 22).

To właśnie baterie litowo-jonowe są technologią, która w najbliższym czasie może sprawdzić się w Bełchatowie ze względu na stosunkowo niski koszt i dostępność. Właściciel Bełchatowa, czyli PGE, poinformował, że chce zbudować baterię litowo-jonową o mocy 200 MW i pojemności 820 MWh na północy Polski (Żarnowiec), aby pomóc w zintegrowaniu większej ilości energii



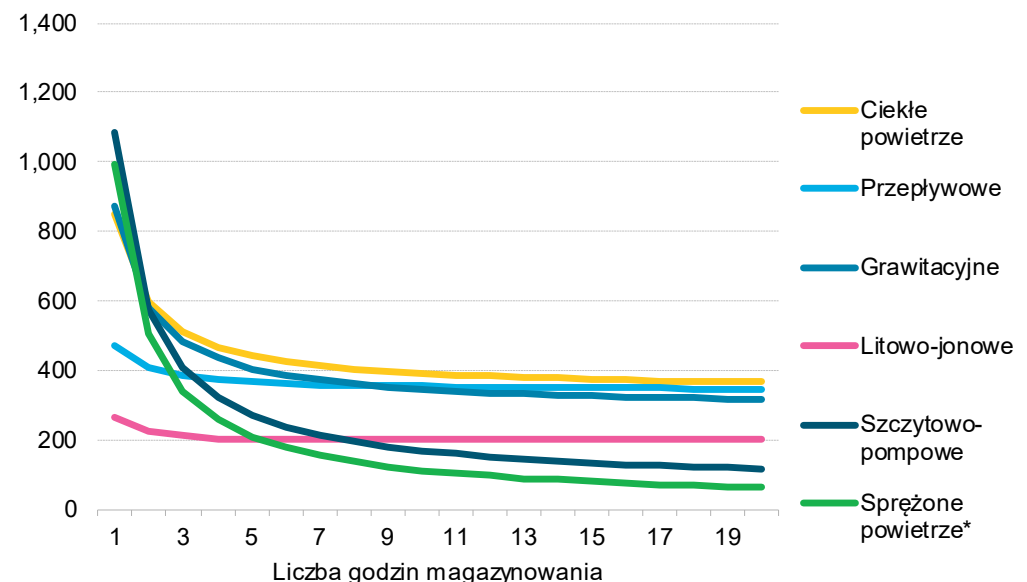
wiatrowej z siecią<sup>38</sup>. Choć PGE usiłuje uzyskać wsparcie ze środków UE dla inwestycji w Żarnowcu, może starać się także o budowę podobnego projektu w Bełchatowie.

W miarę spadku produkcji w konwencjonalnych elektrowniach ciepłych w Polsce, PSE może wkrótce zacząć rekompensować magazynom baterijnym świadczenie usług sieciowych, co może uczynić opłacalnymi inwestycje w baterie bez dotacji. Baterie litowo-jonowe mogłyby również poprawić ekonomikę projektów wykorzystujących energię odnawialną, zwłaszcza w połączeniu z fotowoltaiką, która wytwarza energię elektryczną tylko w ciągu dnia. Są one jednak mniej przydatne, jeśli produkcja energii odnawialnej jest niska przez kilka dni. Pozostawia to miejsce dla dodatkowych technologii magazynowania energii. Zbudowanie magazynu baterii litowo-jonowych w Bełchatowie nie wyklucza uwzględnienia magazynowania energii o długim czasie działania w 2030 r., czyli po zamknięciu ostatnich bloków w Bełchatowie (Rysunek 22).

Najbardziej uznaną technologią magazynowania energii o długim czasie pracy (przystosowaną do rozładowania w ponad 6 godzin) są elektrownie szczytowo-pompowe. Polska posiada sześć dużych elektrowni szczytowo-pompowych o łącznej mocy 1,4 GW. Jednakże Bełchatów nie posiada obecnie jeziora lub innego odpowiedniego zbiornika wodnego dla elektrowni szczytowo-pompowych. W dalszej części rozprawy omówiono przyszłą możliwość budowy takich elektrowni po zalaniu wodą byłych kopalni węgla brunatnego po 2040 r.

### Rysunek 22. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) i okres magazynowania energii w wybranych technologiach

CAPEX (euro/kWh, ceny nominalne)



Źródła: BloombergNEF, NREL, Jacobs U.K, PNNL.

\*Koszt sprężonego powietrza uwzględnia projekty z podziemnym magazynowaniem. Koszty magazynowania energii różnią się znacznie w zależności od położenia geograficznego i ograniczeń geologicznych. Powyższy wykres przedstawia typowe koszty w 2021 r.

<sup>38</sup> PGE, Grupa PGE zbuduje największy projekt magazynowania energii w Europie, 2022, ([link](#)).

Podziemne magazynowanie sprężonego powietrza jest drugą najtańszą technologią magazynowania długoterminowego, ale tylko wtedy, gdy powietrze może być przechowywane w podziemnych kawernach. W Bełchatowie nie ma jednak odpowiednich kawern dla sprężonego powietrza, a naziemne magazyny wymagają dużych zbiorników, co wyjaśnia, dlaczego ich koszty inwestycyjne (w przeliczeniu na kWh) są zwykle o 30–300% wyższe niż w przypadku projektów podziemnych. Inne technologie magazynowania, takie jak ciekłe powietrze, akumulatory przepływowe i magazynowanie grawitacyjne, nie są jeszcze konkurencyjne cenowo. Dotacje mogą jednak potencjalnie zmienić ekonomikę takich projektów.

Projekt, w którym zastosowano by jedną z tych nowych technologii magazynowania w Bełchatowie, mógłby potencjalnie kwalifikować się do otrzymania dofinansowania z UE. Polskie przedsiębiorstwa energetyczne Tauron i Enea otrzymały już fundusze unijne na projekty magazynowania w sieciach dystrybucyjnych oraz na testowanie różnych technologii. Unijny Fundusz Innowacji wsparł również nowe możliwości produkcji baterii w Gdańsku, co stwarza możliwość zainstalowania w Bełchatowie baterii wyprodukowanych w kraju i wykorzystujących innowacyjne technologie.

## Elektrownia ciepła

Bełchatów może już nigdy nie potrzebować dużych elektrowni ciepłych, jeśli uda się zbudować wystarczającą ilość mocy OZE w połączeniu z odpowiednimi magazynami. Jednak elektrownia ciepła ma dodatkową zaletę w postaci produkcji ciepła, które może służyć lokalnym mieszkańcom i firmom. Elektrownia na węgiel brunatny w Bełchatowie dostarcza obecnie ok. 0,6 TWh (2 miliony GJ) ciepła miastu Bełchatów<sup>39</sup>.

Elektrownia ciepła, jeśli powstałaby w Bełchatowie, mogłaby również pełnić funkcję rezerwową w przypadku spadku produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Modelowanie BNEF pokazuje, że wraz ze wzrostem produkcji energii odnawialnej, polski system elektroenergetyczny będzie potrzebował większej elastyczności. Do 2035 r. większość krajowych elektrowni ciepłych będzie prawdopodobnie wytwarzać energię przy średnich rocznych współczynnikach mocy poniżej 50%. Oznacza to, że elektrownie ciepłe, które nie są elektrociepłowniami, będą raczej pełniły rolę jednostek rezerwowych niż podstawowych.

Tabela 2. Zalety i wyzwania dla alternatywnych elektrowni ciepłych

	Elektrociepłownia gazowa	Gazowa elektrownia szczytowa	Energia z odpadów	Biomasa
Zalety	<b>Wysoka sprawność.</b> Sprawność kogeneracji zmniejsza koszty i emisję	<b>Idealna do bilansowania źródeł odnawialnych.</b> Szybki czas reakcji może pomóc w stabilizacji sieci podczas zmian w produkcji energii elektrycznej z OZE	<b>Paliwo dostępne lokalnie</b>	<b>Energia odnawialna o niskiej emisji</b>
	Dostarcza zarówno energię elektryczną, jak i ciepło		<b>Odpowiednia dla CHP,</b> zapewnia ciepło i energię elektryczną	<b>Odpowiednia dla CHP,</b> zapewnia ciepło i energię elektryczną
Wyzwania	<b>Drogie przyłącze do sieci gazowej</b>	<b>Drogie przyłącze do sieci gazowej</b>	<b>Ograniczone dostawy paliwa,</b> ponieważ są one uzależnione od lokalnych odpadów	<b>Pozyskiwanie zrównoważonej biomasy.</b> Importowane pelety drzewne mogą być

<sup>39</sup> Zapotrzebowanie na moc ciepłowni zależy od założonej różnicy pomiędzy średnim dobowym zapotrzebowaniem na ciepło a szczytowym dobowym zapotrzebowaniem na ciepło w okresie ekstremalnych zimowych chłódów.

	Nie zawsze nadaje się do szybkiego bilansowania energii elektrycznej wytwarzanej przez OZE	<b>Niższa sprawność</b> sprawia, że wytwarzanie energii w obciążeniu podstawowym jest kosztowne	<b>Ograniczona wielkość</b> , zazwyczaj poniżej 30 MW <b>Niedopasowanie do strategii UE</b> w zakresie recyklingu	niezrównoważone środowiskowo, a lokalna podaż odpadów i biomasy jest ograniczona
<b>Potencjał innowacji</b>	<b>Zastosowanie domieszki biogazu</b> w celu obniżenia emisji	<b>Zastosowanie domieszki biogazu</b> w celu obniżenia emisji	<b>Alternatywy dla bezpośredniego spalania.</b> Za bardziej zrównoważone alternatywy uważa się fermentację beztlenową lub zgazowanie odpadów w celu wytworzenia paliw syntetycznych	Wykorzystanie strumieni odpadów z biomasy, takich jak słoma z rolnictwa lub pył i skrawki z tartaków
	<b>Konwersja do wodoru</b>	<b>Konwersja do wodoru</b>		Wychwytywanie i składowanie CO <sub>2</sub> w celu uzyskania negatywnych emisji
	<b>Współpraca z dużą pompą ciepła</b> dla lepszych możliwości bilansowania			

Źródło: BloombergNEF.

BNEF przewiduje, że elektrownie ciepłe zastąpiłyby mniej niż 15% obecnej produkcji Bełchatowa. Jeśli elektrociepłownia zostanie zbudowana przede wszystkim w celu zaspokojenia lokalnych potrzeb grzewczych, zastąpiłyby jedynie 2–3% produkcji energii elektrycznej w Bełchatowie. Do zaspokojenia lokalnego zapotrzebowania na ciepło wystarczyłaby elektrociepłownia o mocy mniejszej niż 130–190 MW<sub>th</sub> i mocy elektrycznej mniejszej niż 70–100 MW<sub>e</sub>.

Energia odnawialna pozostanie znacznie tańsza niż biomasa i gaz ziemny, mimo że ceny gazu będą wracać do poziomu sprzed pandemii. Bełchatów nie jest podłączony do sieci przesyłowej gazu i podłączenie elektrowni gazowej o mocy większej niż 500 MW może okazać się bardzo trudne. Elektrownie wykorzystujące energię z odpadów mają zwykle moc 50 MW lub mniejszą i są ograniczone przez lokalnie dostępne strumienie odpadów.

### Przemysłowe pompy ciepła jako alternatywa dla elektrociepłowni

Pompa ciepła na dużą skalę może przyczynić się do stabilnej pracy sieci energetycznej, nawet jeśli zużywa energię elektryczną, a nie ją produkuje. Dzieje się tak dlatego, że pompa ciepła może w bardzo elastyczny sposób zmieniać swoje zapotrzebowanie. W nowoczesnej, izolowanej sieci ciepłowniczej rury mogą działać jako magazyn ciepłej wody. Zapewnia to pewną elastyczność w zakresie czasu działania pompy ciepła, a produkcja większej ilości ciepła może być opóźniona lub przyspieszona o kilka godzin, aby lepiej dostosować się do wzorców produkcji energii odnawialnej.

Technologia pomp ciepła jest już znana w wielu domach w Polsce, ale przemysłowe pompy ciepła mogą być również instalowane do produkcji ciepła dla sieci ciepłowniczych. Jest to bardziej efektywne, ponieważ nie wymaga od wielu domów instalacji nowej technologii grzewczej. Wiele domów w mieście Bełchatów jest obecnie obsługiwanych przez ciepło sieciowe z bełchatowskiej elektrowni węgla brunatnego.

Pompy ciepła wykorzystują energię elektryczną do produkcji ciepła poprzez pobieranie go z otoczenia. Wydajność tej technologii sprawia, że za pomocą pompy ciepła można wytworzyć trzy lub cztery razy więcej ciepła niż za pomocą standardowego grzejnika elektrycznego.

Pompy ciepła na dużą skalę mogą nawet dostarczać ciepło do sieci wysokotemperaturowych o temperaturze 90°C. Wielkoskalowe pompy ciepła zainstalowano w celu dekarbonizacji sieci ciepłowniczych m.in. w Helsinkach, Sztokholmie i Rotterdamie.

## Budowa elektrowni gazowej w Bełchatowie

Polska planuje uruchomić co najmniej 4 GW<sup>40</sup> nowych elektrowni gazowych przed 2030 r., które będą wspierane przez rynek mocy. Oprócz tego mamy 3 GW istniejących już elektrowni gazowych. Kluczowe korzyści z budowy nowej elektrowni gazowej w Bełchatowie to sprawność i elastyczność wytwarzania energii elektrycznej w tej technologii. Rynek mocy zapewnia również wsparcie dla turbin gazowych, co oznacza, że mogą one być opłacalne nawet przy ograniczonej liczbie godzin pracy w roku.

Kluczowe wyzwania związane z zastąpieniem węgla brunatnego w Bełchatowie przez gaz wynikają z braku infrastruktury gazowej na tym obszarze, niestabilnych cen gazu. Dodatkowe ryzyko długoterminowe wiąże się z koniecznością przekształcenia elektrowni gazowej tak, aby pracowała na paliwach o zerowej lub niskiej emisji. Paliwa alternatywne, takie jak zielony wodór czy biometan, mogą być mieszane z gazem ziemnym lub go zastąpić, pod warunkiem zapewnienia odpowiedniej infrastruktury i kompatybilności aktywów.

Istnieje kilka rodzajów elektrowni gazowych, z których każda przynosi inne potencjalne korzyści i może być różnie używana. Najpopularniejsze rozwiązania technologiczne w tej kwestii to bloki gazowo-parowe (CCGT), elektrociepłownie (CHP), turbiny gazowe w cyklu otwartym (OCGT) oraz silniki tłokowe.

Elektrownie CCGT mają typową sprawność 60%. Tak wysoką sprawność można osiągnąć dzięki połączeniu turbiny gazowej i parowej. Nowoczesne elektrownie gazowo-parowe mogą zapewnić dużą elastyczność, a czas rozruchu w ich przypadku wynosi zaledwie 60 minut. Oznacza to, że można je włączać z niewielkim wyprzedzeniem i wyrównywać wahania w produkcji energii odnawialnej. Wydajne elektrownie CCGT wymagają jednak stosunkowo wysokich nakładów inwestycyjnych, co czyni je drogimi, jeśli pracują przez niewielką liczbę godzin.

Dodanie funkcji skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (CHP) do elektrowni CCGT może zwiększyć jej sprawność do 85%, co oznacza utratę mniej niż 15% energii chemicznej zawartej w paliwie. Elektrociepłownia może być zarówno elektrownią gazowo-parową, jak i tylko parową, przy czym turbiny parowe są tańszą opcją dla jednostki produkującej głównie ciepło. Bełchatów posiada już sieć ciepłowniczą zasilaną przez elektrownię węgla brunatnego. Jednak lokalne zapotrzebowanie na ciepło jest dość małe i wynosi ok. 0,6 TWh rocznie, więc w przyszłości wystarczyłoby elektrociepłownia o mocy elektrycznej poniżej 70–100 MW. Zwiększenie mocy elektrycznej ponad tę wartość, ograniczyłoby efektywność kogeneracji.

Turbiny gazowe pracujące w cyklu otwartym (OCGT) oraz silniki tłokowe najlepiej nadają się do pracy w sposób przerywany, zwiększając swoją moc tylko w celu zaspokojenia szczytów zapotrzebowania lub w przypadku spadku produkcji ze źródeł odnawialnych. Obie technologie są w stanie bardzo szybko zwiększyć moc: OCGT w ciągu 15 minut, a silniki tłokowe w ciągu zaledwie 2 minut. Turbiny gazowe OCGT mają niższą sprawność od bloków CCGT, często poniżej 35%. Silniki tłokowe mają podobną sprawność, ale często wymagają więcej konserwacji niż OCGT. Elektrownie te mają niższe koszty inwestycyjne niż elektrownie ciepłone.

## Ryzyka związane z dostawami gazu ziemnego

Inwestowanie w nową elektrownię gazową w Bełchatowie może wydawać się ryzykownym wyborem w sytuacji, gdy Europa cierpi z powodu kryzysu energetycznego spowodowanego

<sup>40</sup> Ostrołęka C, Dolna Odra, Grudziądz i Adamów zawarły już kontrakty w ramach rynku mocy. Przedsiębiorstwa energetyczne ogłosiły też plany budowy kolejnych elektrowni gazowych, ale decyzje nie zostały jeszcze podjęte.

spadkiem dostaw gazu z Rosji. Przed wojną w Ukrainie ok. połowa zużywanego przez Polskę gazu pochodziła z Rosji. Polska zaczęła jednak przygotowywać także kilka projektów dywersyfikacji dostaw gazu jeszcze przed 2022 r. Dzięki temu Polska mogłaby teoretycznie podwoić ilość gazu spalane w sektorze energetycznym do 2030 r., nie polegając przy tym na imporcie z Rosji. Oznacza to, że wystarczyłoby gazu także dla nowej elektrowni w Bełchatowie.

W krótkim okresie Polska może wypełnić swoje roczne zapotrzebowanie na 19–21 mld m<sup>3</sup> gazu produkcją krajową<sup>41</sup>, gazem norweskim przesyłanym rurociągami oraz skroplonym gazem ziemnym (LNG) importowanym zza oceanu. W dłuższej perspektywie potencjał techniczny produkcji biogazu lub biometanu wynosi około 2 mld m<sup>3</sup> (według badań z 2015 r.<sup>42</sup>).

Według BNEF roczne zużycie gazu w sektorze energetycznym w Polsce może wynosić od 3 do 9 mld m<sup>3</sup> rocznie w latach 2030–2036<sup>43</sup>. Wyższy przedział zakłada, że ceny gazu do roku 2030 spadną z obecnych rekordowych poziomów do poziomu sprzed pandemii. Nawet przy potencjalnym podwojeniu spalania gazu w polskich elektrowniach, nie przewiduje się niedoboru gazu. Warunkiem jest jednak to, że budowa kluczowej infrastruktury LNG, takiej jak terminal pływający (FSRU), który jest planowany w Gdańsku, będzie postępować zgodnie z planem. Jeśli cała nowa infrastruktura LNG zostanie ukończona na czas, Polska będzie miała wystarczająco dużo gazu, aby eksportować go do krajów sąsiednich.

---

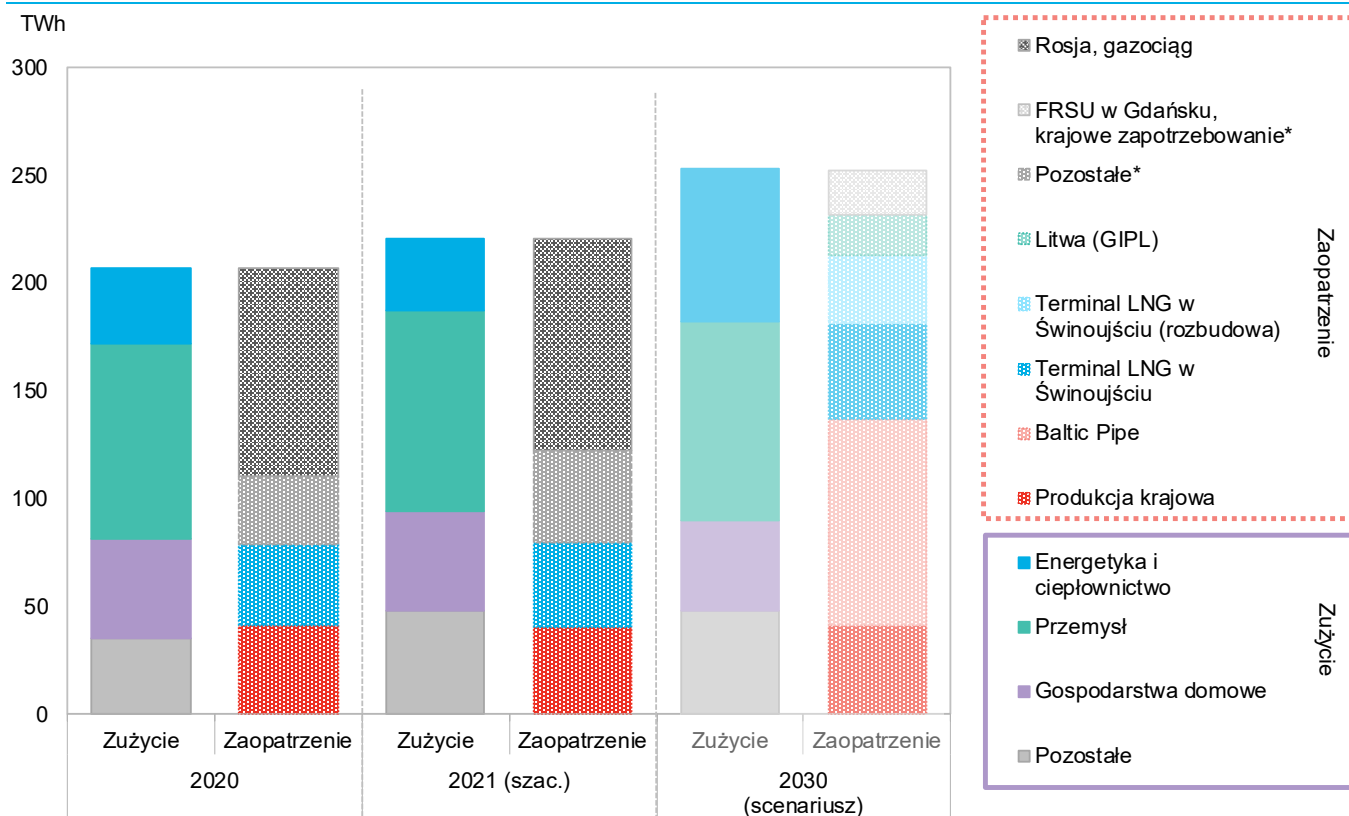
## Rysunek 23. Zaopatrzenie i zużycie gazu w Polsce, wartości historyczne i prognozowane

---

<sup>41</sup> Zapotrzebowanie na gaz w latach 2020–2021 wynosiło ok. 20 mld m<sup>3</sup>, ale w 2022 r. ma spaść do ok. 19 mld m<sup>3</sup>.

<sup>42</sup> B. Igliński, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Produkcja biogazu w Polsce – stan obecny, potencjał i perspektywy*, 2015, ([link](#)).

<sup>43</sup> Zakładając całkowitą flotę gazową w Polsce na poziomie 8–15 GW z rocznymi współczynnikami mocy na poziomie 20–50%, w miarę jak elektrownie gazowe przejmują rolę generatorów rezerwowych.



Źródła: BloombergNEF, Eurostat.

\*Popyt i podaż w 2030 r. to scenariusze. Strona podażowa uwzględnia projekty gazociągowe i LNG, które otrzymały formalną decyzję inwestycyjną lub są w trakcie budowy. Zakłada się, że: terminale LNG będą działały z 80% wykorzystaniem, pozostały import netto w scenariuszu 2030 r. będzie równy zero, zapotrzebowanie gospodarstw domowych na gaz zmniejszy się o 10% ze względu na elektryfikację ogrzewania i poprawę efektywności energetycznej, natomiast w sektorze energetycznym nastąpi podwojenie spalania gazu.

Kluczowe znaczenie będzie miała rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu o dodatkowe ok. 3 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>44</sup>. Katar ma zwiększyć eksport gazu od 2026 r., co powinno zmniejszyć presję na ceny. Przy rosnącej światowej produkcji LNG i planach budowy nowych terminali LNG, Polska powinna być w stanie zaopatrzyć się w gaz potrzebny dla sektora energetycznego do 2030 r.

#### Zapewnienie gazu dla Bełchatowa

Podczas gdy całkowita wielkość dostaw konwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce może odpowiadać ogólnemu zapotrzebowaniu do końca tej dekady, nie jest jasne, czy Bełchatów będzie miał wystarczający dostęp do gazu, aby uzasadnić budowę elektrowni gazowej. Ryzyko to wiąże się z brakiem infrastruktury gazociągowej w regionie. Operator sieci przesyłowej Gaz-System jak dotąd nie poczynił większych starań w celu zbadania możliwości rozbudowy sieci gazowej w miejscu obecnej elektrowni Bełchatów.

Obecnie w Bełchatowie istnieje lokalna sieć dystrybucji gazu, ale nie ma ona wystarczająco wysokiej przepustowości lub ciśnienia, aby obsłużyć elektrownię gazową. Polska Spółka

<sup>44</sup> Dodatkowa podaż LNG nie jest tożsama z mocą znamionową terminalu, ponieważ terminale LNG nie mogą osiągnąć 100% wykorzystania ze względu na potrzeby konserwacyjne oraz logistykę związaną z ładunkami LNG.



Gazownictwa (PSG) oferuje przyłącza gazowe dla odbiorców przemysłowych w Polsce i analizuje możliwość budowy gazociągu o średnicy 500 mm przez miasto Bełchatów<sup>45</sup>. Jednakże, według rzeczownika PSG, nie zapewni to wystarczającej ilości gazu dla lokalnej elektrociepłowni o mocy 100 MW.

Typowe koszty nowego gazociągu wahają się od 0,9–2 mln euro za kilometr. Górny przedział dotyczy rurociągów gotowych do transportu 100% wodoru. Sprężarki utrzymujące odpowiednie ciśnienie i przepływ zwiększyłyby o ok. 15% całkowity koszt. Bełchatów mógłby zostać podłączony do różnych punktów sieci przesyłowej gazu, w zależności od wymaganego ciśnienia gazu, wykonalności technicznej i potencjalnych przyszłych planów transportu zielonego wodoru, zgodnie z Polską Strategią Wodorową<sup>46</sup>.

Rurociąg, który potencjalnie połączyłby elektrownię gazową w Bełchatowie z siecią przesyłową gazu, mógłby mieć długość od 20 km do 200 km, w zależności od tego, jaki punkt przyłączeniowy zapewni odpowiednie ciśnienie i przepływ gazu. Taka linia może kosztować zaledwie 30 mln euro lub aż 400 mln euro<sup>47</sup>. Niższa wartość tego przedziału jest mało prawdopodobna, ponieważ odcinek sieci przesyłowej najbliższy Bełchatowowi nie otrzymywałby wystarczających dostaw gazu nawet dla elektrowni gazowej o mocy 100 MW. Z tego powodu bardziej prawdopodobny jest rurociąg o długości ok. 100 km, którego koszt zwiększy nakłady inwestycyjne na budowę typowego bloku CCGT 500 MW (360 mln euro) aż o jedną trzecią. W celu uzyskania dokładnych kosztów budowy sieci gazowej, konieczne jest przeprowadzenie szczegółowego badania przez Gaz-System.

Jeśli chodzi o alternatywne źródła gazu, które w mniejszym stopniu zależą od krajowej sieci gazociągów, to teoretycznie lokalnie lub w pobliżu można produkować biometan lub zielony wodór. Jednak źródła te byłyby prawie na pewno niewystarczające do zapewnienia stałej produkcji w elektrowni o mocy 100 MW lub większej.

Zabezpieczenie inwestycji w gazociąg przesyłowy do Bełchatowa może okazać się wyzwaniem, ale argumenty za inwestycją mogą być silniejsze, jeśli trasę rurociągu można zoptymalizować pod kątem przyszłych przepływów zielonego wodoru.

### Ryzyko związane z transformacją dla nowej energetyki gazowej

Nawet jeśli uda się pokonać wyzwania związane z podłączeniem do sieci, nowa elektrownia gazowa może stać się aktywem osieroconym, biorąc pod uwagę cel UE, jakim jest osiągnięcie zerowej emisji netto do 2050 r. Typowy okres eksploatacji elektrowni gazowej wynosi do 30 lat.

Ryzyko związane z aktywami osieroconymi można by potencjalnie zmniejszyć, gdyby elektrownia starała się pracować na jakiejś formie paliwa bezemisyjnego, a mieszanie konwencjonalnego gazu ziemnego z zielonym wodorem lub biometanem mogłoby zmniejszyć emisje. Obecnie szacuje się, że nowe turbiny gazowe są w stanie obsłużyć mieszanki wodorowe na poziomie do 50%, przy czym oczekuje się, że do 2030 r. udział ten wzrośnie do 70–100%. Do tej pory jednak żadna turbina, która może pracować w 100% na wodorze, nie jest w użyciu komercyjnym.

<sup>45</sup> Polska Spółka Gazownictwa, *Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia MOP 6,3 MPa DN500 relacji Kalisz – Sieradz – Piotrków Trybunalski*, ([link](#)).

<sup>46</sup> Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.*, 2021, ([link](#)).

<sup>47</sup> Liczba ta nie uwzględnia potencjalnych zmian potrzebnych w sieci przesyłowej poza budową gazociągu przyłączeniowego do Bełchatowa.

Ostatecznie elektrownia gazowa może nie być potrzebna w Bełchatowie, jeśli pojawią się wystarczające moce OZE, a system ciepłowniczy będzie zasilany energią z odpadów, biomasą lub przemysłową pompą ciepła. Jeśli operator sieci uzna, że w tym miejscu potrzeba więcej mocy dyspozycyjnych, prawdopodobnie preferowane będą elektrownie gazowe przystosowane do spalania wodoru, które będą produkować ciepło i zapewniać elastyczność. Mogłaby to być na przykład jednostka kogeneracyjna o mocy 70–100 MW oraz elastyczna jednostka gazowa o mocy szczytowej 50–200 MW, która może działać jako rezerwowa, gdy lokalna produkcja energii odnawialnej jest niska. Elektrownie szczytowe są zwykle optymalne dla niższych współczynników wykorzystania mocy ze względu na niższe nakłady inwestycyjne, ale wyższe koszty eksploatacji. Określenie optymalnej wielkości elektrowni będzie zależało od ilości energii odnawialnej budowanej na miejscu, jak również od szczegółowej oceny kosztów podłączenia obiektu do sieci gazowej. Wszelkie inwestycje w gazociągi powinny być również przystosowane do transportu czystego wodoru.

### Energia z odpadów lub biomasy

W tej części raportu krótko przeanalizowano kluczowe aspekty dotyczące budowy w Bełchatowie elektrowni spalającej paliwa stałe, takie jak stałe odpady komunalne<sup>48</sup> lub biomasa. Każda z nich ma potencjalnie ograniczony wpływ na zastąpienie lokalnej energetyki opartej na węglu brunatnym, ponieważ elektrownie na biomasę są zwykle niewielkie i zoptymalizowane do produkcji ciepła. Na koniec 2021 r. moc zainstalowana w Polsce w zakresie biomasy wynosiła ok. 1 GW, a w zakresie energii z odpadów 70 MW.

Bioenergia byłaby potencjalnie najbardziej przydatna jako elektrociepłownia służąca jako źródło pracujące w podstawie, a nie jako elektrownia szczytowa, który odgrywa rolę, gdy spada produkcja energii odnawialnej. Elektrownie spalające paliwa stałe mają zazwyczaj dłuższe czasy rozruchu niż elektrownie gazowe, a zatem zapewniają ograniczoną elastyczność sieci.

Instalacje wykorzystujące energię z odpadów są zwykle małe i często lepiej zoptymalizowane do produkcji ciepła niż energii elektrycznej. Dzieje się tak ze względu na stosunkowo niską gęstość energetyczną odpadów (zwykle poniżej 2 000 kcal/kg, tj. 8,37 GJ/t) i ograniczone dostawy surowców. Większość elektrowni na biomasę i odpady w Polsce jest mniejsza niż 30 MW. Zdolność produkcyjna elektrowni wykorzystujących odpady ma obecnie wzrosnąć w związku z trzema projektami o łącznej mocy 40 MW, które są w przygotowaniu. Ponadto położona w pobliżu Bełchatowa Łódź planuje budowę takiej instalacji, choć pojawiają się obawy środowiskowe. W czerwcu 2022 r. PGE zrezygnowała z planów budowy instalacji spalającej odpady o mocy 23 MWe (megawatów elektrycznych). Zakład miał spalać około 180 tys. ton odpadów rocznie.

W ciągu ostatnich 20 lat Finlandia, Szwecja i Dania z powodzeniem zastąpiły ogrzewanie komunalne oparte na węglu energią z odpadów. Wiele z tych jednostek podłączonych do sieci ciepłowniczych odniosło sukces komercyjny bez konieczności korzystania z dotacji. Jednakże, ponieważ jest to technologia kapitałochłonna, wiele spalarni polega także na dotacjach rządowych w celu zapewnienia wsparcia inwestycyjnego dla budowy.

Ponadto wydaje się mało prawdopodobne, aby instalacja spalająca odpady była kluczową technologią w szerszym procesie transformacji energetycznej w Europie. Cele UE w zakresie gospodarki cyrkularnej oraz europejski zielony ład nie przewidują, aby energia z odpadów

<sup>48</sup> Stałe odpady komunalne mogą być wykorzystane do produkcji energii poprzez bezpośrednie spalanie paliwa lub produkcję biogazu w procesie fermentacji beztlenowej. W rozdziale poświęconym elektrowniom gazowym opisano produkcję biogazu w procesie fermentacji beztlenowej. Energia z odpadów w tym rozdziale odnosi się do bezpośredniego spalania stałych odpadów komunalnych. Możliwe jest także współspalanie biomasy ze stałymi odpadami komunalnymi.

odgrywała dużą rolę na drodze Europy do czystszej energii. W rzeczywistości kilka funduszy UE wyraźnie wyklucza finansowanie energii z odpadów. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji raczej nie będzie wspierał takich instalacji. Nie uwzględniono ich także w unijnej taksonomii zrównoważonego finansowania<sup>49</sup>. Budowanie spalarni jest więc w pełni dozwolone w UE, nawet jeśli nie jest wspierane przez fundusze unijne. Przypadki w krajach nordyckich pokazują, że technologia ta może odnieść sukces bez dotacji.

#### Energia z odpadów dla fińskiej ciepłowni w Vantaa

Największa fińska elektrociepłownia spalająca odpady została zbudowana w latach 2011–2014 i znajduje się w Vantaa, tuż obok stolicy kraju, Helsinek. Według stanu na 2021 r. miała ona moc 78 MWe i 120 MWth, a spalała ok. 340 tys. ton odpadów komunalnych rocznie. Odpady są produkowane przez populację wynoszącą 1,5 mln mieszkańców żyjących w obszarze metropolitalnym Helsinek. Budowa zakładu kosztowała ok. 300 mln euro i otrzymała w 2011 r. wsparcie inwestycyjne od rządu fińskiego w wysokości około 1,5 mln euro. Wsparcie dotyczyło zastosowania innowacyjnej technologii, dzięki której sprawność zakładu wzrosła do 95%<sup>50</sup>.

Zakład pokrywa ok. połowę potrzeb grzewczych Vantaa. Miasto Vantaa liczy ok. 240 tys. mieszkańców, z czego 80% mieszka w budynkach z dostępem do sieci ciepłowniczej. Od 2022 r. koszt ciepła sieciowego w Vantaa jest znacznie niższy niż w sąsiednich Helsinkach. W Vantaa koszt ogrzewania bloków mieszkalnych wynosi 76 euro/MWh w porównaniu do 125 euro/MWh w Helsinkach. Dzieje się tak dlatego, że Helsinki zostały znacznie bardziej dotknięte kryzysem energetycznym z 2022 r. Miasto nadal polega też na węglu kamiennym w ogrzewaniu miejskim i ostatnio płaćilo rekordowe ceny za paliwo<sup>51</sup>, pokrywając jednocześnie związane z tym koszty emisji CO<sub>2</sub>.

Do końca 2022 r. zakład w Vantaa zostanie rozbudowany, aby zapewnić większe dostawy do Helsinek, ponieważ stolica przygotowuje się do zamknięcia większości swoich elektrowni węglowych do 2025 r., jeszcze przed ogólnokrajowym wycofaniem węgla w 2029 r.

Energia elektryczna z biomasy jest często droższa, a jej LCOE mieści się w zakresie 140–470 euro/MWh w krajach europejskich. Oznacza to, że biomasa zazwyczaj polega na dotacjach, aby działać. Polska udzieliła wsparcia inwestycyjnego dla kogeneracji wykorzystującej biomasę w 2020 r., korzystając z funduszy unijnych. Wsparcie to zostało zatwierdzone przez Komisję Europejską<sup>52</sup>, sugerując że możliwe jest zabezpieczenie finansowania dla elektrociepłowni na biomasę w Bełchatowie.

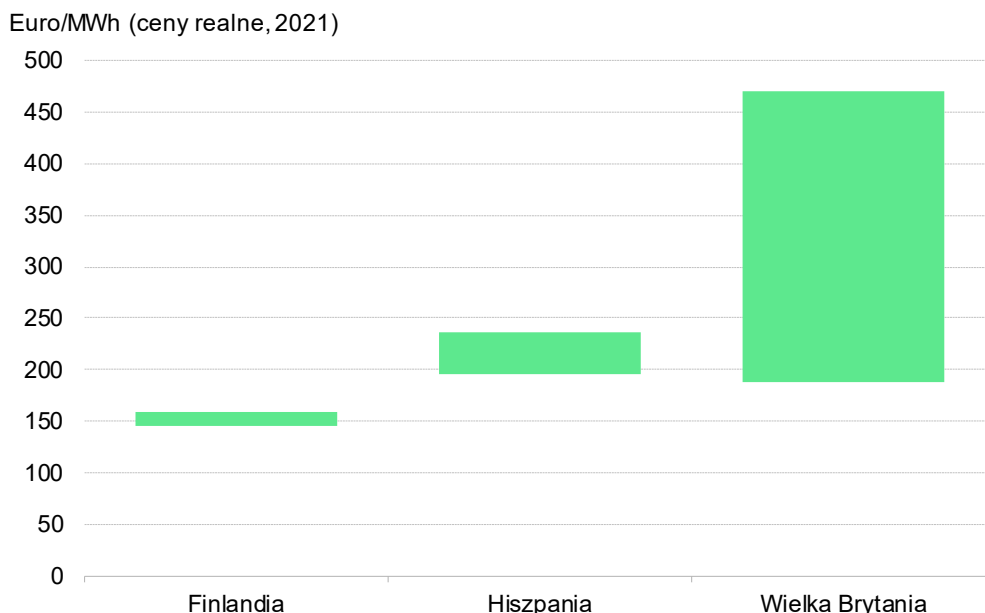
<sup>49</sup> Komisja Europejska, *Taksonomia UE dla zrównoważonych działań*, ([link](#)).

<sup>50</sup> Afry, *Przełomowy zakład przetwarzania odpadów na energię, Vantaa Energy, Finlandia*, ([link](#)).

<sup>51</sup> Ceny węgla kamiennego w Europie wzrosły o ok. 300% od 2018 r. do września 2022 r.

<sup>52</sup> Komisja Europejska, *Pomoc państwa: Komisja zatwierdza pomoc inwestycyjną w wysokości 23 mln EUR na wsparcie wysokosprawnej kogeneracji zasilanej biomasą w Polsce, 2020*, ([link](#)).

#### Rysunek 24. Zakresy LCOE (*levelized cost of energy*) biomasy dla wybranych krajów europejskich



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: większa liczba projektów biomasowych w Wielkiej Brytanii skutkuje szerszym zakresem LCOE.

Wyzwanie związane z pozyskiwaniem wystarczająco dużych ilości zrównoważonych surowców biomasowych może potencjalnie ograniczyć wielkość każdej nowej elektrowni na biomasę w Bełchatowie. W 2020 r. Polska zaspokoiła aż 80% swojego zapotrzebowania na surowiec importem, a od 2013 r. import wynosił średnio 50%<sup>53</sup>. Głównym dostawcą była Białoruś, dlatego po zaprzestaniu eksportu w 2021 r., produkcja polskich zakładów spadła. Polska eksportuje również niektóre produkowane w kraju pelety z biomasy<sup>54</sup>, ale ich wysoki koszt może sprawić, że będą one mniej konkurencyjne. W 2022 r. cena peletu drzewnego podwoiła się lub nawet potroiła w wielu krajach europejskich z ok. 150 euro/t do 260–400 euro/t. Poza znacznymi kosztami, stowarzyszenia ekologiczne od dawna kwestionują zrównoważony charakter peletów i brykietów drzewnych, argumentując, że przyczyniają się one do wylesiania i mają znaczny ślad węglowy, gdy są importowane na duże odległości.

Polska mogłaby potencjalnie lepiej wykorzystywać biomasę pochodzącą ze strumieni odpadów, co byłoby bliższe proponowanym przepisom UE, które ściśle określają biomasę zrównoważoną. Należą do nich produkty odpadowe z rolnictwa oraz pył z tartaków. Jedną z możliwości jest słoma, która ma gęstość energetyczną podobną do węgla brunatnego. Jednak zasoby słomy są rozproszone w całej Polsce i wymagałyby znacznej organizacji w celu zebrania i przetworzenia jej na pelety. Kiedy w 2015 r. Polska obcięła dotacje do wytwarzania energii z biomasy, spadł także

<sup>53</sup> I. Olszańska, *Biomasa w miksie paliwowym polskiej energetyki i ciepłownictwa*, „Polityka energetyczna” 2020, nr 22(3).

<sup>54</sup> Polska wyeksportowała 1 mln ton peletu drzewnego do Niemiec w 2020 r. Według opracowania: *Zasoby biomasy drzewnej w Polsce w zależności od struktury lasów i przemysłowego przetwarzania surowca drzewnego*, 2022, ([link](#)).

popyt na pelety ze słomy. Przywrócenie tego lub innych form wsparcia publicznego mogłoby potencjalnie ożywić rynek.

#### Biomasa z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla

Biomasa z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla (BECCS) mogłaby być innowacyjną technologią, którą można by wypróbować w Bełchatowie. Choć mało prawdopodobne jest, aby taki zakład został zbudowany wyłącznie ze względów ekonomicznych, mógłby on potencjalnie uzyskać dofinansowanie na innowacje. W 2012 r. Bełchatów zaplanował pilotażowy projekt wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, w ramach którego wychwycony węgiel miał zostać przetransportowany rurociągami na odległość 100–150 km do podziemnych kawern, w których będzie przechowywany. Projekt został jednak anulowany z powodu braku finansowania.

Wychwytywanie węgla z paliw kopalnych zwykle wiąże się z emisją szczątkową, podczas gdy BECCS ma emisję ujemną. Aby BECCS rzeczywiście zmniejszył emisję, biomasa musi jednak pochodzić ze zrównoważonych źródeł.

### 3.6 Opcje technologiczne po 2030 r.

Chociaż transformacja energetyczna w regionie Bełchatowa rozpocznie się już teraz, istnieją technologie, które dojrzałość uzyskają dopiero po 2030 r., a które mogłyby pomóc regionowi w skutecznym przejściu na niskoemisyjną energetykę. W tej części raportu omówiono możliwości wykorzystania czterech technologii: zielonego wodoru, małych modułowych reaktorów jądrowych (SMR), pływającej elektrowni fotowoltaicznej oraz elektrowni szczytowo-pompowej.

#### Wytwarzanie zielonego wodoru

Zielony wodór może być produkowany w procesie elektrolizy wykorzystującym odnawialną energię elektryczną do rozszczepiania cząsteczek wody. Chociaż obecnie dostępnych jest kilka dojrzałych technologii elektrolizy, żadna z nich nie została skalowana w stopniu wystarczającym do uzyskania korzyści skali i tanich urządzeń. Zapotrzebowanie na zielony wodór jest dziś ograniczone, ale do 2030 r. ma się to radykalnie zmienić.

Polska strategia wodorowa formułuje cele wykorzystania zielonego wodoru zarówno w przemyśle, jak i w transporcie. Wyznacza też konkretny cel w postaci 2 GW elektrolizerów przed 2030 r. Bełchatów mógłby stać się częścią powstającej polskiej gospodarki zielonego wodoru pod koniec lat 20., ale zależy to od zwiększenia produkcji, rozwoju kompatybilnej infrastruktury i zapewnienia, że produkowany wodór ma wiarygodnego potencjalnego nabywcę.

Produkcja będzie opłacalna tylko wtedy, gdy będą zagwarantowane popyt na zielony wodór oraz niezbędna infrastruktura do jego transportu, magazynowania i końcowego wykorzystania. Szczególnie przemysł ma stać się dużym konsumentem tego paliwa. Rada Unii Europejskiej<sup>55</sup> wyznaczyła cel zastąpienia do 2035 r. połowy wykorzystywanego obecnie w przemyśle szarego wodoru niebiologicznymi paliwami odnawialnymi, takimi jak zielony wodór. W regionie bełchatowskim atrakcyjnym odbiorcą przemysłowym takiego wodoru mogłaby być duża huta pod Częstochową.

<sup>55</sup> Unia Europejska prawdopodobnie przyjmie proponowane cele i mechanizmy wsparcia dla produkcji zielonego wodoru (więcej informacji w artykule *2H 2022 Hydrogen Market Outlook: Policy Finally Arrives*). Źródło: Rada Europejska, „Fit for 55”: Rada uzgadnia wyższe cele dotyczące odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej, 2022, ([link](#)).

### Elektrolizery zasilane z lokalnych źródeł odnawialnych lub z sieci

Lokalizacja produkcji wodoru na tzw. terenach poprzemysłowych, takich jak Bełchatów, może przynieść wiele korzyści. Duże przyłącze sieciowe Bełchatowa mogłoby zostać wykorzystane do zasilania elektrolizerów, które mogłyby być w całości lub częściowo zasilane przez 5 GW energii słonecznej i 5,7 GW energii wiatrowej, sugerowanych jako optymalne rozwiązania w poprzednim rozdziale.

Zielony wodór produkowany w okolicach Bełchatowa umożliwiłby również dodanie większej ilości lokalnych mocy energii odnawialnej. Elektrolizer o mocy 500 MW produkujący zeroemisyjny wodór, działający przy 70% wykorzystaniu mocy, wymagałby do działania ok. 1,1 GW mocy lądowego wiatru i 770 MW mocy fotowoltaicznej. W efekcie całkowita moc odnawialna zainstalowana w Bełchatowie wyniosłaby 6,8 GW energii wiatrowej i 5,8 GW energii fotowoltaicznej. BNEF szacuje, że dostępne tereny wokół Bełchatowa mogłyby pomieścić ok. 5–15 GW lądowej energii wiatrowej i ok. 5–6 GW energii słonecznej.

Dla produkcji wodoru w Bełchatowie korzystne byłoby dostosowanie się do standardów dla energii odnawialnej, które są obecnie ustalane przez Komisję Europejską<sup>56</sup>. W ten sposób zielony wodór mógłby formalnie przyczynić się do realizacji celów Polski w zakresie energii odnawialnej. Projekt aktu delegowanego Komisji definiuje wodór odnawialny jako produkowany z bezpośrednich podłączonych źródeł odnawialnych poza siecią lub poprzez umowy na zakup energii (PPA) zawarte z wytwórcami, którzy są zlokalizowani w tej samej strefie cenowej (w przypadku Polski – na terenie całego kraju). Stanowi on również, że produkcja wodoru będzie musiała być dostosowana do produkcji energii odnawialnej co do godziny, nawet w przypadku podłączenia do sieci.

Obie opcje są wykonalne w Bełchatowie, ponieważ istniejące połączenie sieciowe o mocy 5 GW może być wykorzystane do zasilania elektrolizerów. Wykorzystanie umów PPA może być korzystne, ponieważ energia elektryczna może być nabywana z bardziej odległych miejsc po niższych kosztach i przy wyższych współczynnikach wykorzystania mocy niż w przypadku wytwarzania na miejscu. Producenci wodoru mogliby na przykład kupować energię od morskich farm wiatrowych, choć prawdopodobnie po wyższych kosztach niż w przypadku projektów lądowych<sup>57</sup>. Nadal korzystne byłoby zasilanie elektrolizerów przynajmniej częściowo przez lokalnie wytwarzaną energię odnawialną, zarówno ze względu na koszty, jak i minimalizację obciążenia sieci.

### Możliwe zastosowania wodoru

Zielony wodór może być wykorzystywany do dekarbonizacji szeregu sektorów, od przemysłu ciężkiego po wytwarzanie energii elektrycznej i transport. BloombergNEF przewiduje, że zastosowania zielonego wodoru będą najbardziej obiecujące tam, gdzie wodór jest już dziś wykorzystywany jako surowiec chemiczny lub bezpośrednia elektryfikacja nie jest możliwa.

Istniejący przemysł może stać się początkowym odbiorcą zielonego wodoru w Bełchatowie. Polska wykorzystuje już 1,3 mln ton wodoru z gazu ziemnego, w takich branżach jak rafinacja ropy naftowej i produkcja nawozów, zgodnie z krajową strategią wodorową<sup>58</sup>. To czyni polski

<sup>56</sup> Komisja Europejska opublikowała dwa projekty aktów delegowanych w celu określenia kryteriów produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych w oparciu o wymogi dodatkowości i metodykę oceny emisji gazów cieplarnianych. Źródło: Komisja Europejska, *Produkcja odnawialnych paliw transportowych – udział odnawialnej energii elektrycznej (wymagania)*, 2022, ([link](#)).

<sup>57</sup> Więcej informacji na temat wodoru: *Hydrogen From Offshore Wind: Economics*.

<sup>58</sup> Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa...*, *op.cit.*



przemysł trzecim największym konsumentem wodoru w Europie. Zapotrzebowanie to mogłoby być częściowo zaspokojone przez produkcję zielonego wodoru w Bełchatowie. Na przykład, elektrolizer o mocy 500 MW działający przy 70% wykorzystaniu mógłby wyprodukować 52 tys. ton zielonego wodoru i zaspokoić około 5% obecnego polskiego zapotrzebowania na wodór.

Zielona produkcja stali może być również źródłem nowego zapotrzebowania na wodór. Polska jest obecnie piątym największym producentem stali<sup>59</sup> w Unii Europejskiej, odpowiadając za 8,5 mln ton surowej stali wyprodukowanej w 2021 r. BloombergNEF przewiduje, że redukcja emisji uzyskana dzięki bezpośredniemu wykorzystaniu wodoru będzie najtańszym sposobem na produkcję bezemisyjnej stali do 2050 r.<sup>60</sup> Producent Liberty Steel zapowiedział produkcję zielonej stali na bazie wodoru w swoim zakładzie w Częstochowie, zaledwie 70 km od elektrowni Bełchatów. Jej obecna zdolność produkcyjna wynosząca 0,7 mln ton stali rocznie może stworzyć potencjalne zapotrzebowanie na wodór na poziomie 51,1 tys. ton wodoru rocznie<sup>61</sup>.

Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> prawdopodobnie wpłyną na wdrożenie wodoru w polskiej energetyce. Czysty wodór ma potencjał, aby zastąpić gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej w nowych i istniejących turbinach. Konkurencyjność wodoru wobec energetyki gazowej będzie zależna od ceny CO<sub>2</sub>. Przy cenach gazu ziemnego wynoszących ok. 110 euro/MWh i cenach zielonego wodoru wynoszących 1,90 euro/kg, cena CO<sub>2</sub> wymagana do tego, aby wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o wodór było tańsze od gazu ziemnego, wynosiłaby ok. 100 euro za tonę CO<sub>2</sub>. BloombergNEF przewiduje, że ceny CO<sub>2</sub> w UE osiągną wysokość 136 euro/t CO<sub>2</sub> w 2030 r. Uważa się też, że przemysł będzie w większym stopniu bezpośrednio narażony na ceny CO<sub>2</sub>, ponieważ planuje się stopniowe wycofywanie darmowych przydziałów uprawnień do emisji.

Jest mało prawdopodobne, aby transport drogowy był głównym czynnikiem napędzającym popyt na wodór ze względu na samą ekonomię. W przypadku autobusów i transportu ciężkiego układy napędowe na ogniwa paliwowe mogą stać się konkurencyjne w stosunku do oleju napędowego na trasach długodystansowych do 2030 r. Może stać się tak na rynkach, na których paliwo wodorowe jest wyceniane konkurencyjnie w stosunku do oleju napędowego. Również w tym przypadku układy napędowe wykorzystujące ogniwa paliwowe nie będą w większości przypadków bardziej ekonomiczne niż układy napędowe pojazdów elektrycznych zasilanych z baterii. Jest również mało prawdopodobne, aby stały się one dużym źródłem zapotrzebowania na wodór. Na przykład Polska strategia wodorowa zakłada wprowadzenie 1 000 autobusów napędzanych ogniwami paliwowymi do roku 2030. Tankowanie tych pojazdów prawdopodobnie wymaga jedynie ok. 5,8 tys. ton wodoru rocznie<sup>62</sup>. Stanowi to zaledwie 11% rocznego zapotrzebowania huty Liberty w Częstochowie.

### Możliwość wdrożenia i koszt technologii zielonego wodoru

Produkcja zielonego wodoru na terenie Bełchatowa możliwa jest według trzech różnych scenariuszy. W celu oszacowania, jak mogłoby zostać zaplanowane wykorzystanie zielonego wodoru, BloombergNEF ocenił godzinowe profile pracy fotowoltaiki i wiatru na lądzie. Różne scenariusze stanowią kompromis pomiędzy maksymalizacją stabilnej produkcji wodoru a najniższym kosztem produkcji.

<sup>59</sup> Eurofer, *European steel in figures 2022*, 2022, ([link](#)).

<sup>60</sup> Liberty Steel Group, *LIBERTY otwiera pierwszą fabrykę w Polsce*, 2021, ([link](#)). Zobacz też: *Decarbonizing Steel: A Net-Zero Pathway*.

<sup>61</sup> Zakładamy, że do wyprodukowania każdej tony stali potrzeba 73 kg wodoru.

<sup>62</sup> W oparciu o wydajność paliwową 12,1 km na kilogram wodoru i roczny przebieg 70 tys. km na pojazd.

Połączenie elektrolizera z lokalnymi źródłami odnawialnymi mogłoby pozwolić na produkcję w Bełchatowie taniego zielonego wodoru. Do 2030 r. mógłby on być produkowany za 1,50 euro/kg (przy uwzględnieniu cen w roku 2021 r.) przy użyciu wiatru na lądzie i fotowoltaiki na terenie obecnej elektrowni Bełchatów. Byłoby to prawdopodobnie tańsze niż produkowany dziś w Polsce wodór z paliw kopalnych, którego koszt szacuje się na 1,35–2 euro/kg w zależności od ceny gazu. Jednak po spadku kosztów elektrolizera, najtańszy wodór można uzyskać przy wykorzystaniu elektrolizera na poziomie zaledwie 30%. Niższy stopień wykorzystania oznaczałby, że do zasilania elektrowni potrzebna byłaby mniejsza moc farm wiatrowych i słonecznych. To, czy instalacja pracująca na poziomie zaledwie 30% będzie wystarczająca, będzie zależało od zapotrzebowania na wodór.

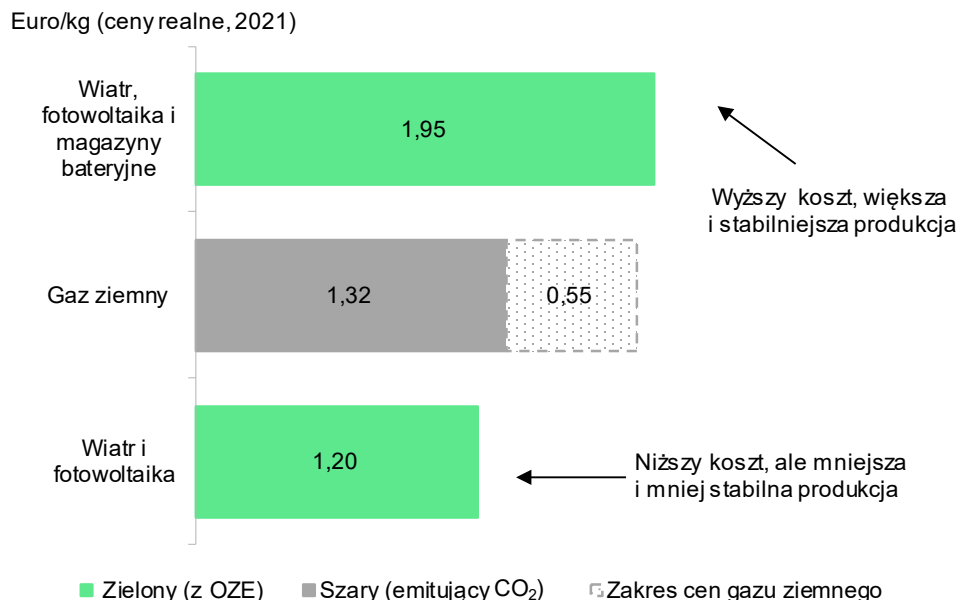
Większość przedsiębiorstw przemysłowych wykorzystujących wodór wymaga stabilnego procesu produkcyjnego. W idealnym przypadku oznaczałoby to wykorzystanie elektrolizera na poziomie ok. 70–90%. Oczekuje się, że do 2030 r. nakłady inwestycyjne na elektrolizer spadną o 55% w porównaniu z obecnym ich poziomem<sup>63</sup>. Sprawi to, że koszt energii elektrycznej stanie się najważniejszym składnikiem kosztu wodoru. Przewymiarowanie elektrowni wiatrowej i słonecznej oraz połączenie ich z magazynem umożliwiłoby elektrolizerowi produkcję wodoru z pełną wydajnością przez 80% czasu. Doprowadziłoby jednak także do wyższego kosztu na poziomie 1,92 euro/kg w 2030 r., czyli o 60% wyższego niż przy 30% wykorzystaniu elektrolizera. Zakłada to jednak, że 22% energii elektrycznej to nadprodukcja, której nie można wykorzystać. W Bełchatowie część tej nadwyżki energii można by sprzedać do sieci, obniżając koszt produkcji wodoru.

Dodanie magazynowania wodoru, aby umożliwić uzyskanie niższych współczynników wydajności, może stanowić wyzwanie w Bełchatowie. Według wiedzy BNEF w pobliżu nie ma naturalnie występujących kavern nadających się do magazynowania wodoru. Najbliższa kawerna solna, potencjalnie nadająca się do tego celu, znajduje się w Mogilnie, oddalonym o ok. 180 km. Magazynowanie wodoru zawsze będzie droższe niż gazu ziemnego ze względu na właściwości fizyczne wodoru. Do przechowywania równoważnej ilości energii zajmuje on 3–4 razy więcej miejsca niż gaz ziemny, a jego skroplenie wymaga więcej energii. Przechowywanie w zbiornikach ciśnieniowych prawdopodobnie zwiększy cenę zielonego wodoru o 0,17–1,00 euro/kg, jeśli zbiornik będzie opróżniany i uzupełniany codziennie, lub o 1,20–7,00 euro/kg, jeśli zbiornik będzie napełniany i opróżniany co tydzień.

---

<sup>63</sup> Więcej o kosztach i technologiach elektrolizerów w analizie: *1H 2022 Hydrogen Levelized Cost Update*.

Rysunek 25. Uśredniony koszt produkcji wodoru w Bełchatowie, 2030 r.



Źródło: BloombergNEF. Uwaga: koszt zielonego wodoru w oparciu o nakłady inwestycyjne na elektrolizery alkaliczne w wysokości 164 dolarów/kW (realnie w 2022 r.), współczynnik wykorzystania mocy elektrowni wiatrowych na lądzie na poziomie 34,5% i mocy elektrowni słonecznych na poziomie 12,9%. Produkcja odnawialnych źródeł energii powoduje wykorzystanie elektrolizera w 80% przy przewymiarowaniu OZE. Niski koszt szarego wodoru zakłada cenę gazu na poziomie 66 euro/MWh, natomiast wysoki poziom zakłada 106 euro/MWh.

### Transport wodoru

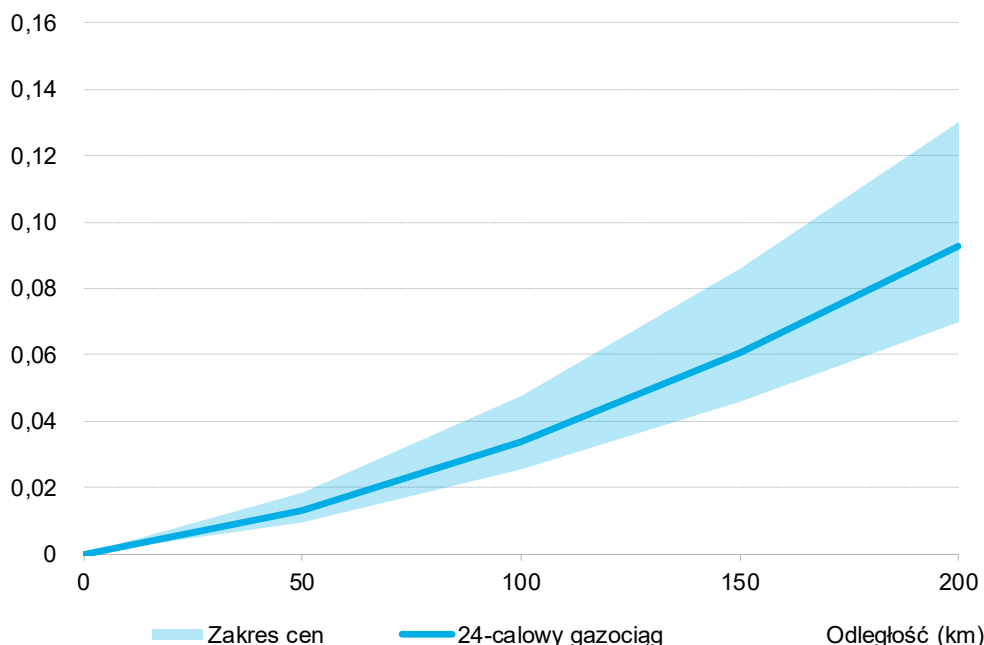
Aby zaspokoić zapotrzebowanie na wodór obszarów przemysłowych w pobliżu Bełchatowa, wyprodukowany wodór musiałby być transportowany potencjalnie za pośrednictwem nowego rurociągu przesyłowego lub sieci rurociągów. Według BNEF rurociągi to najtańszy sposób transportu większych ilości wodoru na duże odległości<sup>64</sup>. Jak wspomniano w części dotyczącej gazu ziemnego, w Bełchatowie nie istnieje żaden gazociąg przesyłowy, który mógłby zostać przebudowany w celu dostarczania wodoru. W związku z tym, aby dostarczać lokalny wodór do innych miejsc w kraju, należałoby zbudować nowy. Transport wodoru nowo wybudowanym gazociągiem przesyłowym o średnicy 20–28 cali (500–700 mm) na odcinku 200 km zwiększyłby koszt produkcji wodoru w Bełchatowie o 0,07–0,13 euro/kg. Zapewniłby on również wystarczającą zdolność przesyłową dla mocy 1,7–4 GW elektrolizera pracującego przy 100% wykorzystaniu.

Mniejsza infrastruktura przy niższych kosztach byłaby potrzebna do obsługi popytu bliżej miejsca produkcji wodoru. BNEF szacuje, że transport wodoru na odległość 50 km nowym 12-calowym (300 mm) gazociągiem dystrybucyjnym doda do ceny wodoru 0,23 euro/kg lub ok. 10% do kosztów stabilnej produkcji wodoru w Bełchatowie przy wykorzystaniu wiatru i energii słonecznej.

<sup>64</sup> BloombergNEF, *Hydrogen: The Economics of Pipeline Transport*.

**Rysunek 26. Uśredniony koszt transportu wodoru nowo wybudowanymi rurociągami przesyłowymi o średnicy 20–28 cali, 2022**

Euro/kg (ceny nominalne)



Źródło: BloombergNEF. Uwaga! Zakłada się transport rurociągowy wodoru o ciśnieniu od 30 do 50 bar. Koszty oparte są na założeniu realizacji inwestycji na płaskim terenie o niskiej gęstości zaludnienia.

## Energetyka jądrowa

Ze względu na niepewność co do kosztów i terminów budowy, finansowania oraz rozwoju technologii, BNEF nie uważa energii jądrowej za najlepszą technologię do zastąpienia węgla brunatnego w Bełchatowie. Ostatnie europejskie projekty jądrowe na dużą skalę były mocno opóźnione i nie nadają się do lokalizowania z energetyką wiatrową i słoneczną, zakładając że źródła odnawialne zostaną zbudowane w regionie przed 2030 r. Małe reaktory modułowe (SMR) mogłyby być bardziej odpowiednie do budowania ze źródłami odnawialnymi, ale wykonalność SMR będzie zależała od tego, czy projekty realizowane obecnie w innych krajach okażą się udane.

Program polskiej energetyki jądrowej<sup>65</sup> przewiduje, że przed 2043 r. powstanie w Polsce 6–9 GW energii jądrowej, ale jak dotąd trwają prace nad tylko jednym reaktorem. W grudniu 2021 r. polski rząd potwierdził lokalizację w północnej Polsce dla pierwszej elektrowni jądrowej w kraju. To jednostka o mocy 1–1,6 GW, której koszt szacuje się na około 32 mld euro (150 mld zł). Biorąc pod uwagę tę decyzję, jest mało prawdopodobne, aby druga duża inwestycja jądrowa została zrealizowana w innym miejscu w Polsce, przynajmniej dopóki ten pierwszy projekt nie osiągnie znaczących postępów.

<sup>65</sup> Program polskiej energetyki jądrowej, ([link](#)).

To już drugi raz w ostatnich latach, kiedy Polska publicznie ogłosiła plan budowy elektrowni jądrowych. W 2014 r. rząd zapowiedział, że chce uruchomić pierwszą elektrownię do 2024 r. Do tej pory jednak Polska nie ukończyła ani nawet nie rozpoczęła budowy reaktora.

W przypadku istniejących, dużych projektów jądrowych kluczowymi zagrożeniami są opóźnienia w budowie i przekroczenie kosztów. Fiński projekt Olkiluoto 3 i brytyjski Sizewell C to dwa przykłady inwestycji, w których zagrożenia wiążą się z opóźnieniami i rozszerzeniem budżetu. Nawet te projekty jądrowe, które są uważane za bardziej udane, często potrzebują co najmniej 10 lat pomiędzy przyznaniem kontraktu budowlanego a rozpoczęciem komercyjnego wytwarzania energii elektrycznej. Długie okresy budowy w połączeniu z wysokimi wymaganiami kapitałowymi prowadzą do wysokich kosztów finansowania, przyczyniając się do przekroczenia budżetu.

SMR to zasadniczo elektrownie składające się z mniejszych reaktorów (mniej niż 300 MW) wytwarzających parę, która jest wykorzystywana w turbinie do produkcji energii elektrycznej. Stosunkowo niewielki rozmiar reaktorów SMR sprawia, że są one potencjalnie łatwiejsze do zintegrowania z systemem elektroenergetycznym o dużym udziale energii odnawialnej, a same reaktory są zwykle projektowane z myślą o elastyczności produkcji. Reaktory SMR w połączeniu z innowacyjnymi rozwiązaniami w zakresie magazynowania energii lub bateriami mogłyby jeszcze lepiej uzupełniać odnawialne źródła energii, zapewniając szybkie zmiany mocy, ale jest to wciąż nowa technologia. Zakładając, że energia słoneczna i wiatrowa zastąpią w Bełchatowie starsze bloki, które mają zostać zamknięte do 2035 r., korzystnie jest wybrać technologię jądrową, która będzie uzupełniać, a nie konkurować z energią odnawialną.

Na świecie w budowie jest zaledwie kilka projektów SMR, co utrudnia ocenę potencjalnych kosztów związanych z tą technologią. BNEF szacuje nakłady kapitałowe dla 25 MW reaktora Carem w Argentynie na 21–24 mln euro/MW w porównaniu do początkowo zakładanych 15,3 mln euro. W praktyce elektrownia mogłaby osiągnąć LCOE na poziomie 305 euro/MWh przy założeniu 55% współczynnika wykorzystania mocy i 206 euro/MWh przy założeniu pracy dzień w dzień. Projekt demonstracyjny SMR o mocy 345 MW w Wyoming w USA mógłby posłużyć jako interesujący przykład dla regionu Bełchatowa, jeśli zostanie pomyślnie zrealizowany.

Jedną z potencjalnych zalet SMR w porównaniu z reaktorem wielkoskalowym są niższe koszty finansowania. W przypadku reaktorów wielkoskalowych koszty odsetek mogą być wysokie ze względu na ryzyko opóźnienia projektu. Mniejszy reaktor jest mniej kapitałochłonny, co może oznaczać niższe koszty finansowania. Jednak technologia SMR nadal pozostaje niesprawdzona i obecnie wymaga finansowania na wczesnym etapie, a także wysoce odpornego na ryzyko i dość dużego kapitału. Potencjalny SMR w Bełchatowie powinien być więc całkowicie uzależniony od poziomu sukcesu, jaki w ciągu najbliższych pięciu lat osiągną projekty SMR w innych miejscach na świecie. Innym kluczowym wyznacznikiem powinno być to, czy dostępne jest finansowanie publiczne w celu zmniejszenia ryzyka dla inwestorów prywatnych.

#### Studium przypadku – projekt TerraPower Natrium Next Generation Nuclear

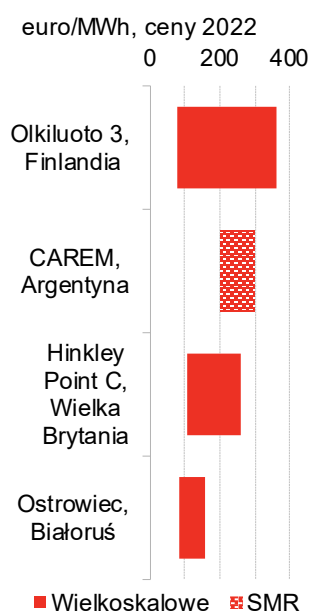
TerraPower, deweloper technologii i projektów SMR, chce zbudować swój reaktor Natrium o mocy 345 MW w amerykańskim stanie Wyoming. Elektrownia zastąpiłaby lokalną, istniejącą generację węglową i oczekuje się, że zostanie uruchomiona nie później niż w 2030 r. Firma zapowiedziała, że spodziewa się złożyć wniosek o licencję dla elektrowni w drugiej połowie 2023 r., ale nadal istnieją znaczne niepewności.

**Budżet:** 4 mld dolarów.

**Capex:** 2,8–3 tys. dolarów/kW.

**Finansowanie:** 50% przez rząd federalny USA, 50% przez należącą do Billa Gatesa firmę TerraPower.

**Rysunek 27. Zakres LCOE dla wybranych projektów jądrowych**



Źródło: BloombergNEF.

**Moc zainstalowana:** 345 MW, z mocą szczytową 500 MW dzięki wbudowanym magazynom.  
**Innowacyjna technologia:** reaktor prędko chłodzony sodem z magazynem energii w postaci stopionej soli. Wbudowany magazyn pomaga w integracji energii odnawialnej, ponieważ moc wyjściowa może być zmienna. Projekt Natrium jest potencjalnie prostszy niż wcześniej proponowane reaktory. Dzięki mniejszym rozmiarom reaktora, jego budowa będzie teoretycznie tańsza, a uzyskanie licencji szybsze.

## Pływająca farma fotowoltaiczna

Chociaż pływająca instalacja fotowoltaiczna nie jest obecnie możliwa do zrealizowania w Bełchatowie, technologia ta może stać się realną opcją, gdy istniejące kopalnie węgla brunatnego zostaną po zamknięciu zalane i utworzą sztuczne jeziora. Początkowo najgłębsze partie kopalni węgla brunatnego nie będą nadawały się do instalacji paneli słonecznych ze względu na zacienienie przez krawędzie kopalni. Jednak wraz z podnoszeniem się poziomu wody, cień będzie ustępował, co umożliwi zastosowanie pływającego systemu PV.

Pływające farmy fotowoltaiczne są dziś rzadkością w porównaniu z projektami montowanymi na ziemi lub dachach. W połowie 2022 r. pływające instalacje słoneczne będą miały łączną moc 4 GW na świecie w porównaniu z ponad 600 GW instalacji lądowych. Nakłady inwestycyjne w przypadku pływających instalacji słonecznych są zazwyczaj o 10–20% wyższe niż w przypadku projektów montowanych na ziemi. Instalacje te są najczęściej budowane w pobliżu istniejących przyłączy do sieci, dzięki czemu wyższe nakłady inwestycyjne są rekompensowane przez oszczędności związane z przyłączeniem do sieci. Panele słoneczne zainstalowane nad chłodną wodą mają również wyższą sprawność, co zwiększa produkcję energii elektrycznej.

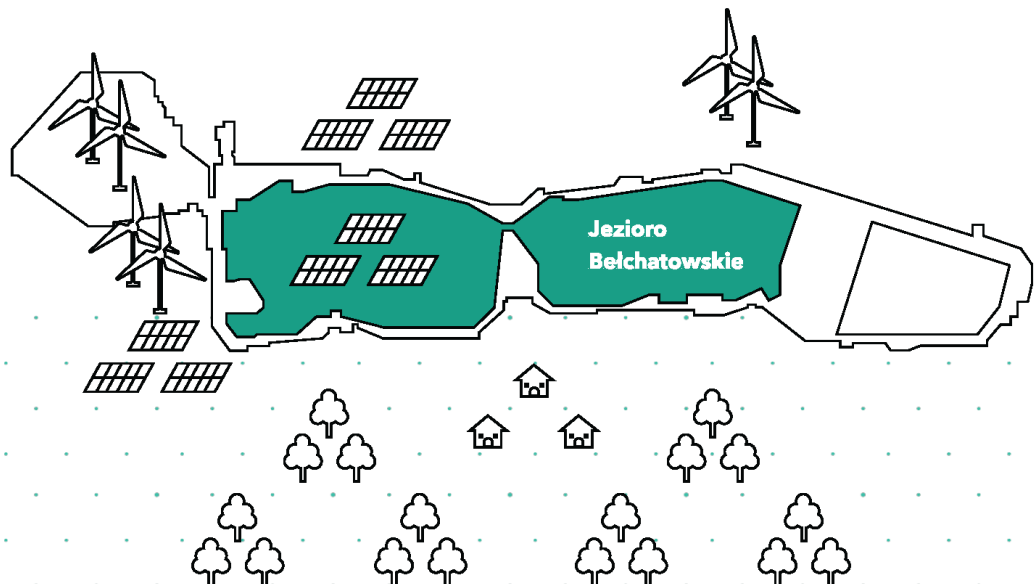
W Portugalii pływające instalacje PV są budowane na zaporach wodnych. Kraj ten przyznał dotacje dla łącznej mocy 103 MW w ramach kontraktów różnicowych poprzez aukcję przeprowadzoną w kwietniu 2022 r.<sup>66</sup> W ramach aukcji przyznano również pozwolenia na przyłączenie do sieci, które wykorzystują istniejące połączenia sieciowe elektrowni wodnych na zaporach. Jednoczesna generacja w elektrowniach wodnych i słonecznych jest mało prawdopodobna, gdy produkcja energii słonecznej jest wysoka. W Niemczech na sztucznym jeziorze, które wcześniej służyło jako kamieniołom, rozpoczęto realizację projektu o mocy 3 MW. Nie wymaga on dotacji. Ten stosunkowo niewielki projekt obejmuje 1,8 hektara, czyli zaledwie 2,3% powierzchni jeziora.

Do 2050 r. dwa jeziora na obszarze górniczym Bełchatowa mogą zająć powierzchnię 35–40 km<sup>2</sup>. Szacuje się, że jeziora na terenach byłych kopalni węgla brunatnego osiągną swój pełny rozmiar dopiero za 20–25 lat po zakończeniu wydobycia i zagospodarowaniu linii brzegowej. Niektóre pływające kolektory słoneczne mogą dostosowywać się do rosnącego poziomu wody, więc projekt mógłby zostać zrealizowany jeszcze zanim jezioro osiągnie swój ostateczny poziom wody. Gdyby 1/4 powierzchni jeziora przeznaczyć na pływające instalacje słoneczne, moc zainstalowana mogłaby osiągnąć ok. 1,5 GW.

<sup>66</sup> Więcej informacji: *Fast Permitting and Floating Solar in Iberia*.



Rysunek 28. Schemat pływającej fotowoltaiki na jeziorach pokopalnianych w Bełchatowie



Źródło: BloombergNEF.

### Innowacyjne elektrownie szczytowo-pompowe

Elektrownie szczytowo-pompowe to technologia, która zazwyczaj polega na pompowaniu wody na wyższe wysokości w czasie, gdy energia elektryczna w sieci jest tania, a następnie wypuszczaniu jej w celu napędzania turbiny i generowania energii, gdy podaż jest ograniczona, a ceny wyższe. Elektrownia szczytowo-pompowa nie jest jednak technologią, która mogłaby wypełnić luki powstałe w wyniku zakończenia eksploatacji węgla brunatnego w Bełchatowie. Dzieje się tak dlatego, że termin zakończenia produkcji energii z węgla brunatnego nie pokrywa się z najwcześniejszym terminem, w którym elektrownia szczytowo-pompowa mogłaby rozpocząć działalność.

Niemniej jednak, jeżeli w ramach trwającego projektu badawczego Atlantis<sup>67</sup> zostanie stwierdzone, że budowa elektrowni szczytowo-pompowej w Bełchatowie jest wykonalna, można by ją rozważyć pod kątem świadczenia usług sieciowych i bilansowania energii odnawialnej w miarę wycofywania się Polski z węgla i osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

Oczekuje się, że od zaprzestania wydobywania węgla brunatnego w Bełchatowie minie ok. 20 lat, zanim kopalnie odkrywkowe dostatecznie wypełnią się wodą. Dlatego też prawdopodobnie dopiero ok. 2050 r. poziom wody w dwóch sztucznych jeziorach w Bełchatowie będzie mógł zostać wykorzystany do budowy elektrowni szczytowo-pompowej. Ponieważ elektrownia szczytowo-pompowa jest technologią magazynowania, a nie wytwarzania energii, najlepiej nadaje się ona do łączenia ze zmiennymi źródłami energii odnawialnej i świadczeniem usług sieciowych.

<sup>67</sup> Niniejszy raport nie ocenia technicznej możliwości zainstalowania elektrowni szczytowo-pompowej w Bełchatowie, ponieważ finansowany przez UE projekt Atlantis realizowany przez Główny Instytut Górnictwa (GIG) i Niemieckie Centrum Badawcze Nauk Geologicznych GFZ już to ocenia. Badania mają zakończyć się w sierpniu 2024 r.

Na początku 2022 r. Polska posiadała ok. 1,4 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach szczytowo-pompowych, a kolejne projekty są planowane. Elektrownie szczytowo-pompowe to uznana technologia magazynowania energii o długim czasie działania. Często zapewniają one czas działania wynoszący ok. 10 godzin, podczas gdy baterie litowo-jonowe zazwyczaj oferują tylko 4 godziny. Baterie i elektrownie szczytowo-pompowe mogą jednak pełnić różne funkcje w systemie elektroenergetycznym i niekoniecznie muszą ze sobą konkurować. Większość istniejących elektrowni szczytowo-pompowych jest finansowo konkurencyjna w stosunku do innych form magazynowania energii o długim czasie działania, takich jak zielony wodór.

Pomysł przekształcenia byłych kopalń w elektrownie szczytowo-pompowe był proponowany w innych kopalniach na świecie, ale BNEF nie posiada informacji o żadnych projektach doprowadzonych do końca. Koncepcja ta została zaproponowana zarówno w przypadku odkrywkowych kopalni węgla brunatnego, jak i podziemnych kopalni węgla kamiennego. W Szkocji dawna kopalnia odkrywkowa Glenmuckloch<sup>68</sup> otrzymała w 2016 r. pozwolenie na przekształcenie w elektrownię szczytowo-pompową. Potencjalna elektrownia o mocy 200–400 MW pozostaje na wczesnym etapie rozwoju po otrzymaniu pięcioletniego przedłużenia pozwolenia na budowę w czerwcu 2022 r.

---

<sup>68</sup> BBC, *Extra time for hydro scheme at former Glenmuckloch mine* ([link](#)).

## Część 4. Wsparcie transformacji Bełchatowa

Odpowiednie zarządzanie i zaangażowanie wszystkich zainteresowanych transformacją stron będzie miało kluczowe znaczenie dla rozwoju nowej energetyki w Bełchatowie. Nowe rozwiązania mogą powstać jeszcze przed zakończeniem wydobywania węgla brunatnego i produkcji energii elektrycznej. W tej części analizy przedstawiono kluczowe działania, jakie mogą podjąć władze lokalne, ministerstwa, operator sieci i obecny właściciel elektrowni, aby zapewnić płynną transformację. Opisane tutaj potencjalne rozwiązania opierają się na przykładach działań skutecznie wdrożonych m.in. w Hiszpanii, Niemczech i Australii.

Bełchatów ma do wyboru wiele ścieżek transformacji. Żadnej z nich nie da się jednak osiągnąć bez dobrego zarządzania, solidnych procedur i silnej koordynacji działań kluczowych interesariuszy. Dotyczy to władz regionalnych, obecnego właściciela elektrowni Bełchatów – PGE, Ministerstwa Aktywów Państwowych (Skarb Państwa może stać się przyszłym właścicielem nowej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego – NABE), lokalnych grup społecznych oraz, co najważniejsze, pracowników<sup>69</sup>. Choć bardzo wiele zależy od decyzji politycznych, w tej części raportu przedstawiono najlepsze praktyki, które mogą pomóc w realizacji najważniejszych celów:

1. Zapewnieniu stabilnej pracy polskiego systemu elektroenergetycznego.
2. Umożliwieniu instalacji nowych technologii lokalnego wytwarzania energii elektrycznej.
3. Wspieraniu lokalnej i regionalnej gospodarki.

### Dobre zarządzanie dla stabilności sieci

Im wcześniej operator sieci przesyłowej PSE będzie mógł przewidzieć nadchodzące zmiany w wytwarzaniu energii elektrycznej w Bełchatowie, tym łatwiej będzie mu zaplanować odpowiednie działania w celu utrzymania stabilnej pracy sieci. Obecny właściciel elektrowni PGE powinien zatem dokończyć planowanie zmniejszania produkcji w Bełchatowie, które ogłosił w 2021 r. i oficjalnie poinformować operatora sieci, że najstarsze bloki Bełchatowa zostaną wyłączone w 2030 r. lub wcześniej.

Operator sieci PSE powinien jasno przedstawić warunki, na jakich udzieli zgody na zamknięcie bloków w Bełchatowie. PSE musi je przekazać PGE, władzom lokalnym oraz Ministerstwu Aktywów Państwowych, które planuje utworzenie NABE. Ostatecznie bloki nie mogą zostać wyłączone, jeśli będzie miało to zagrozić stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej. Opinia publiczna ma również prawo do otrzymania oficjalnych informacji na ten temat.

Dla obecnego właściciela elektrowni, PGE, najlepszym rozwiązaniem byłoby nie czekać na przejście własności na NABE i już sformalizować harmonogram wyłączeń dla jednostek, które mają być zamknięte w pierwszej kolejności. PGE musi porozumieć się z PSE, aby upewnić się, że operator sieci taki plan zaakceptuje. Musi także dokonać szczegółowej analizy, ile bloków może zostać odstawionych lub zamkniętych do 2030 r. Jak wspomniano wcześniej, BNEF

<sup>69</sup> Konsultacje z Komisją Europejską oraz wyniki wyborów parlamentarnych w Polsce, które odbędą się jesienią 2023 r., mogą wpłynąć na szczegóły dotyczące tworzenia i zarządzania NABE.

szacuje, że ze względów ekonomicznych przed 2032 r. z Bełchatowa zostanie wycofanych co najmniej 1,5 GW mocy.

Formalne ogłoszenie planów PGE pozwoliłoby PSE na wystawienie na aukcji zwolnionych mocy sieciowych dla nowych źródeł wytwarzania, w tym odnawialnych. Im szybciej taki komunikat zostanie wydany, tym więcej czasu będą mieli deweloperzy projektów energetycznych na planowanie działań. Ponieważ planowanie i budowa nowego projektu wiatrowego lub słonecznego trwają zazwyczaj kilka lat, należy rozpocząć ten proces już w najbliższym czasie. Inaczej utrudni to uruchomienie odnawialnych źródeł energii lub magazynów do roku 2029, kiedy to wytwarzanie energii z węgla brunatnego stanie się nieopłacalne. W ostatecznym rozrachunku opóźnianie formalnego zgłoszenia zamknięcia bloków na węgiel brunatny może zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu Polski.

### Umożliwienie budowy lokalnych źródeł energii odnawialnej

Niniejszy raport pokazuje znaczące możliwości, jakie istnieją dla rozwoju mocy wiatrowych i słonecznych w Bełchatowie w następstwie zamknięcia bloków na węgiel brunatny. Takie projekty mają potencjał utrzymania bezpieczeństwa energetycznego Polski przy jednoczesnym obniżeniu cen energii dla konsumentów. Obecnie istnieją jednak dwie kluczowe bariery dla takiego rozwoju:

1. Brak jasności co do dostępności przyłączenia do sieci.
2. Zasady dotyczące minimalnych odległości dla lądowej energii wiatrowej.

**Uwolnienie mocy przyłączeniowych.** Jak wspomniano wcześniej, deweloperzy zainteresowani rozwojem projektów OZE w regionie, muszą mieć oficjalną wiedzę, które bloki PGE zamierza zamknąć w pierwszej kolejności. Zamknięcie czterech do pięciu najstarszych bloków w latach 2029–2030 pozwoliłoby na przyłączenie do stacji Rogowiec nawet 3–4 GW odnawialnych źródeł energii. Aby to osiągnąć, łódzki urząd marszałkowski i odpowiednie krajowe ministerstwa muszą współpracować z PGE i PSE w celu określenia optymalnych terminów zamknięcia.

Potencjalnie wolne moce w sieci mogłyby być sprzedawane na aukcjach dla deweloperów nowych projektów energetycznych na długo przed udostępnieniem ich do użytku. Podobne podejście zostało wypróbowane w hiszpańskim regionie Andora Teruel, które może być przykładem dla polskich decydentów. W Teruel plany uruchomienia czystych mocy zastępujących istniejące są w toku, ale proces ten nie przebiega szybko. Bełchatów może wyciągnąć z tego wnioski i udostępnić połączenie sieciowe z wyprzedzeniem, zanim rozpocznie się zamykanie elektrowni na węgiel brunatny.

### Studium przypadku – region Andorra Teruel w Hiszpanii

Przedsiębiorstwo energetyczne Enel Endesa formalnie zwróciło się do hiszpańskiego operatora sieci o zgodę na zamknięcie elektrowni Teruel o mocy 1 050 MW w grudniu 2018 r. Dwa lata później zaprzestała ona działalności.

Elektrownia była zasilana węglem (bitumicznym) z pobliskiej kopalni odkrywkowej Estercuel i innych kopalni znajdujących się w regionie Teruel. Kopalnia jest własnością innej firmy niż elektrownia, ale zamknięcie elektrowni bezpośrednio jej zaszkodziło. To jedna z niewielu hiszpańskich kopalni węgla, które zdecydowały się zrezygnować z finansowania w ramach Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, kontynuując działalność. Kiedy stało się jasne, że nie będzie już żadnych innych dużych nabywców węgla z kopalni, Estercuel jednak zdecydował się ubiegać o wsparcie z Funduszu.

Rząd krajowy uchwalił specjalną ustawę wspierającą rozwój OZE na tym obszarze w celu wsparcia transformacji regionu. Umożliwiła ona dostęp do przyłącza do sieci w Teruel o mocy 1,2 GW w drodze aukcji dla dostawców energii odnawialnej. Przy wyborze zwycięzców miały być stosowane kryteria ekonomiczne, społeczne i środowiskowe. Endesa, która zrzekła się praw do przyłączenia do sieci po zamknięciu swojej elektrowni, poszukuje obecnie projektów OZE, które wygrają aukcje. Projekty wodorowe również mogą brać w nich udział.

Politycy nadali priorytet przekwalifikowaniu pracowników w regionie, w którym działały kopalnia i elektrownia. Stopa bezrobocia w Hiszpanii, wynosząca obecnie ok. 14%, należy do najwyższych w Europie. Dlatego wykazanie w składanych ofertach społecznego aspektu inwestycji, jest jednym z kryteriów, na podstawie których oceniane są projekty. Okazało się to wyzwaniem dla deweloperów, którzy zazwyczaj skupiają się bardziej na dostarczaniu wartości i niskiej cenie niż na innych czynnikach.

Postęp prac był jednak wolniejszy niż zakładano. Aukcję ogłoszono dopiero w maju 2021 r., czyli pięć miesięcy po zamknięciu elektrowni. W odpowiedzi na to ogłoszenie do stycznia 2022 r. zgłoszono 11 projektów<sup>70</sup>. Dziewięć miesięcy później, 11 października 2022 r., firma Endesa poinformowała o tymczasowym zabezpieczeniu 953 MW z oferowanej mocy przyłączeniowej 1202 MW<sup>71</sup>.

**Zapewnienie dostępności gruntów pod budowę instalacji odnawialnych.** Ograniczenia w zagospodarowaniu terenu w Polsce dotyczą głównie lądowych elektrowni wiatrowych, ale mogą być również problemem dla projektów fotowoltaicznych. Region czeka na zatwierdzenie przez Sejm RP nowej zasady minimalnej odległości 500 m, która zastąpiłaby istniejącą zasadę 10H. To ona często zabrania stawiania turbin wiatrowych bliżej niż 2 km od budynków mieszkalnych. Lokalne gminy i województwo łódzkie mogą pokazać swoje poparcie dla tej zmiany poprzez aktywne zaangażowanie w rozmowy z posłami, którzy mogą być sceptyczni wobec nowych zasad.

Gminy w pobliżu Bełchatowa powinny następnie pracować w sposób skoordynowany nad włączeniem zasady 500 m do lokalnych planów zagospodarowania przestrzennego. Urząd Marszałkowski Województwa Łódzkiego mógłby wesprzeć te wysiłki na różne sposoby, takie jak organizacja warsztatów i zapewnienie pomocy ekspertów w tej dziedzinie. Warsztaty mogłyby natomiast uwypuklić potencjalne korzyści wynikające z lokalizacji farm OZE w regionie, w tym wyższe wpływy z podatków do gminnych i miejskich kas.

Sąsiadujące ze sobą gminy mogłyby współpracować w celu utworzenia specjalnych obszarów, aby przyspieszyć rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej. Takie „strefy energii odnawialnej” zostały już przetestowane w Niemczech, Hiszpanii, Finlandii i Szwecji<sup>72</sup>. Unijny plan REPower EU, mający na celu zmniejszenie zależności od rosyjskiego gazu ziemnego, również proponuje stworzenie tzw. specjalnych obszarów wdrażania energii odnawialnej i zaleca wykorzystanie funduszy unijnych do wsparcia tego procesu.

<sup>70</sup> El Periodico de la Energia, *Siedem podmiotów zainteresowanych 1200 MW: tak wygląda walka o miejsce przyłączenia elektrociepłowni w Andorze*, 2022, ([link](#)).

<sup>71</sup> *Enel Green Power España, se adjudica provisionalmente 953 MW del concurso de transición justa de Andorra* ([link](#)).

<sup>72</sup> Opis przykładu ze Szwecji: J. Stellund Nillson, S. Tysken, *Zakres miejskich planów energetycznych w regionie szwedzkim. Przegląd zagadnień energetycznych i środowiskowych w planach*, ([link](#)).

**Wspieranie wspólnego funkcjonowania odnawialnych źródeł energii i węgla brunatnego.**

Czysta energia i węgiel brunatny mogą współistnieć w regionie Bełchatowa, czego dowodem jest mała farma wiatrowa działająca już na Górze Kamieńsk. Przedsiębiorstwo energetyczne PGE jest właścicielem terenów wokół elektrowni Bełchatów i mogłoby wykazać się aktywnością we wspieraniu lokalnego rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Podobne przykłady projektów z zakresu energetyki odnawialnej działających na obszarze, gdzie zamykane są kopalnie i elektrownie na węgiel brunatny, można znaleźć w niemieckim regionie Nadrenii Północnej-Westfalii. Właściciel elektrowni Neurath, firma RWE, pracuje tam nad kilkoma nowymi projektami energetycznymi, mimo że zamknięcie niektórych bloków na węgiel brunatny jest planowane nie wcześniej niż w 2038 r.<sup>73</sup>

**Studium przypadku – Nadrenia Północna-Westfalia, Niemcy**

Neurath była historycznie drugą co do wielkości elektrownią na węgiel brunatny w Europie o mocy 4,2 GW. Jednak od początku 2021 r. dwa bloki po 312 MW każdy wyłączono z eksploatacji.

Podobnie jak Bełchatów, Neurath posiada stosunkowo nowe bloki oddane do użytku w 2012 r., które mają generować energię do 2030–2038 roku, kiedy to zostaną one wyłączone w ramach niemieckich planów wycofania się z węgla.

Neurath bazuje na węglu brunatnym z pobliskich kopalni odkrywkowych Garzweiler i Hambach. W tym samym rejonie znajduje się również mniejsza kopalnia węgla brunatnego Inden, która zaopatruje elektrownię Weisweiler.

Właściciel Neurath, firma RWE, oraz sąsiednie kopalnie opublikowały w lutym 2022 r. plan inwestycyjny dla tego obszaru<sup>74</sup> i uruchomiły kilka projektów budowy OZE na terenach kopalni. Farma wiatrowa Hohe o mocy 67 MW już generuje energię elektryczną obok Garzweiler. Projekt wiatrowy Bedburg A44n o mocy 30 MW, którego współwłaścicielami są RWE i lokalne miasto, został oddany do użytku w 2022 r. W projekcie zastosowano 164-metrowe turbiny o mocy 5,7 MW, rozmieszczone w odległości około 200–350 metrów od siebie i zajmujące obszar odpowiadający ok. połowie terenu kopalni.

RWE uruchamia również park fotowoltaiczny o mocy 14,4 MW z bateriami o pojemności 9,6 MWh na zrehabilitowanym skraju kopalni odkrywkowej Inden. Bada także technologie produkcji ciepła, w tym instalacje spalania osadów ściekowych i elektrownie gazowe gotowe do wytwarzania wodoru. Firma stara się opracować kombinację różnych technologii, aby zastąpić energię wytwarzaną przez duże elektrownie na węgiel brunatny.

**Planowanie sprawiedliwej transformacji energetycznej**

Gminy wokół Bełchatowa, wraz z Urzędem Marszałkowskim Województwa Łódzkiego, mogą przewidzieć przyszłość, w której wytwarzanie energii z węgla brunatnego spada w latach 2025–2027, a rynki gazu i rozwój odnawialnych źródeł energii dyktują tempo zmian. Inicjatywy lokalne mogą być niezbędnymi katalizatorami, co udowodniły już inne miasta i regiony<sup>75</sup>. Jednakże to polski rząd ma do odegrania kluczową rolę w zapewnieniu płynnej transformacji. Odpowiednie

<sup>73</sup> Rząd niemiecki zaproponował wycofanie węgla w 2030 r., ale niemiecka ustawa o wycofaniu węgla nie została zaktualizowana, co oznacza, że ustawową datą wycofania pozostaje rok 2038.

<sup>74</sup> RWE, *Our plan to North Rhine-Westphalia*, ([link](#)).

<sup>75</sup> Przykłady przekształceń energetycznych prowadzonych przez miasta można znaleźć w dokumencie *Building on Cities to Deliver a Green and Just Recovery* przygotowanym przez BloombergNEF i C40 ([link](#)).



ministerstwa muszą dostrzec zagrożenia, przed którymi stoi dziś Bełchatów, a zwłaszcza to, że niższa produkcja energii elektrycznej w przyszłości będzie oznaczać niższe zapotrzebowanie na węgiel brunatny i mniej miejsc pracy. Stanie się tak niezależnie od tego, jakie mechanizmy utrzymania mocy węglowych (np. rezerwa strategiczna)<sup>76</sup> rząd stara się wdrożyć.

#### **Tworzenie szczegółowych planów transformacji z wieloletnim wyprzedzeniem.**

Transformacja energetyczna w skali globalnej jest w toku, a region bełchatowski powinien już teraz zaplanować, jak będzie ona przebiegać w skali lokalnej. Chociaż istnieje kilka przykładów źle zarządzanych transformacji byłych obszarów węgla kamiennego lub brunatnego, istnieją również projekty zakończone sukcesem. Skuteczne transformacje trwają latami i dlatego należy się do nich przygotować z dużym wyprzedzeniem. Około 7,5 tys. osób jest zatrudnionych w Bełchatowie bezpośrednio w kopalni lub w elektrowni. Kompleks zapewnia jeszcze więcej pośrednich miejsc pracy ze względu na dużą liczbę firm świadczących usługi. Gwałtowne zmniejszenie wydobycia węgla brunatnego, jeśli nie będzie odpowiednio zarządzane, może spowodować w Bełchatowie masowe zwolnienia.

**Przewidywanie zamykania bloków i uczenie się od innych.** W wielu częściach świata czynniki ekonomiczne powodują zamykanie kopalni i elektrowni węglowych. Niejednokrotnie to rządy nakazują zamykanie kopalni. Zdarzają się też przypadki, w których państwa po prostu przestają dotować nierentowne kopalnie. Rozwiązania czerpać można z Hiszpanii, Grecji, Niemiec, Szwecji, Wielkiej Brytanii i Australii. Przykładem do naśladowania dla polskich decydentów może być w szczególności australijski stan Wiktorii<sup>77</sup>.

#### **Studium przypadku – obszar węgla brunatnego w dolinie Latrobe w Wiktorii w Australii**

W Dolinie Latrobe znajdują się duże zasoby węgla brunatnego, który przez ponad 130 lat był głównym źródłem wytwarzania energii elektrycznej dla stanu Wiktorii i południowo-wschodniej Australii.

W listopadzie 2016 r. Engie ogłosiło zamknięcie elektrowni i kopalni Hazelwood, co wpłynęło na ok. tysiąc bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy. Elektrownia węglowa Yallourn o mocy 1,5 GW, która zapewniała 22% zużycia energii elektrycznej w stanie Wiktorii w 2021 r., ma zostać zamknięta w latach 2028–2032. Z tego powodu plany transformacji dla regionu muszą również uwzględniać bezpieczeństwo energetyczne.

W odpowiedzi na to rząd stanu Wiktorii powołał do życia Urząd Rehabilitacji Terenów Kopalnianych. Aby zapewnić udział wszystkich zainteresowanych stron w planowaniu strategii dla byłych obszarów górniczych, utworzono również Komitet Doradczy. Urząd i Komitet wspólnie nadzorują regionalną strategię rehabilitacji, która obejmuje czteroletnie zobowiązanie do przeznaczenia 184 milionów dolarów na wsparcie lokalnych pracowników, przedsiębiorstw i społeczności.

Fundusze zostały już przeznaczone na wiele nowych przedsięwzięć biznesowych związanych z zieloną energią, w tym Gippsland Climate Change Network, która dzięki niewielkiej dotacji opracowała pływający projekt demonstracyjny PV. Instalacja systemów solarnych i magazynów została również wsparta kwotą ok. 288 tys. dolarów, a fundusze zostały przeznaczone na jeden projekt demonstracyjny optymalizacji energii oraz dwa projekty magazynowania energii.

<sup>76</sup> Rezerwa strategiczna to tymczasowy mechanizm pozwalający na utrzymywanie pewnych mocy wytwórczych poza rynkiem energii elektrycznej w celu ich eksploatacji jedynie w sytuacjach awaryjnych. Oznacza to, że bloki na węgiel brunatny nie byłyby formalnie wycofywane, ale nie pracowałyby, do momentu wystąpienia krótkotrwałego niedoboru dostaw.

<sup>77</sup> Rząd stanu Wiktorii, *Komitet doradczy ds. rehabilitacji kopalni Latrobe Valley*, ([link](#)).

Rozpoczęto także budowę pierwszej w regionie farmy wiatrowej, co zapewniło ok. 186 miejsc pracy przy instalacji 200 MW energii z wiatru obok byłej elektrowni węglowej. W trakcie budowy jest również co najmniej 70 MW instalacji fotowoltaicznych, co zapewnia szacunkowo 150 miejsc pracy.

**Partnerstwo w szkoleniu lokalnej siły roboczej w zakresie czystej energii.** Władze lokalne mogą ułatwić szkolenia dla górników węgla brunatnego i pracowników elektrowni zainteresowanych odnawialnymi źródłami energii. Takie programy mogłyby być realizowane we współpracy z PGE lub innymi polskimi firmami energetycznymi. Aby zostać technikiem paneli słonecznych lub turbin wiatrowych, potrzeba ok. dwóch lat. Jeśli lokalni mieszkańcy nie zostaną wcześniej przeszkoleni, o miejsca pracy będą konkurować wykwalifikowani pracownicy z innych krajów. Unijny Fundusz Sprawiedliwej Transformacji mógłby dofinansować takie programy. Pobliski Uniwersytet Łódzki oraz szkoły branżowe II stopnia w Bełchatowie również mogą odegrać aktywną rolę we wszelkich działaniach związanych z przekwalifikowaniem pracowników.

Budowa projektów z zakresu energii odnawialnej potencjalnie może zapewnić miejsca pracy w budownictwie przez wiele lat. Będzie działało się to stopniowo i w zgodzie z planowanym zamykaniem kopalni węgla brunatnego. Z drugiej strony, jednoczesna budowa wielu gigawatów energii słonecznej i wiatrowej wymagałaby ogromnej, ale tymczasowej siły roboczej spoza regionu.

**Stymulowanie innowacji poprzez wykorzystanie środków krajowych i unijnych.** Władze lokalne, w tym region łódzki i okoliczne gminy, mogłyby podjąć inicjatywę w celu stymulowania innowacji w branży energetycznej. Może to obejmować zaangażowanie zainteresowanych stron w celu zbadania lokalnych i regionalnych centrów wykorzystania zielonego wodoru. Fundusze krajowe lub unijne mogłyby zostać wykorzystane do finansowania lokalnych projektów demonstracyjnych w zakresie produkcji zielonego wodoru lub rozwiązań w zakresie magazynowania energii. PGE, jako przedsiębiorstwo użyteczności publicznej, mogłoby odnieść korzyści z realizacji tych inicjatyw. Należy jednak zachęcać również inne podmioty z branży energetycznej do włączenia się do nowego klastra energetycznego w regionie Bełchatowa. Lokalne przetargi na innowacje mogłyby być organizowane przez Urząd Marszałkowski w Łodzi w celu dystrybucji środków na innowacyjne projekty.

# Załącznik A. Scenariusze dla polskiego sektora energetycznego i założenia dotyczące cen surowców

## A.1. Założenia dotyczące cen

Przedstawione w tabeli 3 przewidywane zmiany cen surowców zostały wykorzystane w modelowaniu przez BNEF przyszłych scenariuszy energetycznych i stanowią podstawę naszego poglądu na temat tego, kiedy może dojść do spadku produkcji węgla brunatnego w Polsce.

**Tabela 3. Założenia dotyczące cen węgla kamiennego, gazu ziemnego, węgla brunatnego i CO<sub>2</sub> (wartości rzeczywiste z 2021 r.)**

		2015	2021	2025	2030
Węgiel kamienny	euro/tona 6000 kcal	64	78	69	48
Gaz ziemny	Scenariusz bazowy	7	13	19	7
	50% wyższy	7	13	28	10
Węgiel brunatny	euro/tona 3000 kcal	20	20	20	20
CO <sub>2</sub> , euro/tonę CO <sub>2</sub>	Scenariusz bazowy	8	54	99	132
	20% niższy	8	54	79	105

Źródło: BloombergNEF. Uwaga: wszystkie ceny podano w rzeczywistych wartościach z 2021 r., a dane wejściowe modelu w dolarach amerykańskich zostały przeliczone na euro przy użyciu średniego kursu wymiany walut z 2021 r. wynoszącego 0,85. Mmbtu oznacza milion brytyjskich jednostek ciepła.

## A.2. Modelowane scenariusze

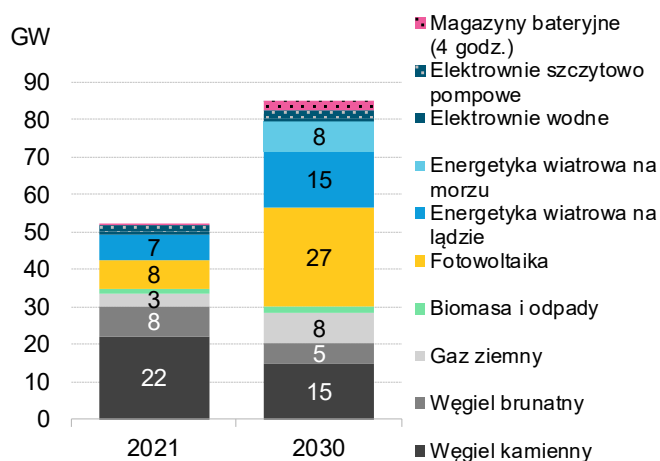
Na potrzeby niniejszego raportu opracowano dwa przyszłe scenariusze dla polskiego sektora energetycznego: „scenariusz bazowy” oraz scenariusz „wysokie ceny gazu/niskie ceny CO<sub>2</sub>”. Model NEFM2, będący własnością BNEF, został wykorzystany do określenia najmniej kosztownego miksu energetycznego, który może niezawodnie zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną w każdej godzinie roku. Model ten jest również wykorzystywany do tworzenia New Energy Outlook (NEO). Jest to coroczna długoterminowa analiza scenariuszowa BNEF dotycząca globalnej przyszłości gospodarki energetycznej obejmującej energię elektryczną, przemysł, budynki i transport oraz kluczowe czynniki kształtujące te sektory do roku 2050.

Scenariusz bazowy opiera się na modelowaniu wykonanym dla BloombergNEF's European Energy Transition Outlook 2022. Zmiany pomiędzy scenariuszem przedstawionym w European Energy Transition Outlook a scenariuszem bazowym odzwierciedlają zmiany cen paliw oraz bardziej rygorystyczne limity budowy mocy w lądowej energetyce wiatrowej do 2030 r., odzwierciedlające ograniczenia w zagospodarowaniu terenu. Budowę mocy gazowych

ograniczono również do 8 GW łącznie do 2027 r., aby odzwierciedlić ograniczenia w dostawach gazu w ciągu najbliższych pięciu lat, jeśli Europa zostanie odcięta od rosyjskiego gazu ziemnego.

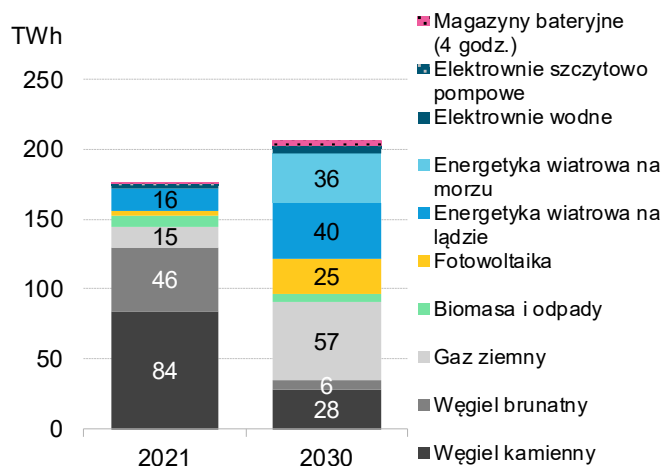
W obu scenariuszach moc morskiej energetyki wiatrowej będzie nieznacznie wyższa od obecnie planowanych 5,9 GW. Model buduje najmniej kosztowną moc w ramach określonych ograniczeń, a ponieważ lądowa energetyka wiatrowa jest ograniczona zasadą 10H, budowane są morskie farmy wiatrowe. Budowa morskiej energetyki wiatrowej powyżej obecnie planowanego poziomu jest realistyczna, ponieważ projekty są już w fazie wstępnego rozwoju z zamiarem wzięcia udziału w aukcjach morskiej energii wiatrowej w 2025 lub 2027 r. W modelu uwzględniono wymóg istnienia pewnych stałych mocy rezerwowych, co wyjaśnia, dlaczego zachowano w nim bloki na węgiel kamienny i brunatny, które nie wytwarzają energii elektrycznej.

**Rysunek 29. Scenariusz bazowy: moc zainstalowana w 2021 r. vs. 2030 r.**



Źródło: BloombergNEF.

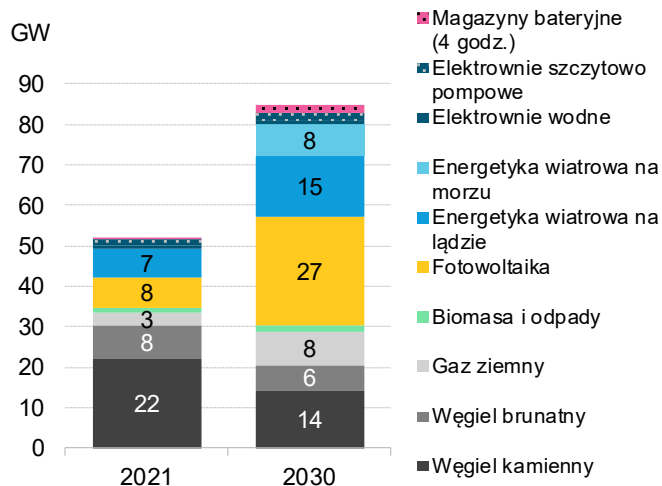
**Rysunek 30. Scenariusz bazowy: generacja w 2021 r. vs. 2030 r.**



Źródło: BloombergNEF.

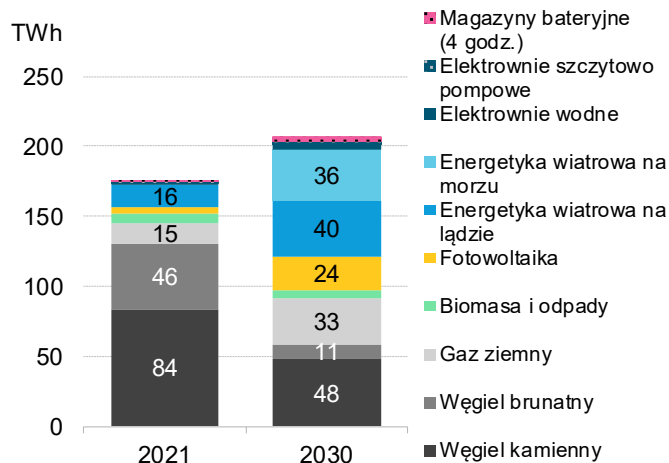
Scenariusz wysokich cen gazu i niskich cen CO<sub>2</sub> odzwierciedla analizę wrażliwości cen gazu i CO<sub>2</sub>, ponieważ są to ważne składniki kosztów dla polskiego systemu energetycznego. Scenariusz zakłada, że ceny gazu pozostaną o 50% wyższe od bazowej prognozy BNEF dotyczącej cen gazu do roku 2035. Oczekuje się, że ceny nadal będą spadać od globalnych rekordów z 2022 r., ale w Polsce pozostałyby one nieco powyżej poziomów sprzed pandemii obserwowanych w latach 2015–2019. Przy tych cenach Polska mogłaby prawdopodobnie być konkurencyjna w pozyskiwaniu LNG z globalnych rynków spotowych. Zakłada się, że cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA) w tym scenariuszu pozostanie na poziomie 20% poniżej prognozy BNEF dla cen EUA w 2022 r. w scenariuszu bazowym. Analiza BNEF wykazała, że scenariusz z niższymi o 20% cenami CO<sub>2</sub>, ale bazowymi cenami gazu, nie zmieniłby znacząco prognozowanego współczynnika wykorzystania mocy (tj. liczby godzin pracy) węgla brunatnego ani zamknięć wymuszonych czynnikami ekonomicznymi. Połączenie wysokich cen gazu i niskich cen emisji CO<sub>2</sub> można uznać za najlepszy scenariusz dla polskiej energetyki opartej na węglu brunatnym.

Rysunek 31. Scenariusz wysokich cen gazu/niskich cen CO<sub>2</sub>: moc zainstalowana w 2021 r. vs. 2030 r.



Źródło: BloombergNEF.

Rysunek 32. Scenariusz wysokich cen gazu/niskich cen CO<sub>2</sub>: produkcja w 2021 r. vs. 2030 r.



Źródło: BloombergNEF.

## O nas

### BloombergNEF

BloombergNEF (BNEF) jest dostawcą strategicznych badań obejmujących globalne rynki surowcowe i przełomowe technologie przyspieszające przemianę w stronę gospodarki niskoemisyjnej. Eksperti BNEF oceniają możliwe ścieżki dostosowania sektorów energetycznego, transportowego, przemysłowego, budowlanego i rolniczego do transformacji energetycznej. Pomagają specjalistom w dziedzinach handlu surowcami, strategii korporacyjnej, finansów i polityki w zarządzaniu zmianami i kreowaniu nowych możliwości rozwoju.

### Bloomberg Philanthropies

Bloomberg Philanthropies jest zaangażowany w działania w 941 miastach w 173 krajach na świecie zmierzające do poprawy i wydłużenia życia jak największej liczbie ludzi. Organizacja koncentruje się na pięciu kluczowych obszarach tworzenia trwałych zmian: sztuka, edukacja, środowisko, innowacje w zakresie sposobów rządzenia i zdrowie publiczne. Bloomberg Philanthropies obejmuje wszystkie darowizny Michaela R. Bloomberg, w tym fundację, filantropię korporacyjną i osobistą, a także Bloomberg Associates, firmę konsultingową działającą pro bono w miastach na całym świecie. W 2021, Bloomberg Philanthropies rozdysponował 1,66 mld dolarów. Więcej informacji dostępnych jest na stronie [bloomberg.org](https://bloomberg.org) oraz tutaj: [Facebook](#), [Instagram](#), [YouTube](#), [Twitter](#) i [LinkedIn](#).

### Forum Energii

Forum Energii to europejski, interdyscyplinarny think tank z Polski, którego zespół tworzą eksperci i eksperci działający w obszarze energii, z doświadczeniem m.in. w biznesie, administracji publicznej i nauce. Misją Forum jest inicjowanie dialogu, proponowanie rozwiązań opartych na wiedzy, a także inspirowanie do działania na rzecz sprawiedliwej i efektywnej transformacji energetycznej prowadzącej do neutralności klimatycznej. Organizacja realizuje misję poprzez analizy, opinie i dialog w zakresie dekarbonizacji głównych obszarów gospodarki.

### Współpraca

Wielu ekspertów i wyższych urzędników administracji rządowej i samorządowej wniosło merytoryczny wkład i istotne komentarze do niniejszego raportu. Wśród nich są: Monika Morawiecka (Regulatory Assistance Project, RAP), władze lokalne z regionu łódzkiego oraz przedstawiciele polskiego i europejskiego sektora energetycznego.



## O nas

### Dane kontaktowe

#### Pytania do klientów:

- Bloomberg Terminal: naciśnij dwukrotnie klawisz <Help>
- Email: [support.bnef@bloomberg.net](mailto:support.bnef@bloomberg.net) lub [faminoff@bloomberg.net](mailto:faminoff@bloomberg.net)

Felicia Aminoff	Associate, Energy Transitions Research	BloombergNEF
Emma Champion	Head of Regional Energy Transitions	BloombergNEF
Sanjeet Sanghera	Head of Grids and Utilities	BloombergNEF
Chelsea Jean-Michel	Associate, Wind Energy	BloombergNEF
Adithya Bhashyam	Analyst, Hydrogen	BloombergNEF
Amar Vasdev	Associate, Energy Economics	BloombergNEF
Arun Toora	Associate, European Gas	BloombergNEF
Joanna Maćkowiak Pandera	Prezeska	Forum Energii
Aleksandra Gawlikowska-Fyk	Dyrektorka programu Elektroenergetyka	Forum Energii
Marcin Dusilo	Starszy analityk	Forum Energii

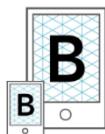
### Copyright

© Bloomberg Finance L.P. 2022. Niniejsza publikacja jest przedmiotem praw autorskich Bloomberg Finance L.P. w związku z BloombergNEF. Żadna część tego dokumentu nie może być fotokopiowana, reprodukowana, skanowana do systemu elektronicznego ani przesyłana, przekazywana lub dystrybuowana w jakikolwiek sposób bez uprzedniej zgody BloombergNEF.

### Oświadczenie

BloombergNEF ("BNEF"), usługa/informacja pochodzi z wybranych źródeł publicznych. Bloomberg Finance L.P. i jej podmioty stowarzyszone, dostarczając usługę/informację, wierzą że informacje, które wykorzystuje, pochodzą z wiarygodnych źródeł, ale nie gwarantują dokładności ani kompletności tych informacji, które mogą ulec zmianie bez powiadomienia, a nic w tym dokumencie nie może być interpretowane jako taka gwarancja. Stwierdzenia zawarte w tym serwisie/dokumencie odzwierciedlają aktualny osąd autorów odpowiednich artykułów lub funkcji i niekoniecznie odzwierciedlają opinię Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. lub którejkolwiek z ich spółek zależnych („Bloomberg”). Bloomberg zrzeka się wszelkiej odpowiedzialności wynikającej z korzystania z tego dokumentu, jego zawartości i/lub tej usługi. Żadne z postanowień niniejszego dokumentu nie stanowi ani nie może być interpretowane jako oferta instrumentów finansowych lub jako porada inwestycyjna lub zalecenie przez Bloomberg inwestycji lub innej strategii (np. czy „kupić”, „sprzedać” lub „zatrzymać” inwestycję). Informacje dostępne za pośrednictwem tej usługi nie są oparte na analizie indywidualnej sytuacji abonenta i nie powinny być traktowane jako informacje wystarczające do podjęcia decyzji inwestycyjnej. Użytkownik powinien samodzielnie określić, czy zgadza się z treścią. Usługa ta nie powinna być interpretowana jako doradztwo podatkowe lub księgowość ani jako usługa mająca na celu ułatwienie subskrybentowi spełnienia jego obowiązków podatkowych, księgowych lub innych prawnych.

Get the app



On IOS + Android  
[about.bnef.com/mobile](http://about.bnef.com/mobile)

Pracownicy zaangażowani w tę usługę mogą zajmować stanowiska w spółkach wymienionych w usługach/informacjach.

Dane zawarte w tych materiałach służą wyłącznie celom ilustracyjnym. Usługa BLOOMBERG TERMINAL i produkty danych Bloomberg („Usługi”) są własnością i są dystrybuowane przez Bloomberg Finance L.P. („BFLP”) z wyjątkiem (i) Argentyny, Australii i niektórych jurysdykcji na wyspach Pacyfiku, Bermudach, Chinach, Indiach, Japonii, Korei i Nowej Zelandii, gdzie Bloomberg L.P. i jej spółki zależne („BLP”) dystrybuują te produkty, oraz (ii) w Singapurze i jurysdykcjach obsługiwanych przez biuro Bloomberg w Singapurze, gdzie spółka zależna BFLP dystrybuuje te produkty. BLP zapewnia BFLP i jego podmiotom zależnym globalne wsparcie marketingowe i operacyjne oraz usługi. Niektóre cechy, funkcje, produkty i usługi są dostępne tylko dla zaawansowanych inwestorów i tylko tam, gdzie jest to dozwolone. BFLP, BLP i ich podmioty stowarzyszone nie gwarantują dokładności cen lub innych informacji w Usługach. Nic w Usługach nie stanowi ani nie może być interpretowane jako oferowanie instrumentów finansowych przez BFLP, BLP lub ich podmioty powiązane, ani jako doradztwo inwestycyjne lub rekomendacje przez BFLP, BLP lub ich podmioty powiązane dotyczące strategii inwestycyjnej lub tego, czy należy „kupić”, „sprzedać” lub „zatrzymać” inwestycję. Informacje dostępne za pośrednictwem Usług nie powinny być traktowane jako informacje wystarczające do podjęcia decyzji inwestycyjnej. Następujące znaki towarowe i znaki usługowe BFLP, spółki komandytowej z Delaware, lub jej podmiotów zależnych: BLOOMBERG, BLOOMBERG ANYWHERE, BLOOMBERG MARKETS, BLOOMBERG NEWS, BLOOMBERG PROFESSIONAL, BLOOMBERG TERMINAL i BLOOMBERG.COM. Brak jakiegokolwiek znaku towarowego lub usługowego na tej liście nie oznacza zrzeczenia się przez Bloomberg praw własności intelektualnej do tej nazwy, znaku lub logo. Wszelkie prawa zastrzeżone. © 2022 Bloomberg.