

Ocena możliwości zastąpienia elektrowni Bełchatów



RAPORT



SPIS TREŚCI:

1. Wprowadzenie i kontekst	4
2. Streszczenie raportu	5
3. Określenie wariantów zastąpienia Bełchatowa	7
4. Model rynku energii, scenariusze i główne założenia	11
4.1. Model rynku enervis	11
4.2. Definicja omawianych scenariuszy	12
4.3. Trajektoria zmian mocy Elektrowni Bełchatów	13
4.4. Założenia nt. cen paliw i CO ₂	14
5. Moc i wytwarzanie	15
5.1. Struktura mocy	15
5.2. Wytwarzanie i popyt	16
5.3. Saldo importu/eksportu	17
6. Zapotrzebowanie na paliwo oraz emisje	19
6.1. Rozwój zapotrzebowania na paliwa	19
6.2. Emisje CO ₂	20
6.3. Inne emisje	20
7. Łączne koszty wytwarzania	22
8 Skutki dla rynku pracy	23
8.1 Bezpośrednie zatrudnienie	23
8.2 Całkowite zatrudnienie	24
9 Analiza wrażliwości – Bełchatów	25

OPRACOWANIE**enervis energy advisors GmbH**

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Autorzy z ramienia enervis

Julius Ecke

Rita Kunert

Tłumaczenie: Diana Jankowiak

Analiza zlecona przez:

Data publikacji: sierpień 2019

© enervis energy advisors GmbH. Wszelkie prawa zastrzeżone (z wyłączeniem praw stron trzecich), w tym wykorzystanie w celach handlowych.

O ile nie uzgodniono inaczej w zawartej umowie, w zakresie dozwolonym przez prawo enervis nie przyjmuje odpowiedzialności ani obowiązku dochowania należytej staranności w odniesieniu do jakichkolwiek konsekwencji działania lub powstrzymania się od działania w oparciu o informacje zawarte w niniejszym dokumencie lub w odniesieniu do jakiejkolwiek opartej na nim decyzji.

Zawarte w niniejszym dokumencie dane i informacje nie zostały zebrane ani zweryfikowane przez enervis, a część z nich jest publicznie dostępna. W związku z tym enervis nie ponosi odpowiedzialności za poprawność i kompletność danych zawartych w niniejszym dokumencie.

Niniejszy dokument nie uwzględnia zdarzeń, które wystąpiły po jego powstaniu, ani ich skutków.

Prezentowane w dokumencie treści są nierozdzielnie związane z pytaniem postawionym jego autorom i obowiązują tylko w ramach uzgodnionych z klientem warunków umownych, w tym warunków niepodanych w niniejszym raporcie.

WPROWADZENIE I KONTEKST

Wprowadzenie

Do realizacji coraz ambitniejszych światowych i europejskich celów redukcji emisji CO₂ konieczne jest zamknięcie jednostek wytwórczych opalanych węglem brunatnym, co pociąga za sobą wielowątkowe pytanie, jak można zastąpić dotychczasowe moce wytwórcze.

W przypadku Elektrowni Bełchatów, na którą składają się bloki odpowiadające za prawie 12% polskiej mocy wytwórczych, oprócz skutków jej zamknięcia dla systemu energetycznego należy też rozważać kwestie społeczno-ekonomiczne.

W tym celu należy określić, wyliczyć i porównać techniczne możliwości realizacji planowanych inwestycji, wpływ na klimat, koszty oraz wpływ rozważanych zmian na zatrudnienie.

Właśnie w tym kontekście ClientEarth zleciło enervis energy advisors GmbH przeprowadzenie badania uwzględniającego ocenę energetyczno-ekonomiczną wariantów zastąpienia opalanej węglem brunatnym Elektrowni Bełchatów.

Cele

Analiza została przeprowadzona dwuetapowo. Punktem wyjścia dla etapu pierwszego było wytypowanie możliwych technologii do zastąpienia mocy wytwórczych Bełchatowa. Następnie przeprowadzono ocenę wpływu zidentyfikowanych wariantów (pod kątem emisji, kosztów i zatrudnienia). W drugim etapie analizy w celu przeprowadzenia wyliczeń i porównania efektów systemowych zidentyfikowane warianty zastąpienia Bełchatowa zostały wprowadzone do podstawowego modelu europejskiego rynku energii enervis.

2. STRESZCZENIE RAPORTU

Dostosowanie światowej energetyki do spadających kosztów OZE

Coraz istotniejsze staje się dostosowanie systemu energetycznego do „megatrendów” technologicznych. Konwencjonalne technologie wytwarzania najczęściej wiążą się z rosnącymi kosztami; z kolei w energetyce jądrowej potencjał redukcji kosztów jest niewielki. Jednocześnie odnawialne źródła energii stają się coraz bardziej konkurencyjne.

Choć widać to na wielu polach, to kluczowy jest fakt, że OZE w coraz mniejszym stopniu polegają na dotacjach.

Odejście od węgla zmniejszy emisje

W scenariuszu odejścia od węgla poziom emisji CO₂ obniża się o 38%, a inne emisje spadają o 42-64% w porównaniu ze scenariuszem odniesienia, przynosząc korzyści dla globalnego klimatu i zdrowia Polaków.

Ważną rolę w tych spadkach odgrywa wcześniejsze wygaszenie Bełchatowa, które odpowiada za około 5% tej redukcji.

Odejście od węgla obniży koszty

Scenariusz zakładający mniejszy udział węgla, a większy odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym jest bardziej opłacalny niż scenariusz odniesienia. Oszczędności na poziomie 64 mld euro stanowią 9,5% całkowitych kosztów systemowych, co oznacza znaczący potencjał zwiększenia efektywności kosztowej polskiej gospodarki.

Ważną rolę odgrywa tu wcześniejsze wygaszenie Bełchatowa, które przełożyłoby się na redukcję kosztów o 4 mld euro.

Zastąpienie węgla przez odnawialne źródła energii jest technicznie możliwe

W scenariuszu odejścia od węgla da się utrzymać bezpieczeństwo dostaw, wykorzystując gaz ziemny (i być może również magazynowanie energii) jako dodatkowe zabezpieczenie.

Możliwe jest włączenie OZE w system energetyczny na dużą skalę bez istotnego zmniejszenia bezpieczeństwa dostaw. System należałoby zaprojektować w sposób zapewniający wysoki poziom elastyczności.

OZE umożliwiają uniezależnienie Polski od importu paliw

OZE pozwalają na zmniejszenie zależności kraju od importu w sektorze energetycznym, skutecznie ograniczając import paliw.

Przejście z węgla na gaz prowadzi do zwiększenia zapotrzebowania na to paliwo, ale poziom zapotrzebowania jest zgodny z polską strategią dywersyfikacji krajów, z których płyną dostawy (w formie LNG, przez gazociąg bałtycki).

OZE tworzą nowe miejsca pracy

W scenariuszu odejścia od węgla bezpośrednie zatrudnienie jest wyższe o 45% od zatrudnienia w scenariuszu referencyjnym. Całkowite zatrudnienie również wykazuje stałą tendencję znaczącego wzrostu.

Podane wartości są szacunkowe, ale wyraźnie wskazują, że rozwój odnawialnych źródeł energii i stopniowe odejście od węgla oznaczają nowe miejsca pracy na polskim rynku.

**Odejście
od węgla przynosi
wiele korzyści**

Spójna strategia odejścia od węgla do 2035 r. pozwala na zmniejszenie emisji CO₂, ograniczenie negatywnych skutków dla zdrowia, zmniejszenie importu paliw w sektorze energetycznym oraz obniżenie kosztów systemowych przy jednoczesnym zapewnieniu nowych miejsc pracy.

W związku z tym stopniowe odejście od węgla zapewnia zróżnicowany wachlarz korzyści.

**Ambicje Polski
powinny wykraczać
poza odejście
od węgla**

Początkowo poziom emisji CO₂ w sektorze energetycznym gwałtownie spada, a następnie stabilizuje się na pewnym poziomie. Świadczy to o potrzebie powzięcia ambitniejszych planów wykraczających poza odejście od węgla oraz o potrzebie dalszego ograniczania emisji za pomocą technologii głębokiej dekarbonizacji (OZE i magazynowanie energii, gaz zeroemisyjny lub odnawialny).

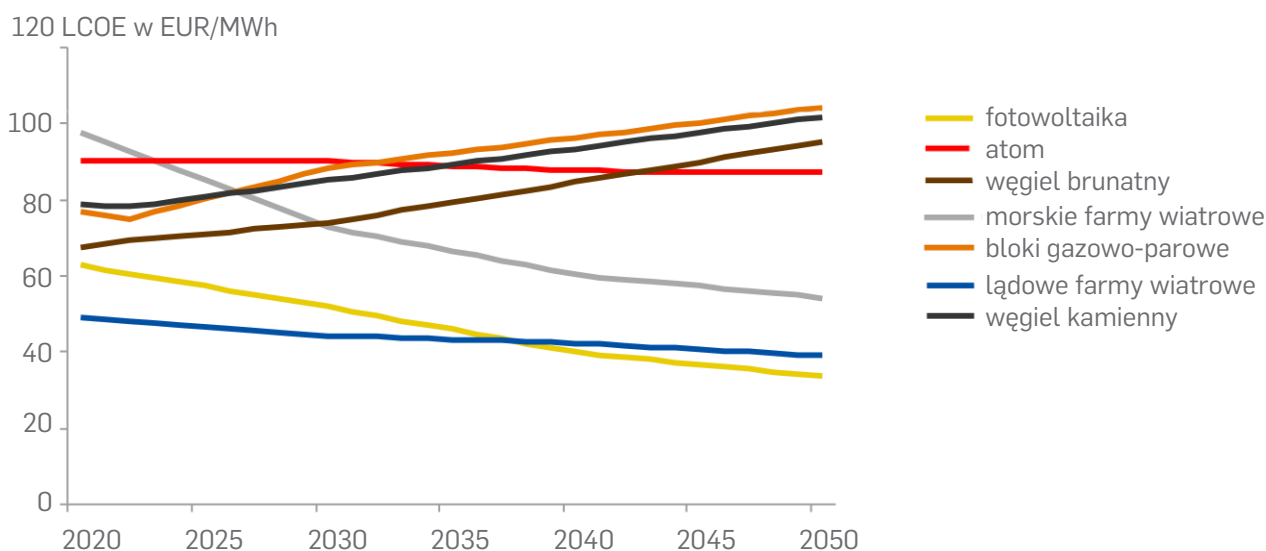
3. OKREŚLENIE WARIANTÓW ZASTĄPIENIA BEŁCHATOWA

Niniejszy rozdział jest poświęcony ocenie jakościowej wariantów zastąpienia Elektrowni Bełchatów.

Według prognoz zmian kosztów w czasie OZE będą stały się coraz bardziej konkurencyjne, w przeciwieństwie do innych technologii wytwarzania energii elektrycznej (węgla brunatnego, węgla kamiennego, gazu).

Opłacalność technologii wytwarzania można porównać za pomocą prostego miernika syntetycznego: uśrednionego kosztu energii elektrycznej (LCOE). LCOE mierzy średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej przy użyciu danej technologii w jej całym cyklu użytkowania. LCOE na dany rok odpowiada średnim kosztom wytworzenia energii elektrycznej w elektrowni oddanej do eksploatacji w tym roku przez cały okres jej eksploatacji, z uwzględnieniem wpływu spodziewanych zmian kosztu paliw.

Poniższy wykres przedstawia zmianę średniego kosztu nowych jednostek wytwórczych w różnych technologiach w czasie.



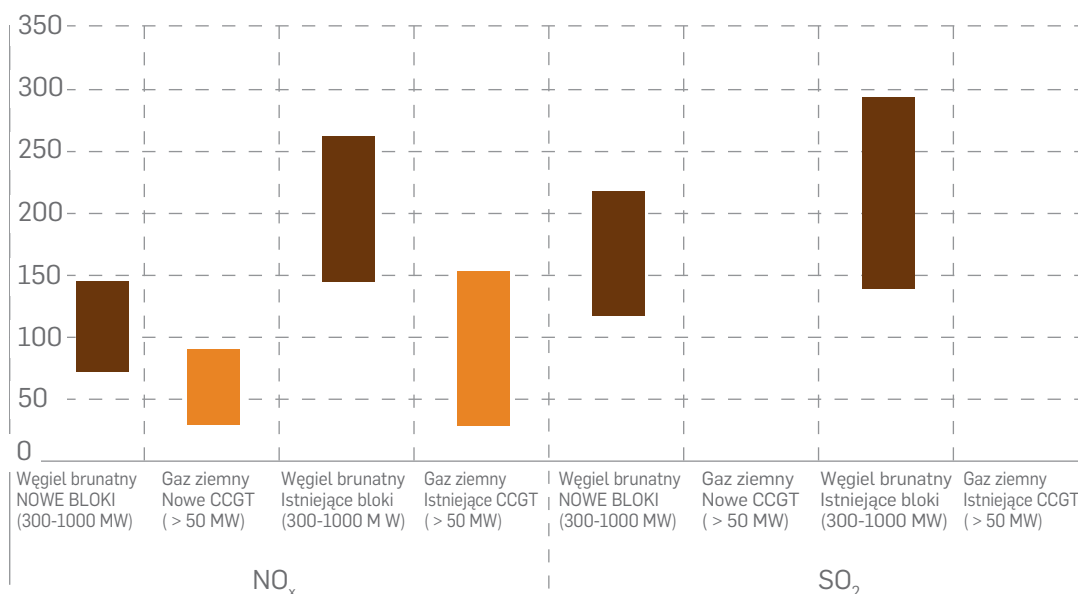
Ryc. 1: Wskaźnik LCOE dla poszczególnych technologii¹

Widoczne są trzy trendy:

- dalszy spadek kosztów OZE, najwyższy dla morskich farm wiatrowych;
- wzrost kosztów technologii konwencjonalnych z uwagi na rosnące ceny CO₂ i paliw;
- według prognoz stałe koszty wytwarzania energii w elektrowniach atomowych (na podst. danych z unijnego programu ASSET, finansowanego przez Komisję Europejską).

Coraz istotniejsze staje się zatem dostosowanie polskiego systemu energetycznego do „megatrendów” technologicznych. Powyżej widać dalszy spadek kosztów odnawialnych źródeł energii (OZE), najwyższy w przypadku morskich farm wiatrowych, oraz wzrost kosztów konwencjonalnych technologii wynikający ze wzrostu cen CO₂ i paliw.

¹ Do wyliczeń przyjęto znormalizowane godziny pełnego obciążenia (4000 dla bloków gazowo-parowych i 5000 dla węgla kamiennego), bez uwzględnienia potencjalnego silnego ograniczenia wykorzystania technologii konwencjonalnych. Wyliczenia opierają się na zestawieniu danych z różnych źródeł, w tym ASSET (2018), Fraunhofer ISE (2018), BWE / INES (2018), Agora Energiewende (2017). W kosztach węgla uwzględniono koszty dodatkowe (np. koszty transportu).



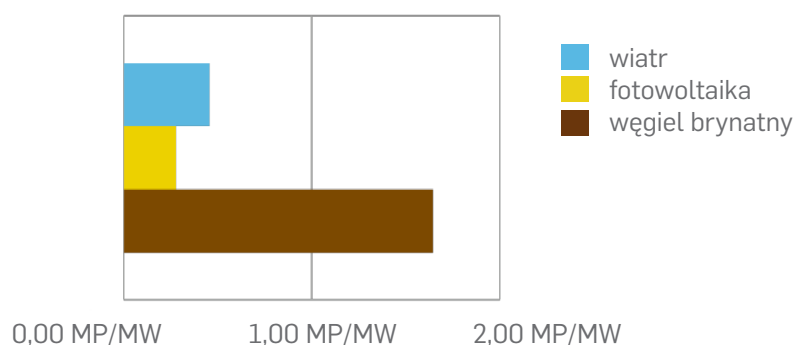
Ryc. 2: Emisje z węgla brunatnego i gazu ziemnego inne niż CO₂²

Wytwarzanie energii elektrycznej z gazu charakteryzuje się znacznie niższym poziomem emisji w porównaniu z węglem brunatnym. Z kolei wiatr i fotowoltaika w ogóle nie powodują emisji.

W ocenie technologii ważną rolę odgrywają nie tylko koszty, ale i emisje. Powyższy wykres przedstawia emisje inne niż CO₂ na MWh generowane we wskazanych technologiach. Wytwarzanie energii elektrycznej z gazu wiąże się ze znacznie niższym poziomem emisji niż wytwarzanie z węgla brunatnego. Wiatr i fotowoltaika w ogóle nie powodują emisji, dlatego nie zostały uwzględnione na wykresie.

Co prawda wytwarzanie energii elektrycznej z węgla brunatnego wiąże się z wysokim bezpośrednim zatrudnieniem w porównaniu z energetyką odnawialną...

Poniższy wykres przedstawia założenia dotyczące bezpośredniego zatrudnienia w przeliczeniu na MW mocy zainstalowanej. Założenia dotyczące OZE oparto na stworzeniu miejsc pracy przy budowie i eksploatacji jednostek wytwórczych. W przypadku OZE wpływ na zatrudnienie został uśredniony w całym okresie eksploatacji elektrowni (np. przez 20 lat).



Ryc. 3: Założenia dotyczące bezpośredniego zatrudnienia w przeliczeniu na MW³

² Standardy emisji zgodnie z poziomami BAT-AEL.

³ Źródła: WISE (2019); dla PV i wiatru wartości uśrednione w całym cyklu eksploatacji jednostek w latach 2021-2030. W odniesieniu do węgla brunatnego wzięto pod uwagę dane za 2018 r. podawane przez operatorów.

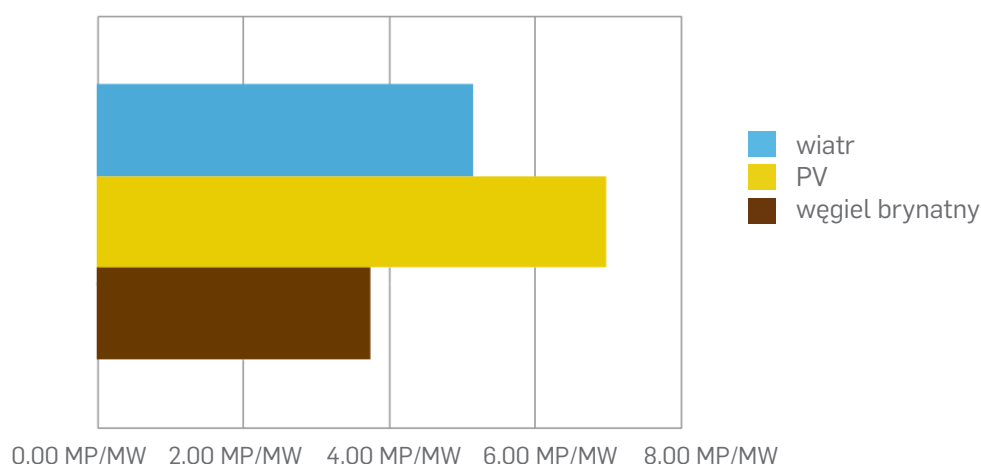
Interpretując wpływ na zatrudnienie, należy wziąć pod uwagę, że do zastąpienia każdego MW z węgla brunatnego trzeba więcej niż jednego MW z OZE (np. 3 MW), co wynika z mniejszego stopnia wykorzystania OZE.

...OZE pośrednio prowadzą do powstania wartościowych miejsc pracy.

Poniższy wykres przedstawia założenia dotyczące całkowitego zatrudnienia w przeliczeniu na MW mocy zainstalowanej. Całkowite zatrudnienie obejmuje pośredni wpływ na powstanie miejsc pracy w związku z budową i eksploatacją jednostek wytwórczych oraz w innych sektorach (np. w produkcji).

Do oszacowania zatrudnienia w sektorze OZE wykorzystano średnie dane europejskie, ponieważ z danych z polskiego sektora OZE wynikają silne wahania rok do roku (zob.: Observ'ER 2017 i 2018). W przypadku węgla brunatnego całkowite zatrudnienie oszacowano na podstawie zatrudnienia bezpośrednio w sektorze i zwielokrotnionej liczby miejsc pracy pośrednio wynikających z działalności sektora (mnożnik: ok. 2,5).

Co prawda węgiel brunatny zapewnia więcej miejsc pracy w sektorze, ale sektor OZE generuje wartościowe miejsca pracy w sektorach powiązanych.



Ryc. 4: Średnie łączne zatrudnienie w poszczególnych technologiach na megawat mocy⁴

⁴ Źródła: w odn. do OZE: Fragkos et al. (2018): Employment creation in EU related to renewables expansion. (z ang.: Tworzenie miejsc pracy w UE w związku z rozwojem odnawialnych źródeł energii); w odn. do węgla brunatnego: DEBRIV, EEFA, Œko-Institut.

Węgiel brunatny najlepiej zastąpić miksem różnych technologii. Model rynku energii enervis pozwala zoptymalizować miks technologii zastępczych.

Poniższa matryca przedstawia jakościowy ranking technologii zastępczych w porównaniu z węglem brunatnym.

	Węgiel brunatny	Lądowe farmy wiatrowe	Duże farmy fotowoltaiczne	Gaz ziemny (CCGT)
Koszty wytwarzania (LCOE)				
Emisje CO ₂ na MWh				
Inne emisje na MWh (NO _x / SO ₂)				
Zależność od importu paliw				
Bezpośrednie zatrudnienie na MW				
Wkład w bezpieczeństwo dostaw prądu (obciążenie szczytowe)				

 Więcej = gorzej
  Więcej = lepiej

Ryc. 5: Przegląd technologii zastępczych⁵

Każda z technologii ma wady i zalety, dlatego najlepszym rozwiązaniem jest zastąpienie węgla brunatnego miksem technologii. W celu zoptymalizowania kombinacji technologii zastępczych wykorzystano model rynku energii enervis.

⁵ Bezpieczeństwo dostaw: do fotowoltaiki dodano jeden kafelek ze względu na wkład tej technologii w zaspokojenie szczytowego zapotrzebowania w okresie letnim.

4. MODEL RYNKU ENERGII, SCENARIUSZE I GŁÓWNE ZAŁOŻENIA

W niniejszym rozdziale omówione zostaną kluczowe założenia w przeprowadzonym modelowaniu oraz ramy scenariusza głównego.

4.1 MODEL RYNKU ENERVIS

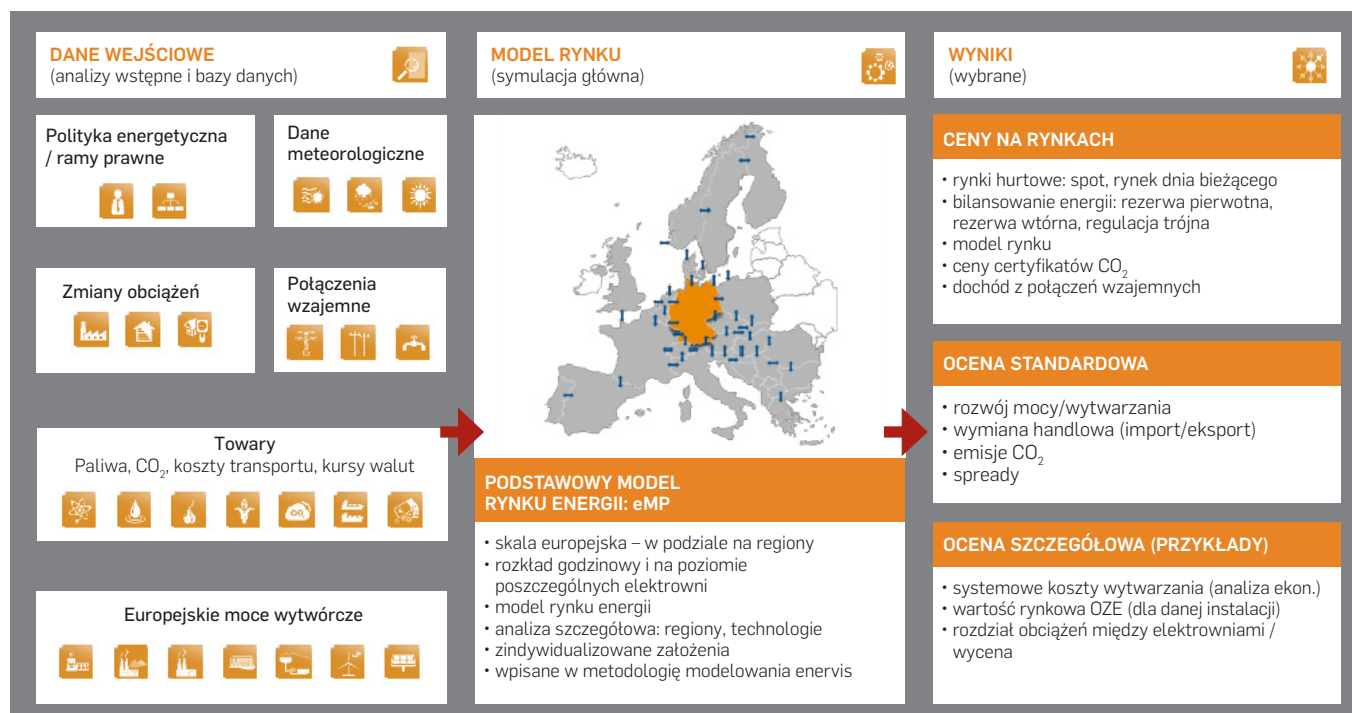
enervis sugeruje inwestycje w elektrownie na podstawie modelowania ekonomiczno-technicznego. Interakcje między regionami uwzględniane są w ramach zdolności przesyłowej na połączeniach wzajemnych.

Niniejszy diagram w schematyczny sposób przedstawia dane wejściowe, rezultaty analizy oraz metodologię modelu europejskiego rynku energii opracowanego przez enervis.

Model rynku enervis stanowi kompleksowy model rynku służący analizie rynków energii i opracowany na podstawie pełnego zakresu kluczowych danych rynkowych. Dzięki naszym europejskim doświadczeniom jesteśmy w stanie skutecznie zastosować metodologię modelowania również w innych regionach.

Model rynku energii enervis ma zasięg europejski i uwzględnia interakcje pomiędzy rynkami/regionami skupionymi w ENTSO-E (Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych) w ramach połączeń wzajemnych. Modele dla każdego regionu cechują się dużym poziomem ziarnistości i biorą pod uwagę liczbę bloków energetycznych, liczbę instalacji OZE, zapotrzebowanie godzinowe, dane meteorologiczne i uwarunkowania w danym kraju (np. strukturę rynku, politykę energetyczną, koszt transportu paliw, cele w zakresie rozwoju OZE i mechanizmy wsparcia). Oznacza to, że model zawiera wszystkie istotne czynniki wpływające na rynek i daje kompleksowy wgląd w rozwój stref cenowych i regionów w przyszłości.

W modelu optymalizacji kosztów krańcowych dla europejskich rynków energii zastosowanie technologii wytwórczych i inwestycje w nowe moce określa się na podstawie szerokiego wachlarza założeń i danych wejściowych o dużym rozkładzie przestrzennym i czasowym.



Ryc. 6: Model rynku energii enervis

4.2 DEFINICJA OMAWIANYCH SCENARIUSZY

W ramach badania przeprowadzono modelowanie dwóch scenariuszy dla polskiego sektora energetycznego w latach 2020-2050. Scenariusz „odniesienia” stanowi punkt odniesienia dla celów porównawczych, a scenariusz odejścia od węgla opisuje bardziej zrównoważony rozwój ze zmniejszającym się udziałem węgla a rosnącym udziałem OZE.

W celu lepszego zrozumienia wyników modelowania warto najpierw przyjrzeć się założeniom stojącym za scenariuszami oraz samemu modelowaniu. Założenia te zostały określone na podstawie rozmów z interesariuszami.

W ramach niniejszego opracowania przeprowadzono modelowanie dwóch scenariuszy opisujących dwie możliwe przyszłe strategie dla polskiego sektora energetycznego do 2050 roku. Poniższa tabela zawiera szczegółowy opis założeń stojących za dwoma wybranymi scenariuszami dla Polski⁶. Poszczególne kolumny odpowiadają scenariuszom, a wiersze – istotnym elementom scenariusza.

	Scenariusz odniesienia	Scenariusz odejścia od węgla
Ceny paliw i CO ₂	Do 2022 r.: notowania kontraktów terminowych z Q1 2019 Długoterminowo: raport "New policies Scenario" (IEA WEO 2018)	
Energia jądrowa	Brak planów co do budowy elektrowni jądrowej w Polsce	
Elektrownia Bełchatów	Trajektoria w zależności od długości cyklu eksploatacji elektrowni i przewidywań na podstawie PEP2040	Stopniowe zamykanie bloków B02-12 w Bełchatowie do 2030; B14 do 2035
Pozostałe elektrownie węglowe		Odejście od węgla w Polsce do 2035
Energia z gazu	Realizacja zgodnie z wykonalnością z ekonomicznego punktu widzenia w ramach scenariusza	
Energia z OZE	Rozwój lądowej i morskiej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki w perspektywie średnioterminowej w oparciu o PEP2040 i bieżące prognozy	Zastąpienie wytwarzania w Bełchatowie miksem lądowych farm wiatrowych i fotowoltaiki
		Inwestycje w dodatkowe moce w lądowych elektrowniach wiatrowych i fotowoltaice w zależności od wykonalności ekonomicznej (LCOE)
Zapotrzebowanie na moc	Wzrost zapotrzebowania zgodnie z prognozami PEP2040 (średnio 1,7% rocznie w latach 2018-2040) ze względu na wzrost elektromobilności i PKB. Łącznie 230 TWh w 2040 roku.	

Ryc. 7: Przegląd podstawowych założeń

- **Scenariusz odniesienia** stanowi podstawę porównania na poziomie systemowym i opiera się na obecnej krajowej polityce energetycznej⁷ z pominięciem energetyki jądrowej. Decyzja ta wynika z ogólnej oceny (niskiego) prawdopodobieństwa realizacji inwestycji w elektrownie jądrowe w Polsce. W scenariuszu odniesienia węgiel stanowi istotne źródło energii do 2050 r., a odnawialne źródła energii są wykorzystywane w niewielkim stopniu. Łukę w mocach wytwórczych – niezbędnych, by sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię – wypełniają gaz i import energii⁸.

⁶ W obu opracowanych scenariuszach przyjęto identyczne założenia dotyczące obecnej polityki energetycznej i prognoz dla pozostałych regionów Europy. Oznacza to, że w przypadku Niemiec zakłada się i uwzględnia w modelu odejście od węgla do 2038 r., zgodnie z propozycją „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung” (z niem. Komisja Rozwoju, Przemian Strukturalnych i Zatrudnienia)) z lutego tego roku.

⁷ Tj. projekt „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP2040).

⁸ Należy zauważyć, że pod względem doboru pozostałych technologii, scenariusz referencyjny jest dość konserwatywny, co przekłada się na odpowiednio wyższe koszty systemowe (a zarazem większe różnice w kosztach) ze względu na niewielką rolę OZE, które stają się coraz bardziej konkurencyjne pod względem ceny.

- **Scenariusz odejścia od węgla** zakłada przyjęcie ambitnej strategii działań na rzecz klimatu, obejmującej stopniowe wycofywanie bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym do 2035 roku i rosnący udział OZE. Większość bloków w Bełchatowie zostaje wycofanych z eksploatacji do 2030 roku. Energetykę węglową zastępują OZE, a gaz zapewnia bezpieczeństwo dostaw.

Dodatkowa analiza wrażliwości pozwoliła na głębsze zbadanie wpływu mocy Bełchatowa (patrz rozdział 9) na obserwowane między scenariuszami różnice.

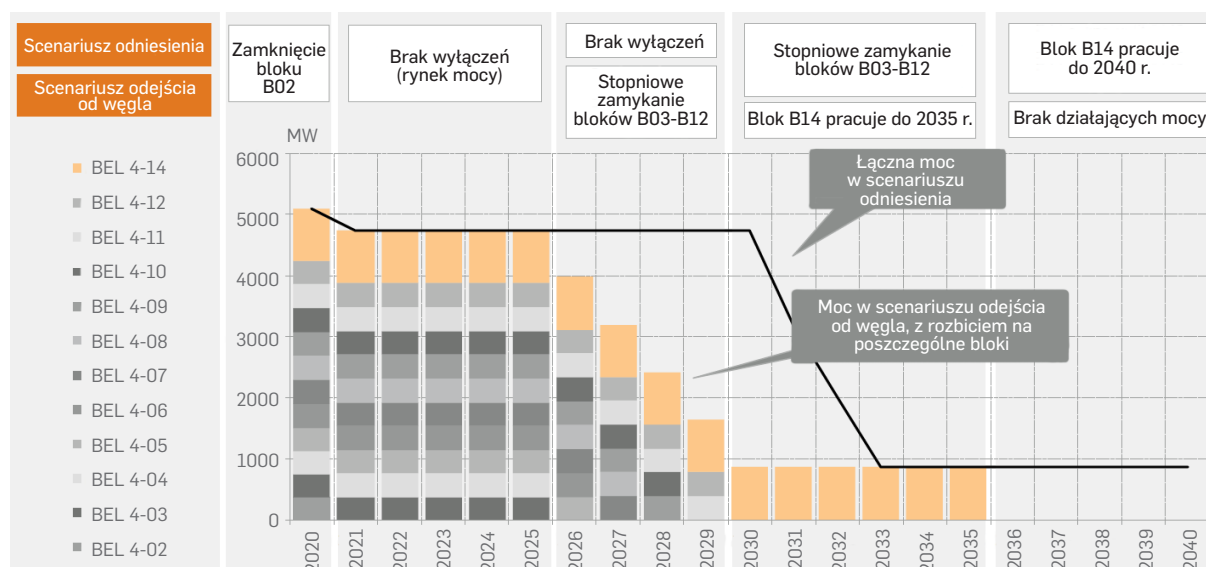
4.3 TRAJEKTORIA ZMIAN MOCY ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

Najstarsze bloki elektrowni Bełchatów zostają wycofane do 2030 roku, a najnowsze pozostają aktywne do 2035 roku.

Jednym z najistotniejszych założeń w obu scenariuszach jest przebieg zmian w dostępności mocy wytwórczych w Elektrowni Bełchatów.

Poniższy wykres przedstawia dwa warianty redukcji mocy Elektrowni Bełchatów przyjęte w niniejszym opracowaniu.

W scenariuszu odejścia od węgla w pierwszej kolejności - przed 2030 rokiem - zamknięte zostają bloki B02-B12⁹ (oddane do eksploatacji w latach 1983-88). Blok B14 (oddany do użytku w 2011 r.) zostanie następnie zamknięty do 2035 r.



Ryc. 8: Trajektorja redukcji mocy w Elektrowni Bełchatów¹⁰

Z porównania obu scenariuszy wynika, że wycofanie większości bloków w scenariuszu odejścia od węgla zachodzi około pięć lat wcześniej.

⁹ Blok B01 został zamknięty w czerwcu 2019 roku, zob. strona internetowa PGE.

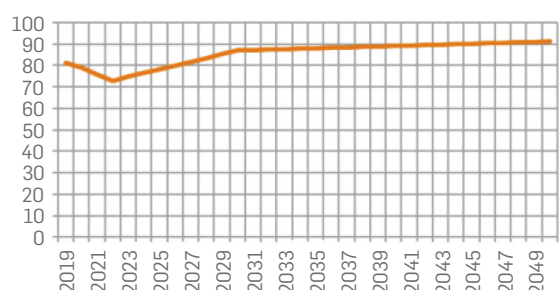
¹⁰ Źródła: Lista elektrowni wraz ze statusem, OSP Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) (30.11.2018), publikacje i obwieszczenia Polskiej Grupy Energetycznej (PGE), informacje na temat aukcji mocy publikowane przez PSE, własne analizy.

4.4 ZAŁOŻENIA NT. CEN PALIW I CO₂

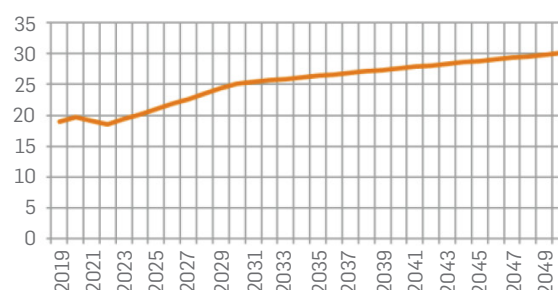
Zgodnie z prognozami IEA World Energy Outlook 2018 ceny paliw i certyfikatów będą w dłuższej perspektywie czasowej rosły – na poziomie umiarkowanym do znacznego.

W każdym modelowanym scenariuszu rozwoju rynku energii kluczowym czynnikiem jest długoterminowy rozwój cen (paliw kopalnych i certyfikatów CO₂ w systemie EU ETS) na rynku, od których zależą krańcowe koszty wytwarzania z użyciem technologii konwencjonalnych.

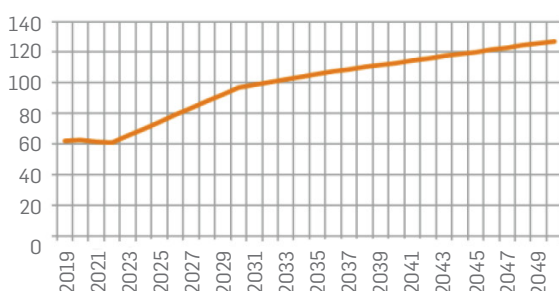
W celu wyznaczenia trajektorii zmian cen dla każdego badanego paliwa lub certyfikatu zastosowano standardowe podejście. W perspektywie krótko- i średnioterminowej wykorzystano średnie kursy kontraktów terminowych z obecnego kwartału (1 kwartał 2019 r.) dla lat 2019-2022, a w perspektywie długoterminowej oparto się na prognozach z najnowszego raportu „World Energy Outlook” (2018)¹¹. W rezultacie uzyskano trajektorie widoczne na poniższych wykresach.



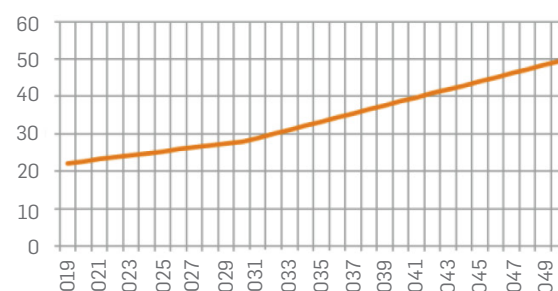
— Spodziewane ceny kontraktów Coal cif ARA (EUR/t SKE)



— Spodziewane ceny kontraktów Gas TTF (EUR/MWh)



— Spodziewane ceny ropy Brent (USD/bbl)



— Spodziewane ceny CO₂ (EUR/t CO₂)

Ryc. 9: Założenia zmiany cen paliw i CO₂ w obu scenariuszach¹²

W porównaniu z obecnym poziomem cen, z wykresów jasno wynika tendencja długoterminowego wzrostu cen wszystkich paliw i certyfikatów istotnych w konwencjonalnym wytwarzaniu energii, poprzedzona krótkoterminowymi wahaniami. Wzrost ten ma wpływ zarówno na krańcowe koszty wytwarzania w elektrowniach i w efekcie również na hurtowe ceny energii, jak i na wskaźnik LCOE dla każdej z danych technologii (zob. również rozdział 3).

¹¹ Doroczna publikacja Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA). W niniejszym raporcie wykorzystano dane ze scenariusza nowych polityk (z ang. „New Policies Scenario”), odpowiadającego umiarkowanym zmianom globalnej polityki energetycznej i klimatycznej, który z tego względu często wykorzystuje się w scenariuszach odniesienia lub scenariuszach możliwie bliskich potencjalnemu rozwojowi sytuacji. Ceny paliw i certyfikatów 2040 r. stanowią ekstrapolację przy założeniu kontynuacji wzrostu w ostatnim szacowanym momencie.

¹² Źródła: dane rynkowe z Q1 2019, IEA (2018). W odniesieniu do roku 2019 podano faktyczne ceny. Na powyższym wykresie nie uwzględniono kosztów transportu i strukturyzacji właściwych dla Polski.

5. MOC I WYTWARZANIE

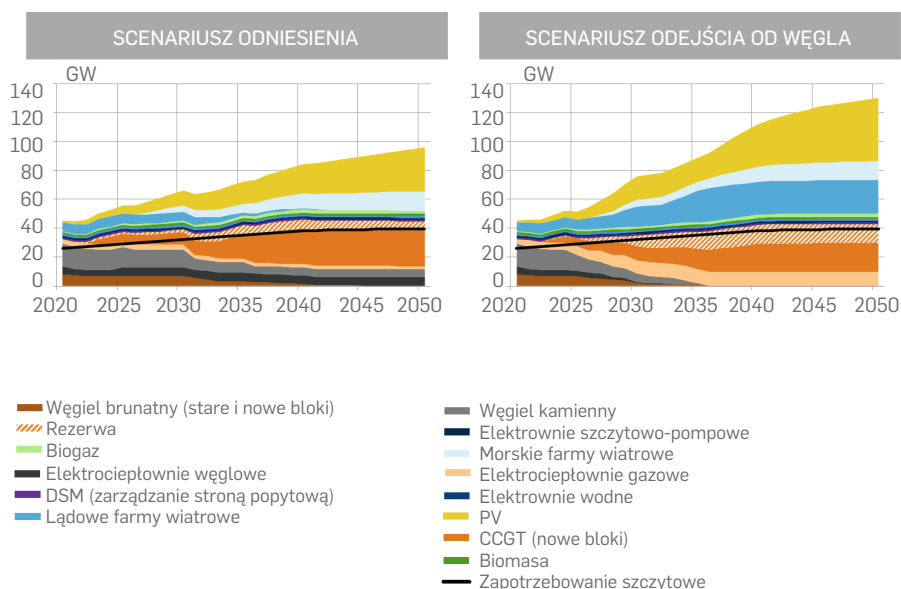
W niniejszym rozdziale przedstawiono rozwój struktury mocy i wytwarzania energii elektrycznej bazując na dwóch opisanych wyżej scenariuszach. Poniżej opisano główne wyniki w oparciu o przyjęte założenia i przeprowadzone w ich ramach symulacje.

5.1 STRUKTURA MOCY

W scenariuszu odejścia od węgla redukowane moce wytwórcze z węgla zastępuje się połączeniem OZE i elektrowni gazowych, co prowadzi do wyższego poziomu mocy rezerwowych poza rynkiem energii niż w scenariuszu odniesienia. W scenariuszu odniesienia bardzo istotną rolę odgrywają moce wytwórcze w elektrowniach gazowych.

Wynik modelowania rynku energii elektrycznej pokazuje rozwój mocy wytwórczych w całym okresie do 2050 r. dla Polski i wszystkich innych głównych stref rynku europejskiego w oparciu o egzogenicznie ustalone trajektorie mocy, założenia kosztowe i inne parametry.

Poniższy wykres przedstawia rozwój mocy wytwórczych w Polsce w latach 2020-2050. W prognozie uwzględniono zarówno elektrownie rynkowe, jak i moce rezerwowe, niezbędne do zagwarantowania równego poziomu bezpieczeństwa dostaw w całym portfolio wykorzystanych technologii¹³.



Ryc. 10: Rozwój mocy i zapotrzebowanie szczytowe w latach 2020-2050

W **Scenariuszu odniesienia** (po lewej) brak wsparcia politycznego dla lądowej energii wiatrowej oraz niskie ambicje w zakresie rozwoju fotowoltaiki skutkują niskim wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych i aktywną eksploatacją elektrowni węglowych do 2050 r. Zapotrzebowanie na energię zaspokaja się wdrożeniem bloków gazowo-parowych (CCGT¹⁴) i turbin gazowych w układzie otwartym (OCGT), co wynika z przeprowadzonego modelowania.

¹³ W analizie założono, że podstawową technologią zapewniającą moce rezerwowe dla systemu energetycznego są turbiny gazowe w układzie otwartym (OCGT) i to je uwzględniono w kalkulacjach kosztów systemu.

¹⁴ Układ gazowo-parowy (z ang. combined cycle gas turbine).

W scenariuszu odejścia od węgla (po prawej), od połowy lat 20. XXI wieku lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne równoważą spadek mocy wytwórczych z elektrowni węglowych. W niektórych okresach rozwój OZE wykracza poza poziom ze scenariusza odniesienia, co wynika z opłacalności danych technologii (realizacja inwestycji w oparciu o wskazania rynku¹⁵). Kogenerację z elektrowni węglowych zastępują moce w kogeneracji gazowej¹⁶.

Bezpieczeństwo dostaw w obu scenariuszach zapewniają zarówno nowo wybudowane bloki, jak i dodatkowe moce rezerwowe. W tym przypadku założono, że 9-procentowy margines bezpieczeństwa ponad krajowe roczne obciążenie szczytowe (z wyłączeniem połączeń wzajemnych) pokryją moce dyspozycyjne o obniżonej wartości znamionowej. W modelu przyjęto, że do osiągnięcia poziomu rezerw ponad obciążenie szczytowe konieczna jest inwestycja w dodatkowe moce wytwórcze w Polsce. Należy zatem zauważyć, że z punktu widzenia mocy wytwórczych wszystkie scenariusze są w stanie pokryć krajowe obciążenie szczytowe w dowolnym momencie, a poziom bezpieczeństwa dostaw jest z założenia identyczny w obu scenariuszach.

Mix energetyczny w scenariuszu odniesienia opiera się w większym stopniu na gazie, przez co wymaga mniejszych mocy rezerwowych niż scenariusz odejścia od węgla, w którym większy udział w miksie energetycznym mają OZE.

5.2. WYTWARZANIE I POPYT

Wycofywanie się z węgla przy jednoczesnym wspieraniu rozwoju odnawialnych źródeł energii pozwala osiągnąć bardziej zrównoważony miks energetyczny oraz neutralne saldo importu/eksportu.

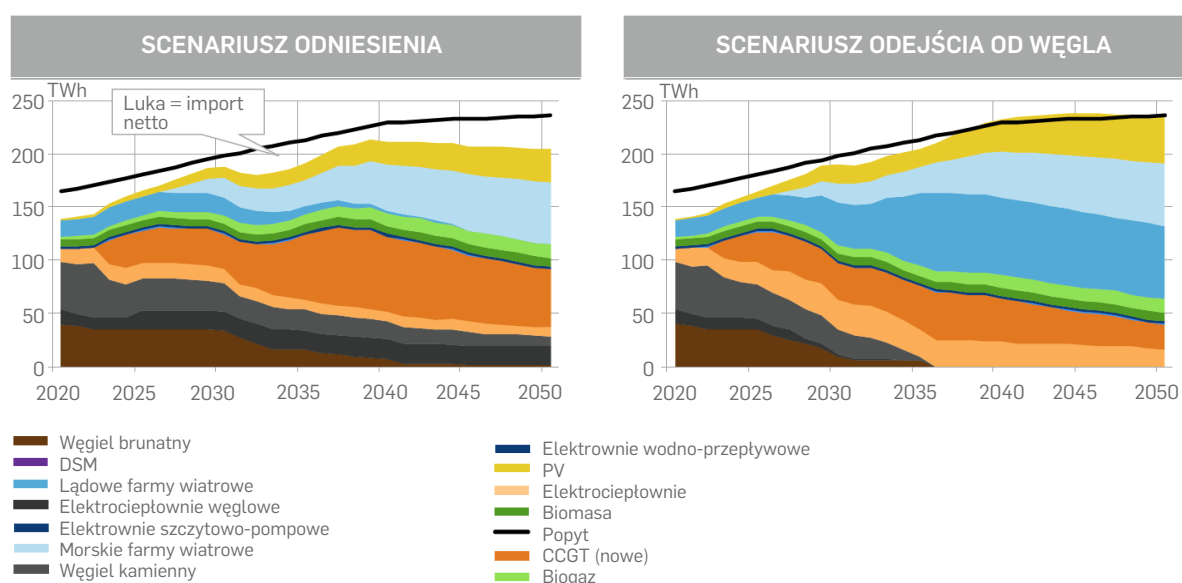
Oprócz uruchomienia i likwidacji mocy wytwórczych model określa godzinowe zagospodarowanie składników systemu energetycznego w celu zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną. W tej części przeanalizowano strukturę wytwarzania energii elektrycznej wynikającą ze scenariusza odniesienia i scenariusza odejścia od węgla widoczną na poniższych wykresach.

Głównym czynnikiem napędzającym wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (czarna linia) w Polsce jest wzrost PKB. Choć wzrost PKB oraz zwiększenie produktywności energetycznej równoważą się w pewnym stopniu, to właśnie wzrost PKB dominuje, dlatego zakładamy następujący rozwój popytu na energię¹⁷. Rosnące zapotrzebowanie stanowi kluczowe wyzwanie, któremu sprostać muszą oba scenariusze.

15 Zgodnie z szacunkami Polskiej Agencji Energetyki Wiatrowej (PSEW) ze względów technicznych rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest ograniczony do do 23 GW.

16 Z ang. combined heat and power (CHP).

17 W tym zapotrzebowanie wynikające z użycia pojazdów elektrycznych. Prognozy rozwoju do 2040 r. zaczerpnięto z PEP2040, które ekstrapolowano na lata 2040-2050, zakładając łagodniejszy wzrost. Chcąc zachować porównywalność scenariuszy, w obu analizowanych w niniejszym opracowaniu scenariuszach przyjęto krzywą popytu z PEP2040. Coraz częściej przyjmuje się, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest zawyżony w oficjalnych prognozach, ale nie opublikowano żadnych zaktualizowanych danych liczbowych. Należy zatem zauważyć, że bardziej umiarkowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, które system energetyczny musiałby zaspokoić, obniżyłby koszty systemu, ale efekt ten wpłynąłby analogicznie na oba analizowane scenariusze.



Ryc. 11: Rozwój mocy wytwórczych i popytu w latach 2020-2050

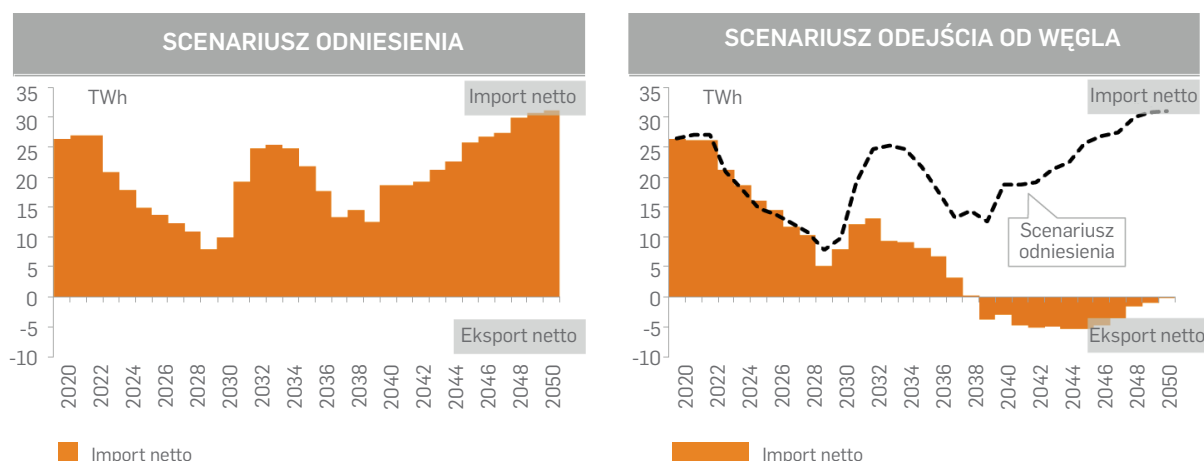
W scenariuszu odniesienia, bez energetyki jądrowej i przy niskim udziale odnawialnych źródeł energii, system w dużym stopniu opiera się na wytwarzaniu energii elektrycznej z gazu i imporcie z sąsiednich regionów.

W scenariuszu odejścia od węgla – przy jednoczesnym spadku udziału węgla w miksie energetycznym – w dłuższej perspektywie czasowej dominuje znaczny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii oraz, w mniejszym stopniu, gazu (w tym przejście z kogeneracji zasilanej węglem na gazową). Ogólnie rzecz biorąc wytwarzanie dobrze odpowiada zapotrzebowaniu, pozwalając na równowagę w zakresie importu i eksportu.

5.3 SALDO IMPORTU/EKSPORTU

W scenariuszu odniesienia Polska pozostaje importermem netto energii elektrycznej, podczas gdy w scenariuszu odejścia od węgla bilans handlowy w dłuższej perspektywie czasowej wyrównuje się

W celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną krajowy potencjał wytwórczy uzupełniany jest przepływami handlowymi energii pomiędzy Polską a jej sąsiadami. Przepływy te zależą od miksu technologii wytwórczych po obu stronach, jak również od dostępności zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych między rynkami. Poniższy wykres przedstawia roczne saldo netto energii elektrycznej sprzedawanej polskiemu sektorowi energetycznemu z sąsiednich regionów.



Ryc. 12: Rozwój salda importu/eksportu w Polsce w latach 2020-2050

Ze względu na stosunkowo drogie wytwarzanie energii elektrycznej w porównaniu z sąsiednimi regionami, w których udział odnawialnych źródeł energii rośnie, w scenariuszu odniesienia Polska pozostaje importerem netto energii elektrycznej.

W strategii odejścia od węgla przewiduje się znacznie większe wykorzystanie krajowych odnawialnych źródeł energii, w związku z czym po dekadzie bycia eksporterem netto Polska dochodzi w dłuższej perspektywie do niemal zerowego salda importu/eksportu. OZE pozwalają na zmniejszenie zależności kraju od importu w sektorze energetycznym, podczas gdy wytwarzanie energii elektrycznej z konwencjonalnych źródeł nie jest w stanie sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Polsce.

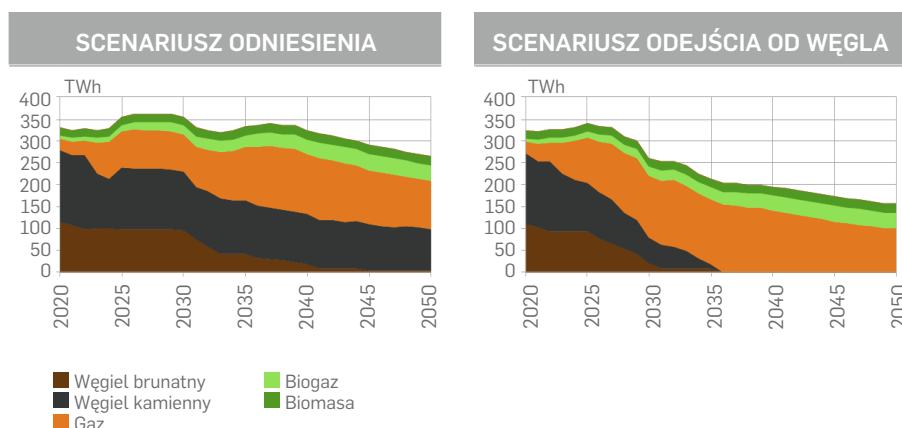
6. ZAPOTRZEBOWANIE NA PALIWO ORAZ EMISJE

Niniejszy rozdział poświęcony jest rozwojowi popytu na paliwa w czasie, jak również emisji CO₂ i emisji innych substancji w sektorze energetycznym.

6.1 ROZWÓJ ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA

W obu scenariuszach – a nawet w większym stopniu w scenariuszu odniesienia z powodu słabego rozwoju OZE – przewiduje się wzrost zapotrzebowania na gaz. Zapotrzebowanie na gaz w obu scenariuszach można pokryć przez rozbudowę zdolności importu gazu z północy/LNG.

Poniższy wykres przedstawia rozwój zapotrzebowania na paliwa w sektorze energetycznym w obu scenariuszach.



Ryc. 13: Zapotrzebowanie na paliwa w latach 2020-2050

W scenariuszu odniesienia długoterminowe zapotrzebowanie na paliwa obejmuje głównie węgiel kamienny i gaz. Warto jednak zaznaczyć, że wiele badań (patrz Wise / enervis 2017) zakłada długoterminowy import węgla kamiennego.

W scenariuszu odejścia od węgla również rośnie zapotrzebowanie na gaz. Głębsza redukcja zapotrzebowania na gaz ziemny byłaby możliwa dzięki dalszemu rozwojowi OZE, magazynowania energii lub wykorzystania gazu neutralnego pod kątem emisji CO₂. Należy pamiętać, że zapotrzebowanie na gaz jest w znacznym stopniu związane z kogeneracją.

Oba scenariusze przewidują zatem wzrost zapotrzebowania na gaz. Początkowo wzrost ten jest większy w scenariuszu odejścia od węgla niż w scenariuszu odniesienia, ale do 2050 r. poziomy te wyrównują się.

Przejdzie z węgla na gaz prowadzi do zwiększenia zapotrzebowania na to paliwo, ale poziom popytu jest zgodny z polską strategią dywersyfikacji krajów, z których płyną dostawy (LNG, gazociąg Baltic Pipe).

W raporcie założono, że dodatkowa przepustowość wynikająca z realizacji tych dwóch projektów (122 TWh) począwszy od 2022 r.¹⁸ może zostać wykorzystana do wytwarzania energii elektrycznej z gazu.

Oznacza to, że zapotrzebowanie na gaz w obu scenariuszach może pokryć wyższy import z północy/LNG, pozostawiając część przepustowości na cele ciepłownicze¹⁹.

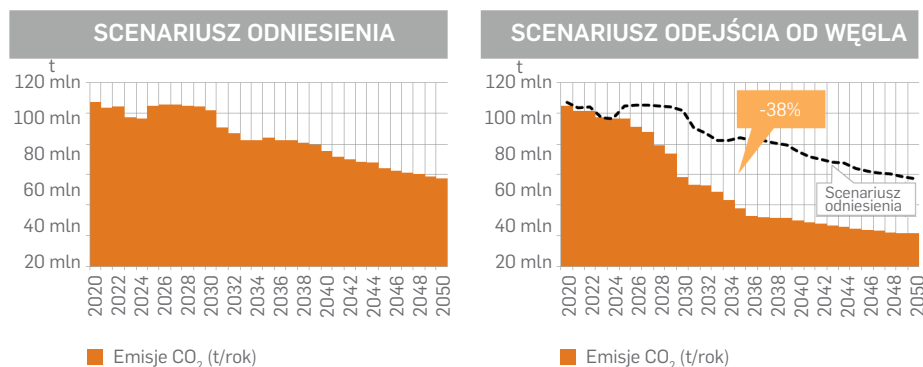
18 Źródło: Kompilacja w oparciu o prezentację GAZ-SYSTEM S.A. (2018): GAS INTERCONNECTION POLAND – LITHUANIA (GIPL) STATUS AND POTENTIAL IMPACT ON THE BALTIC STATES MARKET (z ang. Gazociąg Polska - Litwa (GIPL). Status i potencjalny wpływ na rynek państw bałtyckich.

19 Nie przeprowadzono modelowania popytu w sektorach ciepłowniczych.

6.2 EMISJE CO₂

Scenariusz odejścia od węgla prowadzi do znacznego i trwałego spadku emisji CO₂, począwszy od połowy lat 20. XXI wieku. Oznacza to 38-procentową różnicę w poziomie emisji w porównaniu do scenariusza odniesienia.

Poniższy wykres przedstawia rozwój poziomu emisji CO₂ z paliw kopalnych w sektorze energetycznym.



Ryc. 14: Rozwój poziomu emisji CO₂ w latach 2020-2050

W scenariuszu odniesienia poziom emisji CO₂ również spada ze względu na stopniowe wycofywanie z eksploatacji bloków emitujących najwięcej CO₂. Jednak w scenariuszu odejścia od węgla redukcja emisji ma miejsce wcześniej i jest znacznie wyższa.

W okresie od połowy lat 20. XXI wieku do 2035 r. odejście od węgla prowadzi do gwałtownego spadku emisji CO₂ z powodu zamknięcia wszystkich elektrowni węgla kamiennego i brunatnego. W scenariuszu odniesienia z powodu zamknięcia bloków węglowych z powodów technicznych roczny poziom emisji CO₂ zmniejsza się prawie o połowę. W latach 2020-2050 ogólny poziom emisji CO₂ spada o prawie 1 mld ton (całkowita emisja CO₂ wynosi 1,6 mld ton zamiast 2,6 mld ton). Oznacza to, że realizacja scenariusza odejścia od węgla prowadzi do obniżenia emisji CO₂ o 38% w porównaniu ze scenariuszem odniesienia.

Emisje utrzymują się na pewnym poziomie z powodu dalszego wytwarzania energii elektrycznej z gazu. Widać zatem, że do dalszego ograniczenia emisji konieczne jest zastosowanie technologii głębokiej dekarbonizacji²⁰ (OZE i magazynowanie energii lub wykorzystanie gazu neutralnego pod względem emisji CO₂ lub odnawialnego).

6.3 INNE EMISJE

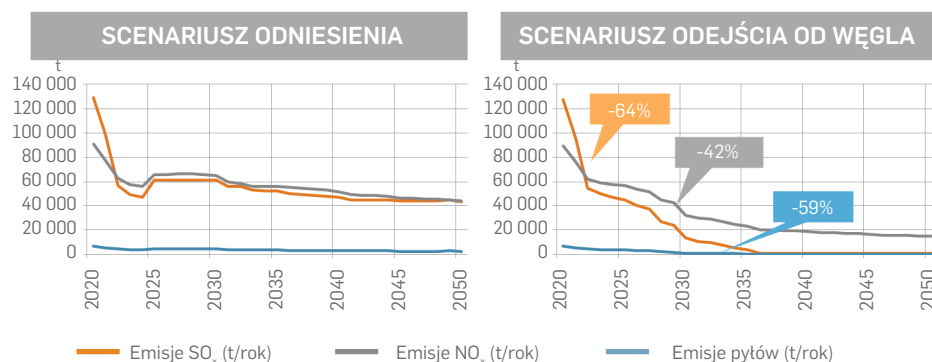
Istotne są również pozostałe emisje. Jak wskazano w rozdziale 7, emisje inne niż CO₂ wpływają na zdrowie i środowisko (poza klimatem) generując tzw. koszty zewnętrzne. Kluczowym czynnikiem jest tu wpływ emisji na zdrowie, głównie z powodu zanieczyszczenia powietrza, przejawiający się w Polsce i krajach sąsiednich.

W tym kontekście poniższy wykres przedstawia rozwój poziomu emisji generowanych przez elektrownie innych niż CO₂.

²⁰ Technologie głębokiej dekarbonizacji to technologie mające na celu zmniejszenie emisji przy stosunkowo wysokim, ale stabilnym (nie rosnącym wykładniczo) poziomie kosztów redukcji emisji CO₂. Nadają się one zatem do zmniejszenia „ostatnich” pozostałych emisji w sektorach (np. zwiększając stopień redukcji z -80% do -95% w porównaniu z 1990 r.).

Łącznie realizacja scenariusza odejścia od węgla prowadzi do obniżenia innych emisji o 42-64% w porównaniu ze scenariuszem odniesienia. Przekłada się to na korzyści zdrowotne dla mieszkańców Polski i wydłużenie spodziewanej długości życia.

- W wyniku modernizacji i planowanych zamknięć bloków opalanych węglem w **scenariuszu odniesienia** (po lewej) obserwujemy spadek poziomu emisji SO_x , NO_x i pyłów, a następnie stagnację.
- W **scenariuszu odejścia od węgla** (po prawej) emisje SO_x i pyłów zostają zredukowane niemal do zera, podczas gdy poziom NO_x po początkowym gwałtownym spadku stabilizuje się na niskim poziomie z powodu włączenia w miks energetyczny niewielkiego udziału gazu.



Ryc. 15: Rozwój poziomu innych emisji²¹

Łącznie realizacja scenariusza odejścia od węgla prowadzi do obniżenia innych emisji o 42-64% w porównaniu ze scenariuszem odniesienia. Przekłada się to na korzyści zdrowotne dla ludności Polski i wydłużenie oczekiwanej długości życia.

21 Źródła: Szacunki oparte są na limitach BREF dla elektrowni.

7. ŁĄCZNE KOSZTY WYTWARZANIA

Niniejszy rozdział stanowi analizę łącznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w obu scenariuszach.

Aby ocenić efektywność ekonomiczną scenariuszy, należy przyjrzeć się „łącznym kosztom wytwarzania energii elektrycznej”, które uwzględniają wszystkie koszty związane z wytwarzaniem energii.

Jak przedstawiają się poszczególne scenariusze z różnymi mikсами energetycznymi pod względem kosztów? Aby odpowiedzieć na to pytanie, należy je porównać, biorąc pod uwagę następujące składniki kosztów wytwarzania energii: koszty inwestycyjne (CAPEX), koszty operacyjne (OPEX, stałe i zmienne, tj. niezależne i zależne od faktycznego wolumenu energii elektrycznej wytworzonej przez daną elektrownię), paliwo, emisje CO₂ (koszty EU ETS), DSM (zarządzanie stroną popytową), import netto. Koszty paliwa obejmują wydatki związane z paliwem wykorzystywanym do wytwarzania ciepła w elektrociepłowniach.

Ocena ekonomiczna miksu energetycznego uwzględnia również wpływ na zdrowie i środowisko (z pominięciem klimatu) poprzez tzw. koszty zewnętrzne. Kluczowym czynnikiem jest tu wpływ emisji na zdrowie, głównie z powodu zanieczyszczenia powietrza, przejawiający się w Polsce i krajach sąsiednich. Wpływ na zmianę klimatu nie został uwzględniony w analizie, ponieważ w kalkulowane są w nią już koszty certyfikatów CO₂ w ramach systemu EU ETS.

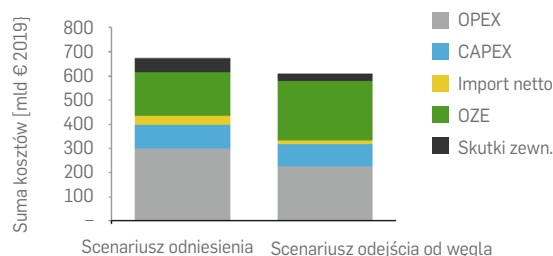
Koszty te określa się mianem „całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej”. W obliczeniach nie uwzględniono kosztów rozwoju sieci, ponieważ zakładamy, że są one zależne w głównej mierze od inwestycji w elektrownie realizowane w obu scenariuszach.

W scenariuszu odejścia od węgla całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej są znacznie niższe, udaje się wygenerować oszczędności w wysokości 9,5% całkowitych kosztów systemowych.

W scenariuszu odniesienia od 2022 r. koszty zaczynają rosnąć. Dotyczy to również kosztów systemowych, które w wyniku konsekwentnej realizacji strategii w scenariuszu odejścia od węgla stabilizują się.

W tym kontekście poniższy wykres przedstawia łączne koszty w obu scenariuszach. Słupki reprezentują sumy wszystkich wyżej wymienionych składników kosztów w latach 2020-2050.

W scenariuszu odejścia od węgla całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej są niższe o 64 mld €. Różnica łącznych kosztów systemowych wynosi 9,5%, co stanowi istotną oszczędność. Konsekwentna realizacja strategii odejścia od węgla przyczynia się zatem do zwiększenia efektywności kosztowej polskiej gospodarki²².



Ryc. 16: Sumaryczne koszty scenariuszy

Blizsza analiza różnic w kosztach pokazuje, że w scenariuszu odejścia od węgla koszty OZE są wyższe, ale okazują się być „dobrą inwestycją”, zmniejszając OPEX, CAPEX i koszty importu. Ponadto, mniejsze skutki zewnętrzne oznaczają przede wszystkim lepszy stan zdrowia mieszkańców Polski.

²² Analizując różnice w kosztach obu scenariuszy, należy wziąć pod uwagę konserwatywne podejście do technologii cechujące prowadzoną obecnie politykę energetyczną Polski i uwzględnioną w scenariuszu referencyjnym 4.2. W związku z tym umożliwienie intensywniejszego rozwoju OZE w scenariuszu odniesienia ograniczyłoby do pewnego stopnia zaobserwowane różnice, jednak bez wpływu na wnioski systemowe.

8 SKUTKI DLA RYNKU PRACY

W ocenie technologii ważną rolę odgrywają nie tylko koszty i skutki energetyczno-ekonomiczne, ale i skutki dla rynku pracy.

Dlatego też niniejszy rozdział poświęcony został ocenie szans powstania nowych miejsc pracy.

8.1 BEZPOŚREDNIE ZATRUDNIENIE

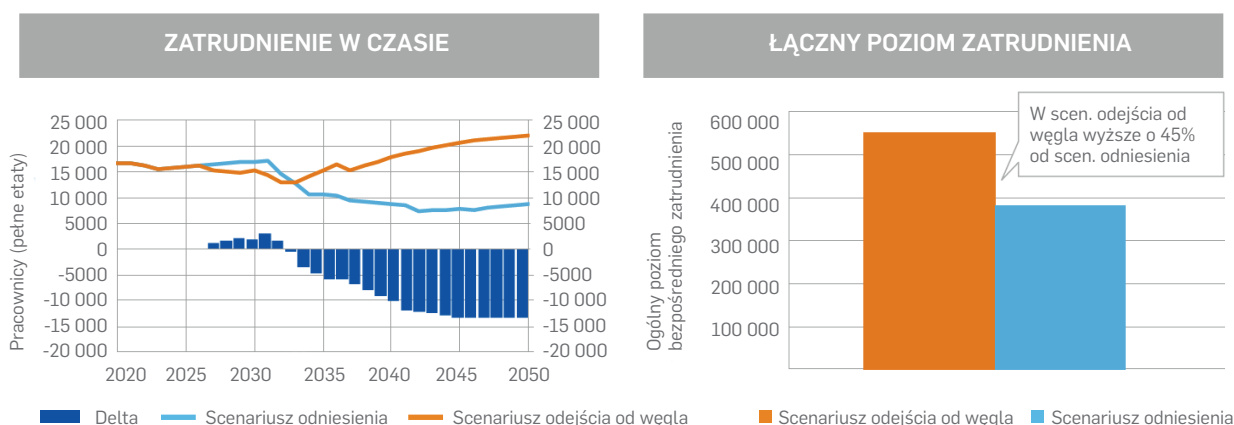
Ogólny poziom bezpośredniego zatrudnienia w eksploatacji i podczas budowy jednostek wytwórczych w energetyce węglowej, wiatrowej i słonecznej jest znacznie wyższy w scenariuszu odejścia od węgla.

Moc prognozowana w modelu rynku energii oraz założenia na temat poziomu zatrudnienia w sektorach wykorzystujących poszczególne technologie (zob. rozdział 3) posłużyły do przygotowania oceny potencjału wzrostu zatrudnienia dla każdego ze scenariuszy. W niniejszym badaniu przeanalizowano fotowoltaikę, ładową energetykę wiatrową i węgiel brunatny, pomijając inne technologie, jak na przykład węgiel kamienny.

Na poniższym wykresie (po lewej) pokazano łączne bezpośrednie zatrudnienie na etapie budowy i podczas eksploatacji jednostek wytwórczych w obu scenariuszach oraz różnice pomiędzy nimi. W rezultacie przez krótki okres – od 2026 do 2031 r. – zatrudnienie bezpośrednie jest wyższe w scenariuszu odniesienia, po czym do 2050 r. wyraźnie uwidacznia się różnica na korzyść scenariusza odejścia od węgla.

Poniższy wykres (po prawej) również przedstawia łączny poziom bezpośredniego zatrudnienia na etapie budowy i eksploatacji w sektorze (w odniesieniu do elektrowni opalanych węglem brunatnym, farm wiatrowych i fotowoltaicznych) mierzony w latach zatrudnienia na pełen etat do 2050 roku. Efekt zatrudnienia na czas budowy został uśredniony w całym okresie użytkowania jednostek (tym samym rozkładając w czasie efekt zatrudnienia w celu budowy).

Widać zatem, że łączne zatrudnienie jest znacznie wyższe w scenariuszu odejścia od węgla. Według szacunków przedstawionych na wykresie różnica w zatrudnieniu w scenariuszu odejścia od węgla w porównaniu ze scenariuszem odniesienia wynosi 45%.



Ryc. 17: Porównanie bezpośredniego zatrudnienia²³

23 Źródła: wyliczenia własne z wykorzystaniem różnych źródeł.

8.2 CAŁKOWITE ZATRUDNIENIE

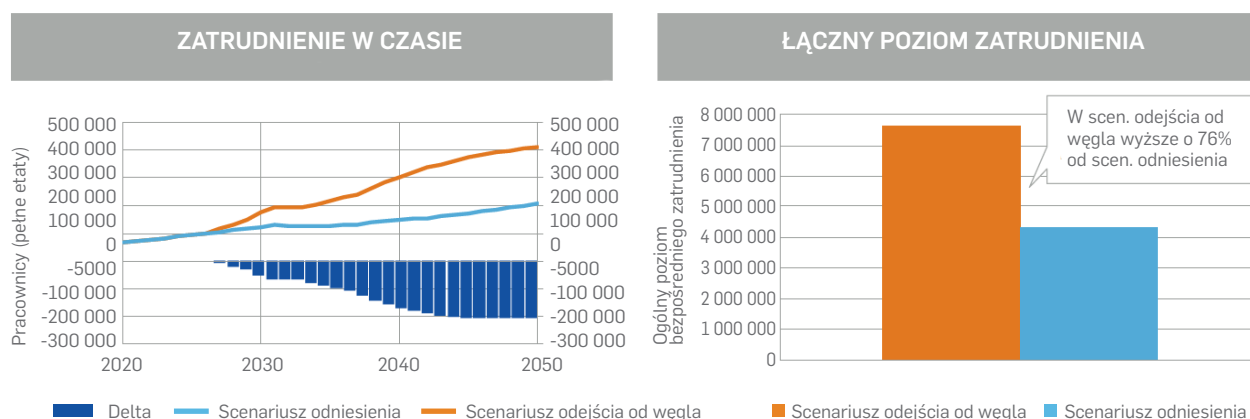
Poziom całkowitego zatrudnienia w sektorze węgla brunatnego, lądowej energetyki wiatrowej i fotowoltaice jest znacznie wyższy w scenariuszu odejścia od węgla. Trend ten utrzymuje się długoterminowo. Podane wartości są szacunkowe, ale wyraźnie wynika z nich, że scenariusz odejścia od węgla stanowi szansę utworzenia wielu miejsc pracy na polskim rynku.

Na podstawie różnych założeń dotyczących łącznego poziomu zatrudnienia w poszczególnych technologiach (patrz rozdział 3) przygotowano ocenę całkowitego zatrudnienia w sektorze węgla brunatnego, wiatru i fotowoltaiki.

Ze względu na dużą zmienność danych z branży OZE w Polsce rok do roku (p. Observ'ER 2017 & 2018) do oszacowania zatrudnienia w sektorze OZE wykorzystano średnie wartości z innych państw Europy. W przypadku węgla brunatnego całkowite zatrudnienie oszacowano na podstawie zatrudnienia bezpośredniego w sektorze i zwielokrotnionej liczby miejsc pracy pośrednio wynikających z działalności sektora (mnożnik: ok. 2,5).

Poniższy wykres (po lewej) przedstawia łączne zatrudnienie (w tym przy produkcji itp.) w obu scenariuszach oraz różnice pomiędzy nimi. Całkowite zatrudnienie w scenariuszu odejścia od węgla stale rośnie.

Wykres po prawej również przedstawia łączny poziom bezpośredniego zatrudnienia (w odniesieniu do elektrowni opalanych węglem brunatnym, farm wiatrowych i fotowoltaicznych) mierzony w latach zatrudnienia na pełen etat do 2050 roku. Wyraźnie widać, że całkowite zatrudnienie jest znacznie wyższe w scenariuszu odejścia od węgla w porównaniu ze scenariuszem odniesienia. Różnica w zatrudnieniu na korzyść scenariusza odejścia od węgla wynosi 76%. Podane wartości są szacunkowe, ale wyraźnie wynika z nich, że scenariusz odejścia od węgla stanowi szansę utworzenia wielu miejsc pracy na polskim rynku.



Ryc. 18: Porównanie łącznego zatrudnienia²⁴

24 Źródła: wyliczenia własne z wykorzystaniem różnych źródeł.

9 ANALIZA WRAŻLIWOŚCI – BEŁCHATÓW

W celu wyodrębnienia w analizie wpływu Bełchatowa na ścieżkę odejścia od węgla przeprowadzono drugie modelowanie w ramach scenariusza odejścia od węgla z wykorzystaniem analizy wrażliwości. W związku z tym wszystkie parametry pozostały identyczne jak w scenariuszu odejścia od węgla, z wyjątkiem trajektorii zmian mocy wytwórczych Bełchatowa i ich zastąpienia przez OZE.

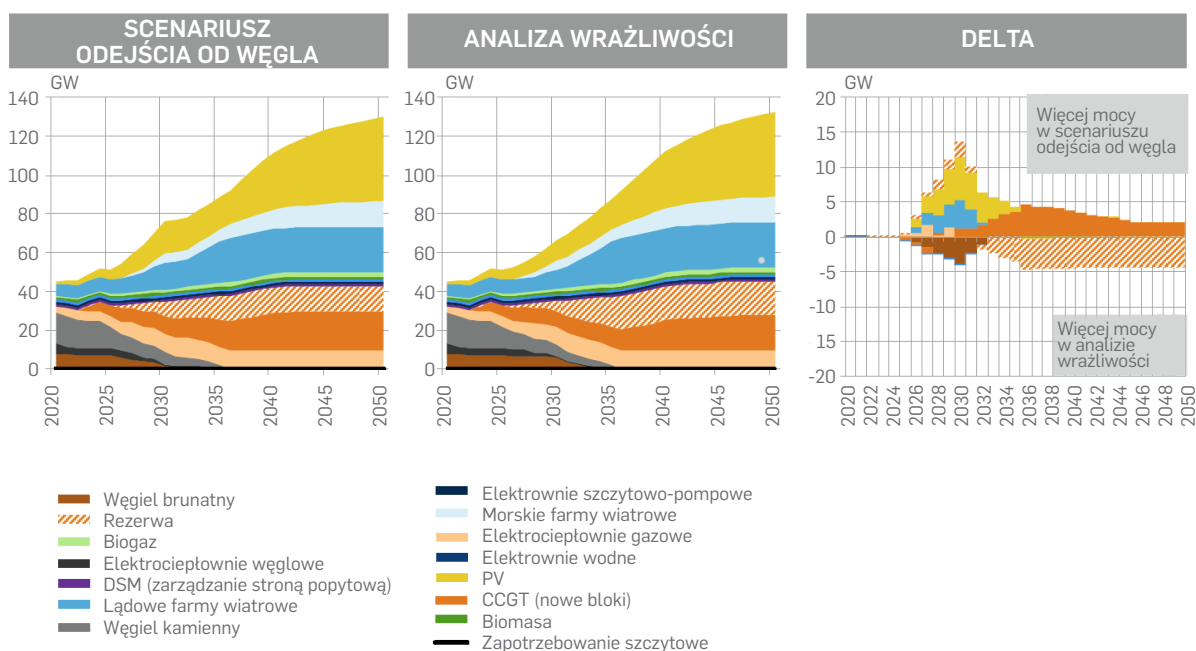
Pozwala to na uzyskanie odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu Bełchatów (w porównaniu do pozostałych elektrowni węglowych) wpływa na wyniki w scenariuszu odejścia od węgla.

W latach 2026-2032 stopniowe wygaszanie bloków w Bełchatowie skutkuje zwiększeniem mocy wytwórczych z PV i lądowych farm wiatrowych oraz nieco wyższym poziomem mocy rezerwowych. W dłuższej perspektywie poziom mocy rezerwowych zmniejsza się dzięki rynkowym inwestycjom w jednostki gazowe.

Wykres po lewej przedstawia zmianę mocy wytwórczych w czasie w pierwotnym scenariuszu odejścia od węgla w latach 2020-2050 (tak jak prezentowano do tej pory).

Środkowy wykres obrazuje analizę wrażliwości scenariusza odejścia od węgla, w której zamykane są wszystkie elektrownie węglowe poza Bełchatowem, który działa tak, jak w scenariuszu odniesienia. Po prawej stronie widać różnicę między scenariuszami. Wygaszenie

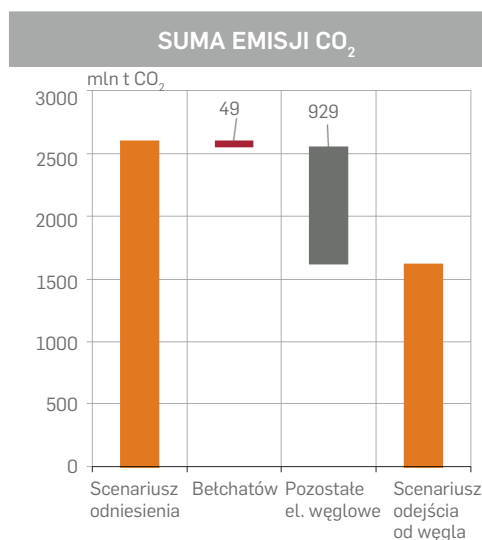
Bełchatowa zmniejsza w latach 2026-2032 moc wytwórczą z jednostek opalanych węglem brunatnym (poniżej osi x). Redukcję mocy z węgla brunatnego kompensują moce wytwórcze z odnawialnych źródeł energii (powyżej osi x). Co ciekawe, dodatkowo zachodzi rynkowy cykl inwestycji w gaz, co zmniejsza zapotrzebowanie na pozarynkowe moce rezerwowe.



Ryc. 19: Analiza z założeniem różnej struktury mocy wytwórczej w Bełchatowie

Szybsze wygaszenie Bełchatowa pozwala zaoszczędzić 50 mln ton emisji CO₂ z całkowitej redukcji emisji wynoszącej w scenariuszu odejścia od węgla 1 mld ton.

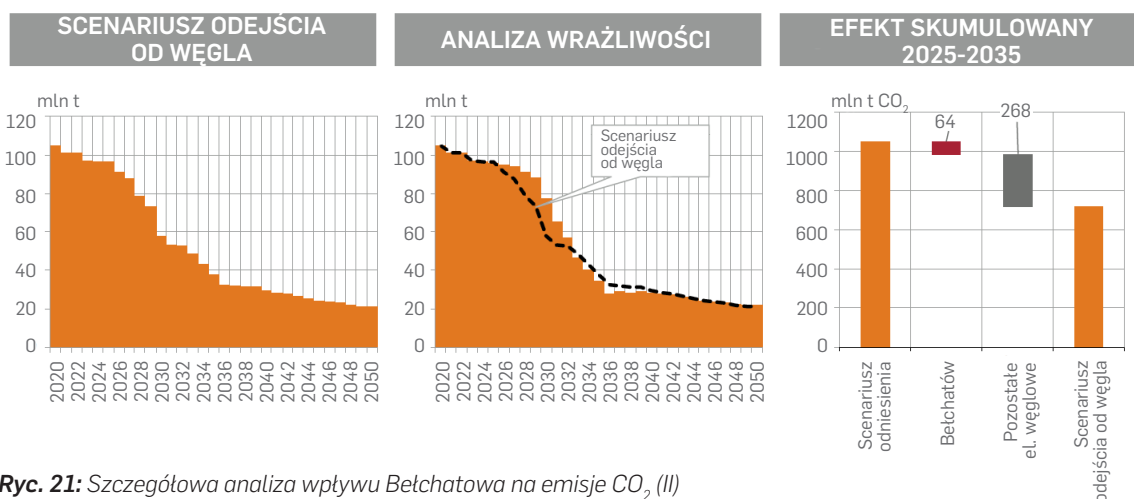
Poniższy wykres przedstawia ogólny poziom emisji CO₂ generowany przez sektor energetyczny w obu scenariuszach. Lewy słupek pokazuje wartości dla scenariusza odniesienia, a prawy słupek wartości dla scenariusza odejścia od węgla. Pomiędzy nimi wykazana jest różnica, z której wyizolowano część efektu spowodowaną wycofaniem się z Bełchatowa około pięć lat wcześniej oraz część uwzględniającą wszystkie inne efekty razem wzięte.



Ryc. 20: Szczegółowa analiza wpływu Bełchatowa na emisje CO₂ (I)

Analiza wrażliwości skoncentrowana na Bełchatowie pokazuje, że stopniowe wycofywanie bloków w scenariuszu odejścia od węgla przyczynia się do redukcji emisji CO₂. Szybsze wygaszenie Bełchatowa pozwala zaoszczędzić około 50 mln ton emisji CO₂ z całkowitej redukcji emisji wynoszącej w scenariuszu odejścia od węgla 1 mld ton.

Efekt wydaje się stosunkowo niewielki ze względu na czasowe ograniczenie i nieznaczny wzrost emisji z wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach gazowych po 2032 roku. Poniższe wykresy pokazują, jak będą się zmieniać emisje CO₂ w czasie w scenariuszu odejścia od węgla (lewy wykres) i scenariuszu uwzględniającym analizę wrażliwości (środkowy wykres). Na prawym wykresie widać skumulowany efekt w najważniejszym okresie.

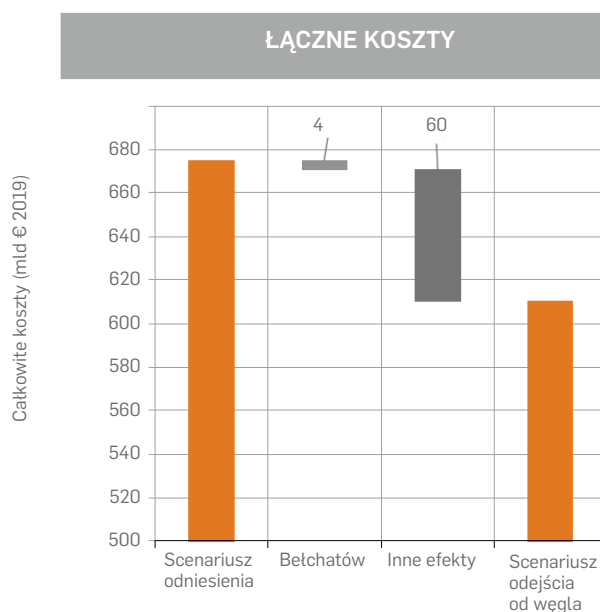


Ryc. 21: Szczegółowa analiza wpływu Bełchatowa na emisje CO₂ (II)

Wcześniejsze zamknięcie Bełchatowa odpowiada za 4 mld € oszczędności z łącznych oszczędności na poziomie 64 mld € w strategii odejścia od węgla.

Stopniowe wycofywanie z eksploatacji elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym w scenariuszu odejścia od węgla generalnie prowadzi do gwałtownego spadku emisji w latach 2025-2035, przy czym za prawie 20% oszczędności emisji w tym okresie odpowiada efekt wcześniejszego zamknięcia bloków w Bełchatowie. W późniejszym okresie część oszczędności emisji tymczasowo kompensuje nieznaczny wzrost wytwarzania energii elektrycznej z gazu, co tłumaczy również nieco niższe oszczędności przypisywane efektowi Elektrowni Bełchatów w całym horyzoncie czasowym.

Poniższy wykres przedstawia łączne koszty w obu scenariuszach. Słupki przedstawiają sumy wszystkich składników kosztów w latach 2020-2050. Lewy słupek pokazuje wartości dla scenariusza odniesienia, a prawy słupek wartości dla scenariusza odejścia od węgla. Pomiedzy nimi wykazana jest różnica, z której wyizolowano część efektu spowodowaną wycofaniem się z Bełchatowa około pięć lat wcześniej oraz część uwzględniającą wszystkie inne efekty razem wzięte.



Ryc. 22: Szczegółowa analiza wpływu Bełchatowa na koszty

Wcześniejsze wygaszenie Bełchatowa odpowiada za 4 mld € oszczędności z łącznych oszczędności na poziomie 64 mld € w strategii odejścia od węgla. Dodatkowa analiza wrażliwości skoncentrowana na Bełchatowie pokazuje, że wcześniejsze zamknięcie elektrowni przyczynia się do wygenerowania ogólnych oszczędności w scenariuszu odejścia od węgla.

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 -20
kontakt@enervis.de
www.enervis.de