Interreg
Brandenburg – Polska

Kofinanziert von der Europäischen Union
Współfinansowany przez Unię Europejską

Lubuskie
Warte zachodu

STAN I UWARUNKOWANIA ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ

jako składowej transformacji energetycznej brandenbursko-lubuskiego obszaru powiązań



Opracowanie pt.

Stan i uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej jako składowej transformacji energetycznej brandenbursko-lubuskiego obszaru powiązań

zostało przygotowane przez firmę:

Zespół Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

ul. Sielecka 35

00-738 Warszawa

www.zdgtor.pl

na podstawie umowy nr DN.III.273.1.2026 pomiędzy Zamawiającym a Wykonawcą z dnia 27.02.2026 r.

Skład autorski opracowania (Wykonawca):

dr Michał Beim – Kierownik
Szymon Piotr Bryzgalski – Koordynator
Maciej Mysona
Aleksandra Bałyk
Stanisław Gonera
Julian Politt
Anna Maria Stachowicz
Olga Wardencka
Justyna Wierzbowska
Robert Wojciechowski
Jakub Wróblewski
dr Maria Zych-Lewandowska
Krzysztof Derc (Vortex Energy Polska)
i inni

Współpraca (realizacja projektu):

Cezary Wysocki – Koordynator Projektu
dr Mariusz Goraj – Zastępca Koordynatora Projektu
Jolanta Cygan-Bieleń
Katarzyna Dudek
Justyna Glegoła-Ciupak
Zyta Jankowska
Artur Jastrzębski
Anna Kaczmarek
dr Jürgen Neumüller
Iwona Pasieka-Göpfert
Martin Reents
Marta Stamirowska
Antje Helene Wilke

Zielona Góra, 2026

SPIS TREŚCI

1. CEL I ZAKRES OPRACOWANIA 7

2. OKREŚLENIE METOD ANALIZ I ZAKRESU DANYCH WSADOWYCH 10

2.1. PODSTAWOWY WEJŚCIOWY ZBIÓR DANYCH 10

2.2. BLOKI METODOLOGICZNE 11

2.3. WSKAŹNIKI METODYCZNE MONITORUJĄCE KOMPLETNOŚĆ MATERIAŁU 12

3. UWARUNKOWANIA FORMALNOPRAWNE DALSZEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ OBSZARU BRANDENBURSKO–LUBUSKIEGO 13

3.1. WYMAGANIA POLITYKI ENERGETYCZNEJ NA SZCZEBLU UNIJNYM 13

3.2. CELE I KIERUNKI ROZWOJU WG OBOWIĄZUJĄCEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI I NIEMIEC 19

3.3. STRATEGIE I OBOWIĄZUJĄCE REGULACJE NA SZCZEBLU REGIONALNYM I LOKALNYM 30

4. ROLA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ OBSZARU BRANDENBURSKO - LUBUSKIEGO 46

4.1. ENERGETYKA ODNAWIALNA W POLSCE I W NIEMCZECH 46

4.2. OCENA AKTUALNEGO STANU TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ ANALIZOWANEGO OBSZARU 58

5. UWARUNKOWANIA PRZESTRZENNE ROZWOJU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W BB-L OP 68

5.1. STAN I POTENCJAŁ ROZWOJU OZE 68

5.2. OCENA POTENCJAŁU ROZWOJU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII 98

6. EKONOMICZNY WYMIAR TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ I INSTRUMENTY JEJ FINANSOWANIA 119

6.1. DOTYCHCZASOWE INWESTYCJE W SEKTORZE OZE NA ANALIZOWANYM OBSZARZE 119

6.2. DOSTOSOWANIE SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH DO WSPÓŁPRACY Z OZE 143

6.3. ŹRÓDŁA FINANSOWANIA TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ 151

6.4. ZNACZENIE DZIAŁALNOŚCI W ZAKRESIE OZE DLA SPOŁECZNOŚCI LOKALNYCH 156

7. OCENA POTENCJAŁU PRODUKCJI ENERGII ODNAWIALNEJ NA ANALIZOWANYM OBSZARZE 161

7.1. OBSZARY O NAJWYŻSZYCH PREDYSPOZYCJACH DLA ROZWOJU OZE 162

7.2. OBSZARY O WYSOKIEJ KONSUMPCJI ENERGII NA TERENIE BB-L OP 171

7.3. KLASYFIKACJA OBSZARÓW POD KĄTEM LOKALIZOWANIA OZE – WYZNACZENIE TERENÓW WIELOFUNKCYJNYCH 171

8. KORZYŚCI ZE WSPÓŁPRACY TRANSGRANICZNEJ W KONTEKŚCIE PROWADZENIA WSPÓLNYCH DZIAŁAŃ 175

9. WNIOSKI I REKOMENDACJE 177

10. SPIS MAP, TABEL I WYKRESÓW 180

WYKAZ POJĘĆ I SKRÓTÓW

BB-L OP / BB-L V	brandenbursko-lubuski obszar powiązań / Brandenburg-Lebuser Verflechtungsraum
BDL	Bank Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego
BDOO	Bank Danych Ogólnogeograficznych udostępniany przez Główny Urząd Geodezji i Kartografii
BESS	Bateryjny system magazynowania energii (ang. *Battery Energy Storage System*)
CAPEX	nakłady inwestycyjne
CF	współczynnik wykorzystania (ang. *capacity factor*)
CCS	wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla
CCU	wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla
CCUS	integracja wychwytywania, wykorzystania i składowania CO_2
DLM250	Cyfrowy Model Krajobrazu 1:250 000 udostępniany przez Grupę Roboczą Organów Geodezyjnych Krajów Związkowych RFN (AdV)
DVR	Dynamic Voltage Restorer
GUS	polski Główny Urząd Statystyczny
FDIR	Fault Detection, Isolation and Restoration
FGW	oznaczenie powiatu gorzowskiego
FKR	oznaczenie powiatu krośnieńskiego
FMI	oznaczenie powiatu międzyrzeckiego
FNW	oznaczenie powiatu nowosolskiego
FSL	oznaczenie powiatu słubickiego
FSD	oznaczenie powiatu strzelecko-drezdeńskiego
FSU	oznaczenie powiatu sulęcińskiego
FSW	oznaczenie powiatu świebodzińskiego
FWS	oznaczenie powiatu wschowskiego
FZI	oznaczenie powiatu zielonogórskiego

FZG	oznaczenie powiatu żagańskiego
FZA	oznaczenie powiatu żarskiego
JST	jednostka samorządu terytorialnego
LOS	oznaczenie powiatu Oder-Spree
LULUCF	sektor obejmujący użytkowanie i zmianę użytkowania gruntów oraz leśnictwo (ang. land use, land use change and forestry)
MOL	oznaczenie powiatu Märkisch-Oderland
Mtoe	pozaukładowa jednostka energetyczna ekwiwalentu miliona ton ropy naftowej
MW, GW, TW	Megawat, Gigawat, Terawat – wielokrotności wata, jednostki mocy układu SI
OPEX	koszty operacyjne
OPRO	obszary przyspieszonego rozwoju OZE
OSD	operator systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej
OSP	operator systemu przesyłowego energii elektrycznej
OZE	odnawialne źródła energii
PZPWL	Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubuskiego
RDB	Bank Danych Regionalnych Federalnego Biura Statystycznego
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SPN	oznaczenie powiatu Spree-Neiße
SRWL 2030	Strategia Rozwoju Województwa Lubuskiego 2030
STATCOM	Static Synchronous Compensator
UE	Unia Europejska
URE	polski Urząd Regulacji Energetyki
Zasada 10H	Funkcjonująca w latach 2016–2023 w Polsce zasada lokalizacji elektrowni wiatrowych w odległości 10-krotności ich wysokości od budynków mieszkalnych

1. CEL I ZAKRES OPRACOWANIA

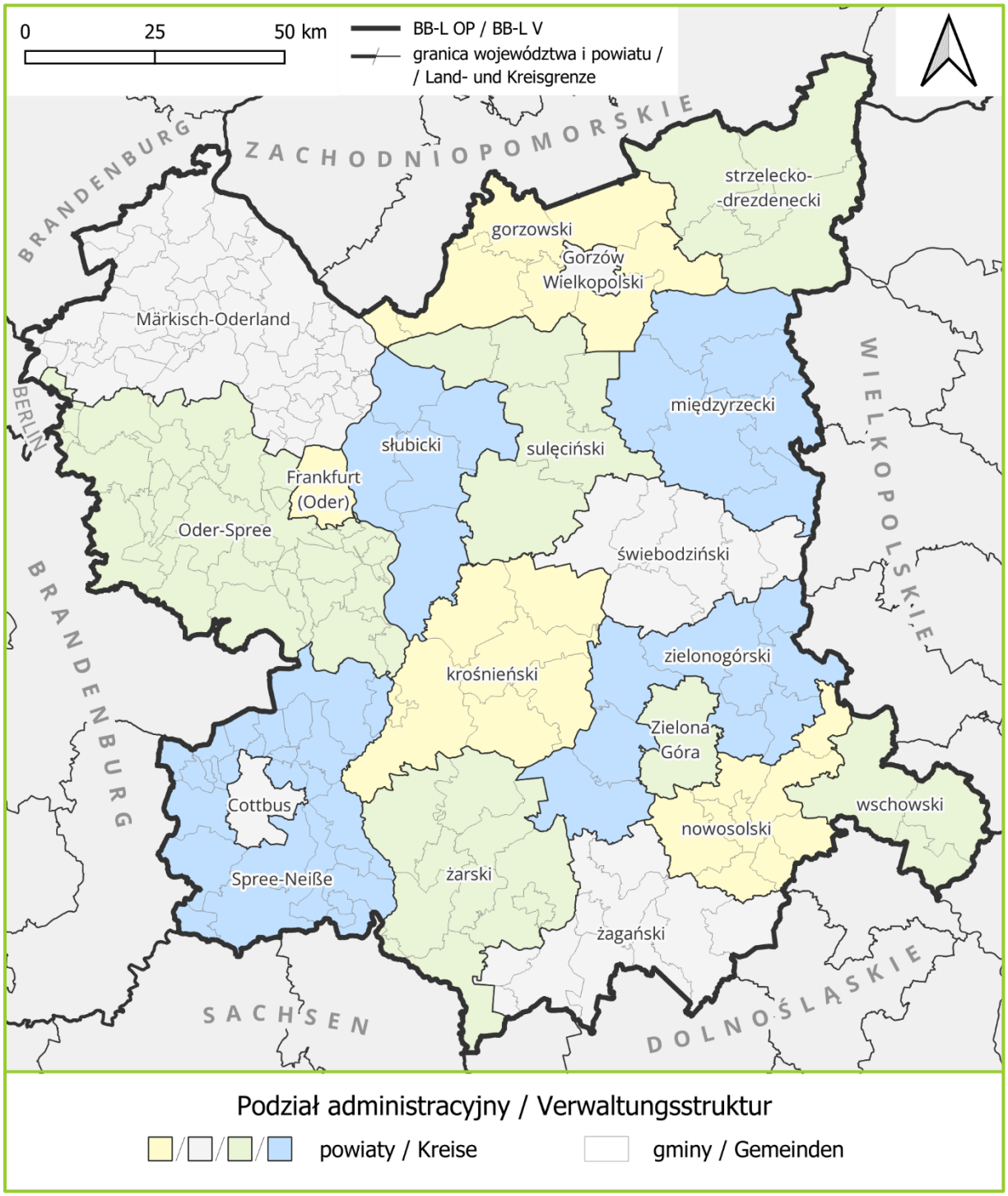
Celem opracowania jest próba oceny potencjału produkcji energii odnawialnej (OZE) w brandenbursko-lubuskim obszarze powiązań (dalej BB-L OP). Ocena ta ma być poparta analizą warunków przestrzennych i środowiskowych, przeglądem polityki energetycznej na poziomie lokalnym, regionalnym, krajowym oraz unijnym. W ramach ekspertyzy należy jednoczenie zidentyfikować podstawowe bariery i możliwości rozwoju OZE w zakresie przestrzennym, infrastrukturalnym i formalnym. Przeprowadzona ocena ma także sformułować rekomendacje w zakresie rozwoju OZE i służącej im infrastrukturze sieciowej oraz szerzej w zakresie wsparcia transformacji energetycznej BB-L OP.

Przeprowadzone analizy mają dotyczyć problematyki potencjału OZE. Przeanalizowane zostaną stan i uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej, energetyki fotowoltaicznej, energetyki wodnej oraz energetyki wykorzystującej biokomponenty. Zostaną określone podstawowe bariery i ograniczenia przestrzenne, infrastrukturalne, środowiskowe, prawne i planistyczne związane z możliwościami wykorzystania OZE w granicach BB-L OP. Jednocześnie opisana zostanie polityka wobec rozwoju OZE, jaka jest realizowana w województwie lubuskim oraz w Brandenburgii Wschodniej, a jest uwarunkowana polityką różnych poziomów administracyjnych (od europejskiego przez federalny/krajowy, regionalny po lokalny). Zasadniczym efektem opracowania ma być ocena potencjału rozwoju OZE w BB-L OP, identyfikacja korzyści wynikających ze współpracy polsko-niemieckiej oraz sformułowanie rekomendacji mających charakter kierunkowy. Rekomendacje te mają wspierać świadome planowanie, rozwój infrastruktury energetycznej oraz uspójnienie podejścia po obu stronach granicy, z zachowaniem autonomii decyzyjnej poszczególnych jednostek samorządu terytorialnego, instytucji regionalnych i operatorów systemów energetycznych. Ich celem będzie wskazanie działań wzmacniających proces transformacji energetycznej, minimalizujących bariery, wykorzystujących lokalny potencjał energii odnawialnej oraz wspierających rozwój kompetencji i narzędzi planistycznych.

BB-L OP to teren środkowej części pogranicza polsko-niemieckiego. Ma on powierzchnię 20 373,6 km^2, co stanowi nieco ponad 3,0% łącznej powierzchni Polski i Niemiec. W skład BB-L OP wchodzi obszar województwa lubuskiego po stronie polskiej, a po stronie niemieckiej obszar tzw. Brandenburgii Wschodniej, składający się z 5 powiatów kraju związkowego Brandenburgia. Wspólnota samorządowa województwa lubuskiego jest zorganizowana w 12 powiatów oraz dwa miasta na prawach powiatu, czyli Zieloną Górę i Gorzów Wielkopolski. Są one miastami na prawach powiatu i jednocześnie pełnią funkcję dwóch stolic województwa. Obszar Brandenburgii Wschodniej składa się z miast Cottbus i Frankfurt (Oder), które mają status miast-powiatów, oraz 3 powiatów: Märkisch--Oderland, Oder-Spree i Spree-Neiße. Obszar graniczy z pięcioma jednostkami poziomu regionalnego oraz pozostałą częścią kraju związkowego Brandenburgia. Są to kraje związkowe Saksonia i Berlin oraz województwa dolnośląskie, wielkopolskie i zachodniopomorskie. Większa część BB-L OP znajduje się po stronie polskiej (68,7%), a niecała 1/3 po stronie niemieckiej. W 2024 roku obszar BB-L OP zamieszkiwało 1,6 mln osób, co stanowiło ponad 1,3% ludności zamieszkującej łącznie Polskę i Niemcy. Gęstość zaludnienia obszaru wynosiła

79,0 os./km^2. Po stronie polskiej mieszka 60,3%, a po stronie niemieckiej 39,7% osób całego analizowanego obszaru.

Mapa 1. Podział administracyjny BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o.

Mapa 2. Ogólne użytkowanie terenu BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o.

2. OKREŚLENIE METOD ANALIZ I ZAKRESU DANYCH WSADOWYCH

2.1. PODSTAWOWY WEJŚCIOWY ZBIÓR DANYCH

Przedmiotowe opracowanie będzie bazować na czterech głównych źródłach danych. Są to dane statystyczne, dane planistyczne i regulacyjne, dane przestrzenne oraz dane i informacje zebrane z ankietyzacji samorządów z terenu BB-L OP w zakresie transformacji energetycznej.

Dane statystyczne

Podstawowym zbiorem danych statystycznych, jakimi operować się będzie w zakresie porównawczym opisywanego stanu w Polsce i Niemczech, są dane Eurostatu. Pomimo faktu, że Eurostat nie wytwarza danych sam z siebie, a jedynie agreguje dane uzyskiwane z poszczególnych państw członkowskich, jest to optymalne źródło danych. Agregacja danych krajowych na poziomie Eurostatu odbywa się wg ustalonej i jednolitej metodyki, a tak wypracowane dane są ze sobą możliwie wysoko porównywalne. Jednocześnie dane z tego źródła opisują dobrze sytuację ogólnoeuropejską.

Na niższym poziomie analiz właściwymi źródłami informacji będą BDL po stronie polskiej, a po stronie niemieckiej RDB. Obserwuje się jednak problemy w terytorialnością danych statystycznych w zakresie transformacji energetycznej. Wynika to głównie z charakteru obmawianego zjawiska. Systemy energetyczne Polski i Niemiec mają charakter centralistyczny i ogólnokrajowy. Systemy wytwórcze, przesyłowe, dystrybucyjne nie bilansują się w niższych układach terytorialnych. W obu krajach wykorzystaniem mocy wytwórczych oraz ich bieżącym operacyjnym sterowaniem zajmują się podmioty centralne. Stąd dane statystyczne na poziomie układów terytorialnych (region, powiat, gmina) są znacznie mniej dostępne.

Dane planistyczne i regulacyjne

Źródłem powyższych informacji są europejskie i krajowe witryny publikujące dokumenty strategiczne i przepisy prawne (portal EUR-lex, polski ISAP czy niemiecki gesetze-im-internet.de). Podobnie rzecz się ma na poziomie przepisów landu Brandenburgia, który posiada kompetencje do tworzenia prawa obowiązującego w kraju związkowym w zakresie, w jakim dopuszcza to prawo federalne. Wyszukiwanie pozostałych dokumentów planistyczno-regulacyjnych na poziomie jednostek terytorialnych polega na przeszukiwaniu ich oficjalnych stron internetowych, gdzie są one publikowane przez konkretne podmioty. Przydatne w tym względzie są narzędzia agregujące takie informacje. Rolę taką po stronie niemieckiej pełni np. Energieportal Brandenburg, w którym znaleźć można przetworzone informacje z dokumentów planistycznych w zakresie planowanych instalacji OZE. W zakresie dokumentów planistycznych analizie poddane będą dokumenty poziomu lokalnego, które zawierają ustalenia przestrzenne w zakresie lokalizowania OZE, ale przedmiotem analizy nie będą operacyjne plany zagospodarowania przestrzennego rangi prawa miejscowego.

Dane przestrzenne

Niezwykle przydatne do analiz są dane przestrzenne możliwe do analizy w środowisku GIS. Poza danymi referencyjnymi, które udostępniają służby geodezyjne obu państw, przydatne są standardowe opracowania tematyczne w postaci polskiego Banku Danych Ogólnogeograficznych oraz po stronie niemieckiej – cyfrowy model krajobrazu ATKIS-DLM 250. Po polskiej stronie do dyspozycji jest jeszcze Baza Danych Obiektów Topograficznych, która gromadzi dane o obiektach przestrzennych w skali 1:1000. Niestety niemiecki administrator danych topograficznych ma inną politykę niż polski Główny Urząd Geodezji i Kartografii, gdyż dane te nie są otwarte. Z uwagi na obowiązek publikacji danych przestrzennych do dokumentów planistycznych dla części gmin w polskiej części BB-L OP udostępnia te dane dla relatywnie nowszych dokumentów planistycznych.

Dane ankietowe

W ramach realizacji opracowania będzie przeprowadzone badanie ankietowe wśród samorządów w tematyce transformacji energetycznej na poziomie lokalnym, w tym szczególnie informacji dotyczących planowanych działań, które nie zostały jeszcze wyartykułowane w opublikowanych dokumentach. W badaniu ankietowym samorządy pytane będą o politykę w zakresie OZE oraz o identyfikację podstawowych wyzwań w tym zakresie.

2.2. BLOKI METODOLOGICZNE

Opracowanie będzie wykorzystywało różnorodne bloki metodyczne, których zadaniem będzie opisanie potencjału OZE w konkretnym ujęciu:

- analiza ilościowa, której zadaniem jest ocena struktury energetycznej i profilu produkcyjnego, dynamiki inwestycji;
- analiza regulacyjna – będzie polegać na analizie działań lokalnych i regionalnych, w tym w zakresie zgodności z politykami na poziomie krajowym i europejskim;
- analiza przestrzenna – obejmie wykorzystanie danych przestrzennych, w tym ich wzajemnych relacji przestrzennych oraz zawartych danych atrybutowych, w zakresie identyfikacji potencjału dostępności terenów dla instalacji OZE, identyfikacji ograniczeń przestrzennych. Może mieć także zastosowanie przy określeniu potencjału infrastrukturalnego w zakresie zdolności odbioru teoretycznie wytworzonej energii;
- analiza ankietowa – realizowana wśród przedstawicieli samorządów lokalnych ma być bazą informacyjną w zakresie polityk i działań podejmowanym w zakresie tworzenia warunków dla transformacji energetycznej. Zapytania ankietowe skierowano również do operatów sieci dystrybucyjnych w celu rozpoznania uwarunkowań infrastrukturalnych.

Uzupełniająca analiza metodyczna, która pozwoli ocenić spójność i dostępność danych źródłowych dostępnych po stronie niemieckiej i polskiej w zakresie kwestii OZE i transformacji ekologicznej.

W poszczególnych rozdziałach niniejszego opracowania wykorzystywane będą różne z powyżej określonych narzędzi (bloków), zależnie od specyfiki danego tematu.

2.3. WSKAŹNIKI METODYCZNE MONITORUJĄCE KOMPLETNOŚĆ MATERIAŁU

Poniżej zawarto informacje podsumowujące w formie wskaźników opisujących dane wykorzystane w analizie.

- liczba JST przekazujących dane z uwzględnieniem liczby JST, do których zgłoszono się z prośbą o udostępnienie informacji: 58 / 99,
- liczba wykorzystanych warstw GIS: 79,
- udział danych otwartych i instytucjonalnych w całym zbiorze 100%[1],
- liczba jednostek samorządu terytorialnego i przedsiębiorstw energetycznych: 99 JST, trzy przedsiębiorstwa.

Jednocześnie zostanie oceniona efektywność i zasięg badania ankietowego, m.in. poprzez ustalenie skali próby badawczej (skala zwrotu z ankiet). W ramach analiz wykonano badania ankietowe wśród gmin województwa lubuskiego obejmujące wszystkie 82 gminy, badania ankietowe spośród wybranych 17 gmin Brandenburgii Wschodniej oraz zapytanie ankietowe do trzech działających w BB-L OP operatorów sieci dystrybucyjnych. W badaniu lubuskich gmin uzyskano 51 odpowiedzi, co stanowi 62,2% zwrotu. W badaniu brandenburskim uzyskano siedem odpowiedzi od gmin, co stanowi niecałe 41,2% zwrotu oraz trzy dodatkowe odpowiedzi od gmin, do których nie kierowano zapytań (z uwagi na aktywność biur urzędów związków gmin). Jednocześnie żaden z operatorów OSD nie odpowiedział na skierowane do niego zapytanie, nawet pomimo ponowienia prośby ze strony Wykonawcy.

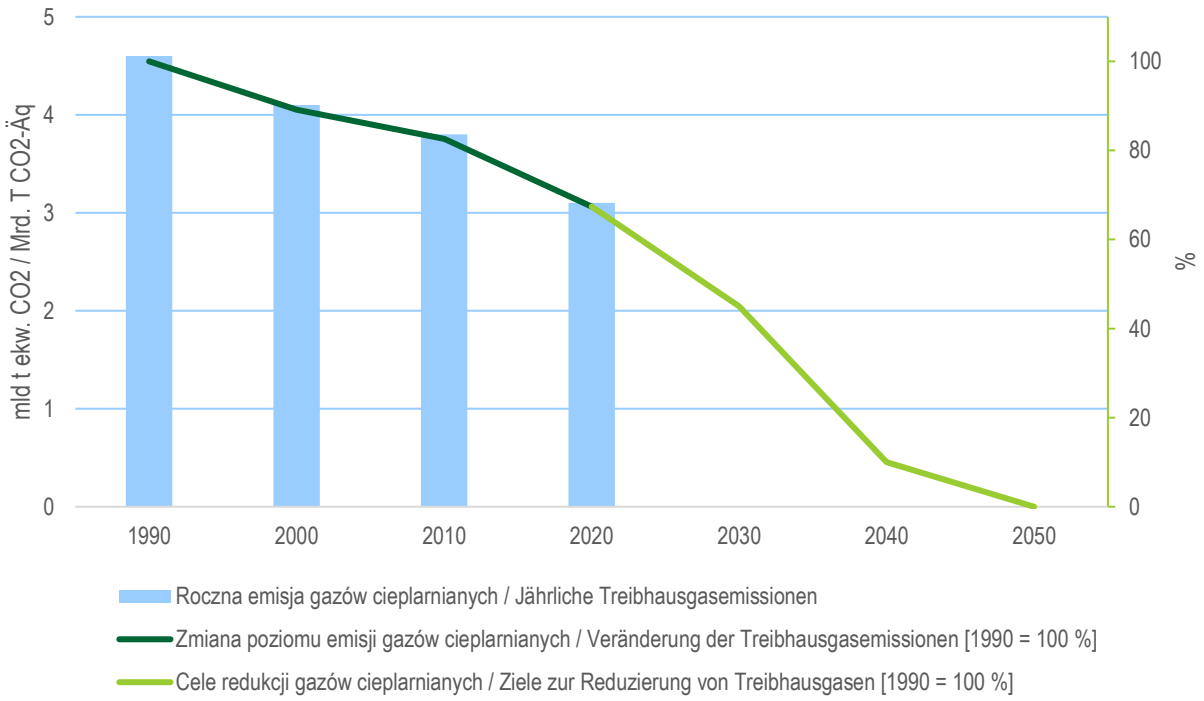
[1] W pracach analitycznych dokonywano przekształceń danych przestrzennych pierwotnych (otwartych i instytucjonalnych), nie tworzono własnych danych pierwotnych.

3. UWARUNKOWANIA FORMALNOPRAWNE DALSZEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ OBSZARU BRANDENBURSKO–LUBUSKIEGO

3.1. WYMAGANIA POLITYKI ENERGETYCZNEJ NA SZCZEBLU UNIJNYM

Polityka energetyczna należy do tzw. kompetencji dzielonych w rozumieniu Traktatu o funkcjonowaniu UE, co oznacza, że politykę tę UE prowadzi wspólnie z krajami członkowskimi. Głównym celem polityki energetycznej UE jest zapewnienie obywatelom i przedsiębiorstwom w Europie niezawodnej, przystępnej cenowo i czystej energii. UE formułuje 10 obszarów działań w zakresie tej polityki. Wśród nich są takie obszary jak: „energia odnawialna", „efektywność energetyczna", „bezpieczeństwo energetyczne", „przejście na czystą energię" oraz „współpraca międzynarodowa". Pokazuje to, jak istotną kwestią jest transformacja energetyczna w optyce unijnej.

Wykres 1. Poziomy emisji i cele redukcji gazów cieplarnianych w UE



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Nadrzędnym unijnym dokumentem w dziedzinie energii jest *Europejski Zielony Ład*[2], którego założeniem jest uwzględnienie w unijnych politykach (klimatycznej, energetycznej, transportowej, podatkowej) celu pośredniego dotyczącego redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Treść tego komunikatu była podstawą do opracowania przepisów, które tworzyły ramy dla osiągnięcia celów

[2] KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY EUROPEJSKIEJ, RADY, KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW Europejski Zielony Ład z dnia 11.12.2019 COM/2019/640 final.

pośrednich, szczególnie w postaci tzw. *Europejskiego prawa o klimacie*[3]. Prawo to wraz z przepisami wykonawczymi ustaliło cele redukcji emisji globalnej gazów cieplarnianych netto w UE w kolejnych dziesięcioleciach. Cele te zakładają redukcję emisji względem roku 1990 o 55% w roku 2030, o 90% w roku 2040[4] i redukcję o 100% w 2050 roku (neutralność klimatyczna).

OZE i dekarbonizacja gospodarki

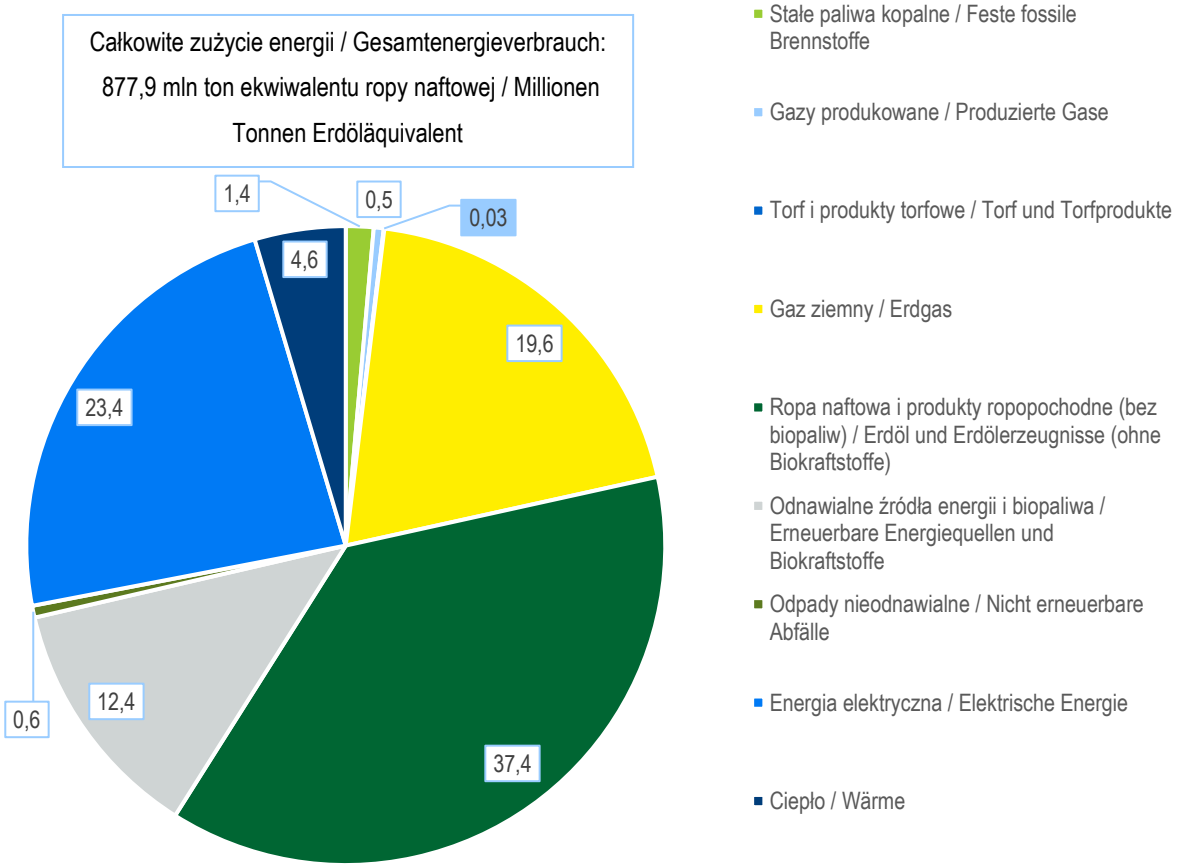
W zakresie dekarbonizacji sektora energetycznego istotne znaczenie ma *Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*[5]*,* czyli tzw. dyrektywa RED (ang. *Renewable Energy Directive*). Dyrektywa ta ustala udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto nie niższy niż 42,5%, a państwa członkowskie określają wkłady krajowe w swoich zintegrowanych planach krajowych w dziedzinie energii i klimatu. Dokument ten wprowadza również zasady realizacji tworzenia wspólnych projektów energetycznych. Jednocześnie dyrektywa nakazywała przeprowadzenie przez państwa członkowskie „mapowania na potrzeby wprowadzania energii odnawialnej" w celu określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji elektrowni produkujących energię odnawialną. Proces mapowania należało przeprowadzić do maja 2025 roku. Natomiast do lutego 2026 roku państwa członkowskie miały zapewnić możliwość przygotowania planów wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych dla co najmniej jednego rodzaju OZE. W obszarach tych mają zostać uproszczone niektóre procedury inwestycyjno-środowiskowe, a realizacja instalacji OZE ma być tu szybsza. W momencie sporządzania niniejszego opracowania na terenie województwa lubuskiego oraz na terenie Brandenburgii Wschodniej nie wyznaczono takich obszarów.

Ważnym aspektem dyrektywy RED jest wyznaczenie celów dla udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Pierwotny cel w tym zakresie ustalony w 2007 roku na 20% w perspektywie roku 2020 został wypełniony, gdyż w roku 2020 22% konsumowanej energii w UE pochodziło z OZE. Jednocześnie zarówno Polska, jak i Niemcy wypełniły ustalone na ten rok cele krajowe udziału OZE, które wynosiły odpowiednio 15% i 18%, osiągając udziały o 1,1 pkt. proc. wyższe niż cele. Aktualna edycja dyrektywy RED wyznacza dla 2030 roku cel wiążący udziału OZE w zużyciu energii na poziomie 42,5% oraz aspiracyjny w wysokości 45%. W tym miejscu trzeba zaznaczyć, że nie wszystkie OZE są bezemisyjne i przyjazne środowisku, a co za tym idzie wspierane w taki sam sposób. OZE wykorzystujące biokomponenty w postaci biomasy drzewnej i biopaliw pierwszej generacji posiadają istotne ograniczenia w zakresie zaliczania produkowanej za ich pomocą energii do celów OZE z uwagi na swoją emisyjność i wpływ na inne aspekty środowiskowe, przede wszystkim kwestie wylesiania i obniżanie różnorodności biologicznej. Jest to tym bardziej istotne, że w zakresie struktury zużycia energii krańcowej w UE paliwa te mają

[3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) PE/27/2021/REV/1 Dz.U. L 243 z 9.7.2021.
[4] Zmiana Europejskiego prawa o klimacie 5.03.2026 r.
[5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 328 z 21.12.2018 z pożn. zm.), obowiązująca wersja dyrektywy z 2023 roku jest nazywana RED III.

obecnie dominujący udział, przede wszystkim z powodu ich używania w energetyce cieplnej (biomasa sucha) oraz transporcie (biopaliwa).

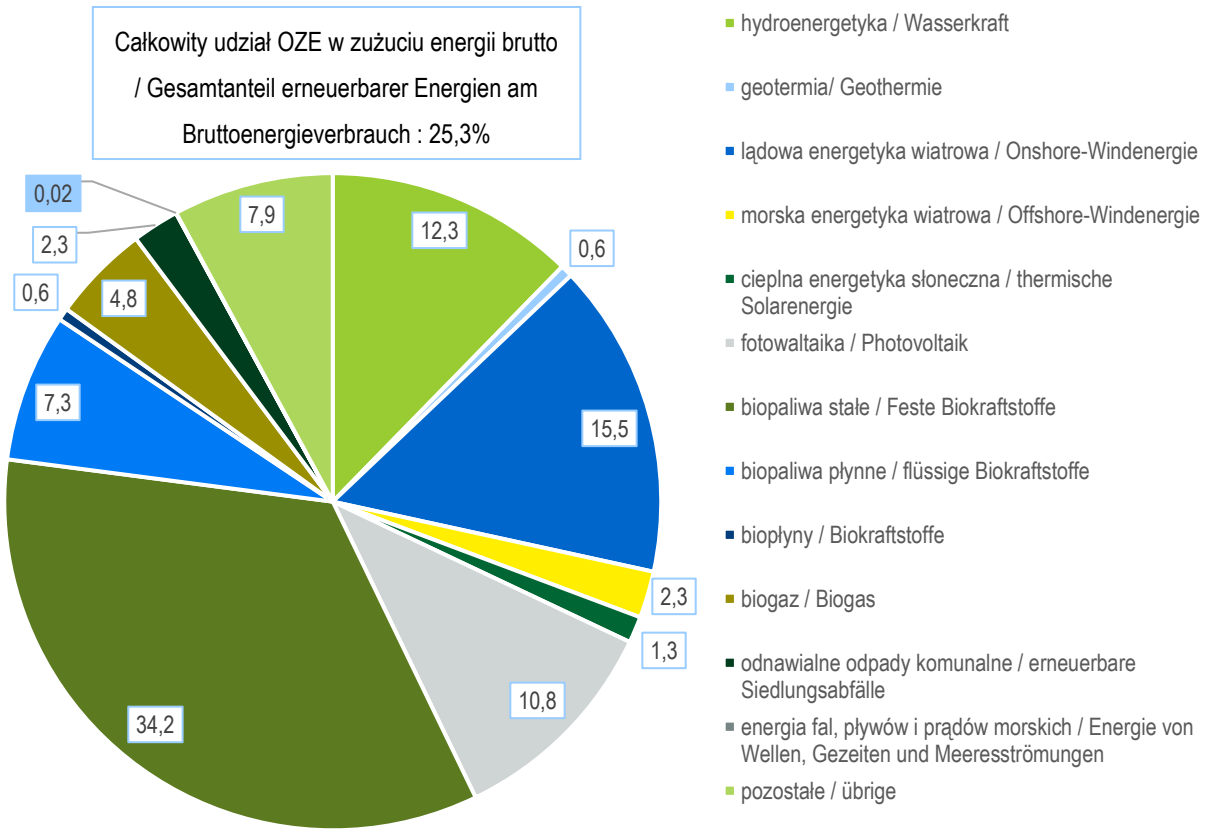
Wykres 2. Końcowe zużycie energii brutto w UE w 2024 roku



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Dyrektywa RED III wyznaczyła także poza celami horyzontalnymi dla ogółu gospodarki UE tzw. cele sektorowe dla poszczególnych dziedzin gospodarczych. Ponadto dyrektywa ustala warunki dla zwiększania roli OZE w budownictwie, ciepłownictwie i chłodnictwie, ciepłownictwie systemowym oraz przemyśle. Jednocześnie ustalono cele dla wykorzystania wybranych typów nośników energii w transporcie, jak biopaliwa zaawansowane (paliwa pochodzenia biologicznego drugiej i trzeciej generacji, niestanowiące konkurencji dla produkcji żywności), RFNBO (ang. *Renewable Fuel of Non-Biological Origin*, czyli paliwa ciekłe i gazowe, których wartość energetyczna pochodzi ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa, np. zielony wodór powstały w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE) i SAF (ang. *Sustainable Aviation Fuels*, czyli zrównoważone paliwa lotnicze, którymi są paliwa lotnicze wykorzystujące RFNBO, zaawansowane biopaliwa lub wykorzystane ponownie paliwa lotnicze). W zakresie wykorzystania paliw odnawialnych w przemyśle ustalono cele wykorzystania wodoru stosowanego w przemyśle do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne jako udział w wykorzystaniu paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego. Udział wodoru został wyznaczony na poziomie przynajmniej 42% do 2030 r. i 60% do 2035 r.

Wykres 3. OZE w krańcowym zużyciu energii w UE w 2024 roku



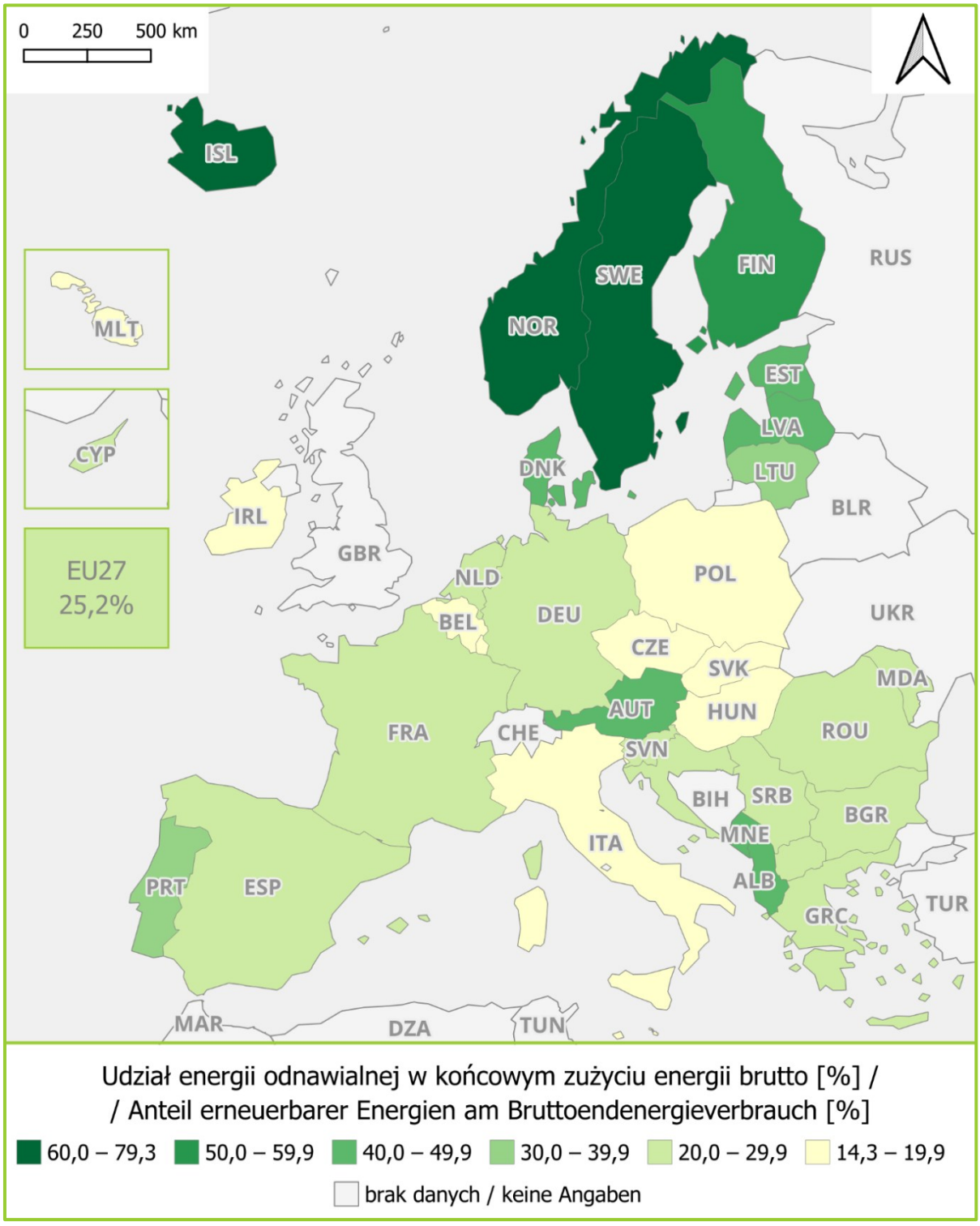
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Tabela 1. Udział OZE w 2020 roku a główne cele sektorowe w ramach dyrektywy RED III

Sektor	Udział OZE w 2020 r. [%]	Cel UE w 2030 r. [%]	Rodzaj celu
Cała gospodarka	22,1	42,5	obligatoryjny
Budynki	28,5	49	indykatywny
Ciepło i chłód	22,9	38,9	obligatoryjny/indykatywny
Ciepło systemowe	31,6	53,6	indykatywny
Transport	7,7	29	obligatoryjny
Przemysł	16,7	32,7	indykatywny

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o.

Mapa 3. Udział OZE w wybranych państwach europejskich w 2024 roku



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Dodatkowo zapisy dyrektywy regulują ograniczenia surowców, jakie można wykorzystywać do produkcji biopaliw i biogazu na potrzeby transportu oraz ustalają wartości emisyjności dla paliw z biomasy, co jest niezbędne do obliczania wkładu użycia takich paliw do realizacji celów wykorzystania OZE oraz ograniczania emisyjności gospodarki.

Dyrektywa określa również zasady tworzenia ram i raportowania efektywności dla międzynarodowych projektów odnoszących się do produkcji energii elektrycznej, ciepła lub chłodu ze źródeł odnawialnych, określając je zarówno jako współpracę państw członkowskich, jak i operatorów prywatnych. Projekty tak rozumiane wykraczają poza terytorium pojedynczego państwa członkowskiego i są dedykowane głownie projektom wykorzystującym terytoria morskie. Działania takie mają doprowadzić do pełniejszego wykorzystania potencjału OZE terenów przygranicznych oraz zwiększyć interoperacyjność i bezpieczeństwo energetyczne. Dyrektywa nakłada na państwo członkowskie konieczność utworzenia ram współpracy z innym lub innymi państwami (członkowskimi lub trzecimi) dotyczącej projektów w zakresie produkcji energii odnawialnej. Do końca 2025 roku obowiązywało wyznaczenie ram dla jednego projektu OZE, do końca 2030 dwóch projektów, a do końca 2033 trzech projektów w przypadku państw o rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 100 TWh (Polska i Niemcy należą do takich państw).

W Niemczech dyrektywa RED III została wdrożona na mocy ustawy artykułowej, która przewiduje m.in. ustawę o zapotrzebowaniu na tereny pod elektrownie wiatrowe (WindBG), a także zmiany w kodeksie budowlanym (BauGB), ustawie o zagospodarowaniu przestrzennym (ROG) oraz w szeregu innych ustaw. W ten sposób również regionalne wspólnoty planistyczne w Brandenburgii Wschodniej zostały zobowiązane do wyznaczenia obszarów przyspieszonego rozwoju dla lądowej energetyki wiatrowej. Polska odnotowuje opóźnienie we wdrażaniu przepisów dyrektywy.

Mechanizmy promowania OZE

System EU ETS (European Union Emisssions Trading System) to mechanizm ustanowiony w 2005 roku, który ma na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych poprzez regulację handlu uprawnieniami do emisji. W myśl systemy określone instytucje lub przedsiębiorstwa otrzymują limity emisji CO_2 lub innych gazów cieplarnianych za darmo. Jeśli przekroczą te limity, muszą kupić dodatkowe uprawnienia z puli aukcyjnej sprzedawane przez państwa członkowskie oraz Europejski Bank Inwestycyjny (EBI).

Środki finansowe przekazywane do EBI są przeznaczane na inwestycje w niskoemisyjne innowacje oraz przekształcenia energetyczne, a także wspierają europejski Fundusz Innowacyjny i Fundusz Modernizacyjny. W przypadku puli aukcyjnej sprzedawanej przez państwa członkowskie, pieniądze są przychodem ich budżetów. Te środki mają służyć pokryciu kosztów związanych z inwestycjami w OZE, być wsparciem dla wprowadzania niskoemisyjnych i bezemisyjnych technologii oraz pomagać w poprawie efektywności energetycznej.

Dyrektywa 2023/959 przeprowadziła nowelizację dyrektywy ETS, zmieniając zapisy i rozszerzając cele dotyczące wydatkowania środków. Po nowelizacji wszystkie dochody z wyjątkiem dochodów przeznaczonych na rekompensatę pośrednich kosztów emisji muszą być przeznaczone na takie cele jak:

- rozwój energii ze źródeł odnawialnych oraz elektroenergetycznych sieci przesyłowych w celu realizacji zobowiązania UE dotyczącego energii ze źródeł odnawialnych oraz założeń dotyczących połączeń międzysystemowych;

- rozwój innych technologii przyczyniających się do przejścia na bezpieczną i zrównoważoną gospodarkę niskoemisyjną oraz pomoc w realizacji zobowiązania UE dotyczącego zwiększenia efektywności energetycznej do poziomu ustalonego w odpowiednich aktach ustawodawczych;
- wytwarzanie energii elektrycznej przez prosumentów energii odnawialnej i społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej.

Dyrektywa 2023/959 ustanowiła także nowy, odrębny system handlu uprawnieniami do emisji obejmujący budynki, transport drogowy i paliwa dla innych sektorów, związanych z działalnością przemysłową nieobjętą istniejącym systemem handlu uprawnieniami do emisji. Nowy system miał zacząć funkcjonowanie od 2027 roku, jednakże w wyniku negocjacji w ramach Rady Unii Europejskiej ministrowie środowiska krajów UE uzgodnili na Radzie UE ds. Środowiska przesunięcie startu ETS2 na 2028 rok. Zmiana została zaakceptowana przez Parlament Europejski. W systemie nie będą funkcjonowały bezpłatne uprawnienia do emisji. Do krajowych porządków prawnych zasady nowego systemu ETS powinny zostać wprowadzone do końca czerwca 2024 r., niemniej w wielu państwach europejskich odnotowano opóźnienie w transpozycji przepisów – w Niemczech uchwalono nowelizację w 2025 roku, a w Polsce przeprowadzono jedynie częściową transpozycję przepisów (z wyłączeniem tych dotyczących systemu ETS2).

Monitorowanie i sprawozdawczość według dyrektywy w zakresie emisji z nowych sektorów miała rozpocząć się w 2025 r. W ciągu pierwszych 3 lat funkcjonowania ETS, jeżeli cena uprawnień przekroczy 45 euro, w celu zapobiegania nadmiernemu wzrostowi ceny, będą mogły zostać uwolnione dodatkowe uprawnienia z rezerwy stabilności rynkowej ETS2. Według prognoz cenowych uprawnień stosowanych przez Komisję Europejską, do Polski z nowego systemu handlu w latach 2028–2032 trafi około 29 mld euro (124 mld zł, 24,8 mld zł rocznie). Dla porównania do Niemiec trafi 28,2 mld euro. Z tej puli nasz kraj uzyska bezpośrednio ze sprzedaży uprawnień w ETS2 około 18 mld euro (76 mld zł, 15,2 mld zł rocznie), a Niemcy 23,7 mld euro. Po 2032 r. pula środków będzie spadać, ze względu na zmniejszanie ogólnounijnej puli uprawnień. Pozostałe 11,4 mld euro (48,7 mld zł) trafi do Polski za pośrednictwem Społecznego Funduszu Klimatycznego (SFK). Dla porównania do Niemiec z SFK trafi ok. 4,5 mld euro.

3.2. CELE I KIERUNKI ROZWOJU WG OBOWIĄZUJĄCEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI I NIEMIEC

3.2.1. REGULACJE POLSKIE

W Polsce poza średniookresową strategią rozwoju kraju, czyli Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, funkcjonują trzy podstawowe dokumenty strategiczne w zakresie energii i klimatu. Są to: Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 r. (PEP2040), Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK) oraz Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 (PSW).

Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

Dokument ten wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce i został przyjęty w 2021 roku. Dokument ustala trzy zasadnicze filary transformacji energetycznej: sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza. PEP2040 zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego poprzez:

- zmniejszanie roli węgla kamiennego w gospodarce przy wzroście jego konkurencyjności;
- zmniejszanie roli węgla brunatnego przy ochronie trzech strategicznych złóż krajowych: dwóch perspektywicznych oraz rezerwowego złoża Gubin w województwie lubuskim;
- utrzymanie roli ropy naftowej i gazu ziemnego;
- zwiększenie wykorzystania biomasy, szczególnie o charakterze odpadowym, przy zagospodarowaniu surowca blisko miejsca wytworzenia;
- transformację systemu wytwórczego energii elektrycznej – sukcesywne zwiększanie mocy energetyki gazowej, lądowej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki oraz uruchomienie mocy morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej przy jednoczesnym spadku udziału energetyki węglowej;
- rozbudowę infrastruktury przesyłowej;
- rozwój ciepłownictwa i kogeneracji;
- poprawę efektywności energetycznej i obniżanie emisyjności w zakresie gazów cieplarnianych.

Cele:

- wzrost udziału OZE w krańcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku – 23% (cała gospodarka), 32% (elektroenergetyka), 28% (ciepłownictwo), 14% (transport);
- wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice – 5 GW (2030) i 10 GW (2040);
- wzrost mocy zainstalowanych w morskiej energetyce wiatrowej – 5,9 GW (2030) i 11 GW (2040);
- spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej – mniej niż 56% w 2030 roku;
- redukcja emisji gazów cieplarnianych o 30% w 2030 roku względem emisji z 1990 roku.

Wskutek dynamicznych zmian geopolitycznych już w 2022 roku powstały założenia do aktualizacji PEP2040, jednak nie przeprowadzono aktualizacji dokumentu. Można się tego spodziewać w najbliższych latach.

Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK)

Jest to dokument, który powstał w konsekwencji transpozycji polityki UE w zakresie unii energetycznej. KPEiK integruje bardzo szeroki zakres zagadnień – od zużycia surowców i energii oraz emisji gazów cieplarnianych w poszczególnych sektorach gospodarki, po skutki makroekonomiczne. Wypracowane tam prognozy energetyczne opracowywane są w oparciu o metodyki i kategorie wystandaryzowane na poziomie międzynarodowym. Dokument składa się z części strategicznej, wskazującej polityki i działania, które mają doprowadzić do osiągnięcia wyznaczonych celów, oraz dwóch załączników analitycznych opisujących tzw. Scenariusz Odniesienia (bez wdrożonych działań przewidzianych w KPEiK) i Scenariusz Polityki Klimatyczno-Energetycznej (analizę skutków

wdrożenia polityk i działań przewidzianych w KPEiK). W 2024 przygotowano aktualizację KPEiK, ale mimo zgłoszenia projektu do KE nie została ona jeszcze przyjęta. Cele KPEiK zostały omówione w dalszej części.

Polska Strategia Wodorowa do roku 2030

Mimo że w PSW podstawowym horyzontem strategicznym jest rok 2030, dokument przygotowano z perspektywą roku 2040. Strategia ta określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce i kierunki działań niezbędnych do ich osiągnięcia i obowiązuje od 2021 roku. W dokumencie wskazano sześć celów szczegółowych:

- Cel 1 – wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie;
- Cel 2 – wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie;
- Cel 3 – wsparcie dekarbonizacji przemysłu;
- Cel 4 – produkcja wodoru w nowych instalacjach;
- Cel 5 – sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru;
- Cel 6 – stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

PSW poprzez 44 skonkretyzowane działania wspiera wszelkie metody produkcji wodoru nisko- i zeroemisyjnego ze wskazaniem na: proces elektrolizy wody, technologię zgazowania, fermentacji lub pirolizy biomasy, reforming parowy biogazu, reforming parowy biometanu, zgazowanie, termiczne przetwarzanie lub pirolizę odpadów, gazy odpadowe, reforming parowy węglowodorów z wykorzystaniem technologii wychwytywania i magazynowania CO_2 (CCS/CCU), zgazowanie węgla z wykorzystaniem technologii CCS/CCU, technologii IGCC oraz IGFC.

Wskaźnikami rezultatu, które mają mierzyć osiągniecie celów PSW do 2030 r. są:

- zainstalowana moc instalacji do produkcji niskoemisyjnego wodoru: 50 MW do 2025 r. i 2 GW do 2030 r.;
- liczba dolin wodorowych: co najmniej pięć;
- liczba będących w użyciu autobusów wodorowych: 100–250 do 2025 r. i 800–1000 do 2030 r.;
- liczba stacji wodoru: min. 32 do 2025 r.

Wydaje się, że trudno będzie osiągnąć zaplanowane w PSW cele. Na koniec 2024 roku funkcjonowało 18 instalacji produkcji wodoru, przy czym jedynie dwie instalacje o łącznej mocy 7,5 MW produkowały wodór na cele mobilności[6]. W końcu roku 2025 zakontraktowano rozbudowę mocy produkcji wodoru zero- lub niskoemisyjnego na dalsze 343 MW. Obecnie w całym kraju działa sześć ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru[7]. Jednocześnie w połowie 2025 roku zarejestrowanych w Polsce było 106 autobusów wodorowych w 10 systemach transportu publicznego.

[6] Wg danych European Hydrogen Observatory.
[7] Wg danych portalu gashd.eu.

Przepisy prawne

Podstawową regulacją prawną dedykowaną dla OZE w Polsce jest ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. **o odnawialnych źródłach energii**, która była wielokrotnie nowelizowana w odpowiedzi na zmieniające się wymogi europejskie. Ustawa ta określa zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania: energii elektrycznej z OZE, biogazu rolniczego, biogazu, biometanu w instalacjach OZE i biopłynów. Jednocześnie jej przepisy wyznaczają m.in. mechanizmy i instrumenty, wspieranie ich wytwarzania, zasady wydawania gwarancji pochodzenia oraz zasady współpracy międzynarodowej w zakresie odnawialnych źródeł energii i wspólnych projektów inwestycyjnych. Przepisy tworzą osobne procedury inwestycyjno-wytwórcze dla prosumentów, użytkowników małych instalacji OZE, jak i większych instalacji. Kolejnym istotnym aktem prawnym jest ustawa z dnia 20 maja 2016 roku **o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych**, której głównym zadaniem było ustalenie jednolitych warunków i zasad lokalizowania, budowy i przebudowy elektrowni wiatrowych[8]. Zawarto tu zasadę lokalizacji elektrowni wiatrowych oznaczającą zachowanie odległości między nową elektrownią a budynkami mieszkalnymi niemniejszą niż 10-krotność wysokości elektrowni. Powszechnie uznaje się, że wejście w życie tej ustawy zahamowało dynamikę wzrostu mocy zainstalowanych w energetyce wiatrowej w Polsce. Z istotnych regulacji warto jeszcze wymienić ustawę z dnia 17 grudnia 2020 **roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych**. Ustawa ta reguluje zasady i warunki przygotowania i budowy morskich farm wiatrowych, zarządzania tymi instalacjami oraz wspierania wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

W Polsce zawodowe instalacje OZE posiadają 3 główne procedury administracyjne, jakie należy przejść w związku z realizacją tego typu instalacji. Pierwszą procedurą jest uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i jest to warunek konieczny dla dostarczania i sprzedaży energii elektrycznej z instalacji OZE. Warunki przyłączeniowe wydaje OSD i są one swego rodzaju „czasową rezerwacją miejsca w sieci" dla danej instalacji OZE. Warunki obowiązują 2 lata. Po zapewnieniu innych warunków przygotowania inwestycji inwestor musi zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, a po realizacji samej inwestycji wraz z budową przyłącza zawiera umowę na dystrybucję energii elektrycznej. Przepisy promują inwestycje OZE, gdyż OSD, o ile istnieją ku temu techniczne i ekonomiczne warunki, w pierwszej kolejności zobowiązany jest do zawarcia umowy o przyłączenie właśnie z instalacją OZE, a ponadto dla tego typu instalacji zredukowana jest opłata przyłączeniowa (połowa kosztów przyłączenia po stronie OSD). Drugą procedurą jest procedura planistyczna. Instalacje OZE co do zasady powstają na podstawie MPZP, czyli planu miejscowego uchwalanego przez radę gminy, który ustala przeznaczenie i formę zagospodarowania konkretnego terenu. Najczęściej gmina musi uchwalić taki plan dopiero na etapie konkretnego zamierzenia inwestora, gdyż w praktyce nie ma możliwości samodzielnego opracowania planu przez gminę jako oferty zagospodarowania terenu. MPZP musi być zgodny z nadrzędnym dokumentem planistycznym gminy[9], więc jeśli dokument ten nie zawiera ustaleń ws. OZE, konieczna jest jego aktualizacja przez

[8] Do momentu wejścia wżycie tej ustawy warunki lokalizacyjne określano w indywidualnych postępowaniach związanych z budową elektrowni wiatrowej.
[9] Obecnie trwa w Polsce reforma planistyczna, która m.in. zmienia tego typu dokumentów z obowiązującego w gminach studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego (tzw. SUiKZP) na nowy – plan ogólny gminy (tzw. POG).

gminę. Procedura zmiany tych dokumentów jest procesem wielomiesięcznym. Tak sporządzone dokumenty są podstawą do stworzenia przez inwestora projektu budowlanego i uzyskania pozwolenia na budowę. Ostatnią grupą procedur ogólnych jest postepowanie środowiskowe związane z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Zależnie od skali instalacji może być konieczne sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko wraz z monitoringiem środowiskowym lub karty informacyjnej przedsięwzięcia. Ponadto od rodzaju instalacji OZE wymagane może być pozwolenie wodnoprawne lub ocena wodnoprawna, pozwolenie na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, zezwolenie na przetwarzanie odpadów, pozwolenie na wprowadzenie do obrotu nawozu albo środka wspomagającego uprawę roślin czy pozwolenie na zagospodarowanie pofermentu.

Przedsiębiorstwo, które chce wytwarzać i sprzedawać energię elektryczną z instalacji OZE innej niż mikroinstalacja, mała instalacja lub instalacja wytwórcza biogazu rolniczego, musi jednocześnie mieć wydaną koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

Proces przygotowania inwestycji jest zależny od wielu czynników, w tym szczególnie skali i rodzaju instalacji OZE. Szacuje się, że czas przygotowania wynosi w Polsce obecnie średnio od 3 (farma fotowoltaiczna) do 7 lat (farma wiatrowa)[10].

Zasadniczym sposobem wsparcia wytwórców energii elektrycznej z OZE jest tzw. system aukcyjny. Urząd Regulacji Energetyki (URE) rozpisuje aukcje, czyli konkursy, gdzie operatorzy instalacji OZE zgłaszają ofertę sprzedaży prądu z OZE, określając cenę, jaką chcą uzyskać w ramach wsparcia. Aukcję wygrywa najtańsza oferta, a sprzedawca energii elektrycznej ma cenę tej sprzedaży zagwarantowaną dla każdej MWh wyprodukowanej przez najbliższe 15 lat. Operatorzy instalacji OZE otrzymują w ten sposób stały, ciągły dochód i mogą planować swoje długoterminowe inwestycje.

3.2.2. REGULACJE NIEMIECKIE

Niemiecka Strategia Zrównoważonego Rozwoju (DNS)

To dokument z 2025 roku dotyczący zrównoważonego rozwoju, który ma ogólny i długofalowy charakter.

[10] „W gąszczu procedur. Jak systemowo usprawnić proces wydawania pozwoleń na inwestycje w czystą energię?" – projekt Instytutu Reform, podsumowanie webinaru z 16 września 2025 r.

Globalne cele zrównoważonego rozwoju zawarte w DNS



Źródło: Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie Weiterentwicklung 2025

Strategia ta nie tylko wspierała, ale i wyprzedzała cele przyjętej w 2015 roku w rezolucji ONZ strategii Agenda 2030. Jednym z jej celów jest podjęcie pilnych działań w celu przeciwdziałania zmianom klimatu i ich skutkom. Najnowsza aktualizacja DNS wśród sześciu najważniejszych celów wymienia: transformację energetyczną i ochronę klimatu, gospodarkę o obiegu zamkniętym, zrównoważone budownictwo i transformację transportu.

Koncepcja energetyczna na rzecz przyjaznego dla środowiska, niezawodnego i przystępnego cenowo zaopatrzenia w energię (Energiekonzept)

Jest to przyjęta w 2010 roku federalna strategia wykorzystania energii. Ustanowiła ona m.in. energię z OZE jako filar przyszłego zaopatrzenia w energię niemieckiej gospodarki, silnie kierunkując się na rozwój lądowej i morskiej energetyki wiatrowej oraz energii z biomasy. Strategia ta wskazywała również na istotne znaczenie efektywności energetycznej zarówno w gospodarstwach domowych, sektorze publicznym oraz usługach i przemyśle, które konsumowały wtedy ok. 70% energii elektrycznej. Jednocześnie zakładano przedłużenie okresu pracy energetyki jądrowej, uznając ten rodzaj wytwarzania energii za pomostowy w perspektywie zwiększania udziału energii z OZE oraz zakończenia eksploatacji węgla kamiennego. Zaplanowano również działania w zakresie rozwoju zdolności przesyłu energii oraz poprawy integracji OZE z siecią elektroenergetyczną. Wskazano także potrzeby w zakresie efektywności energetycznej budynków (w tym termomodernizacje) oraz wyzwania związane z dekarbonizacją transportu. Koncepcja energetyczna (2010) stanowi ostatni tego rodzaju krajowy dokument strategiczny przyjęty przez rząd federalny. Od tego czasu jest ona częściowo modyfikowana, np. w związku z wycofaniem się z wykorzystania energii jądrowej, a reakcje na wymogi UE mają raczej charakter doraźny, np. w postaci Krajowego planu energetyczno-klimatycznego (NECP) 2024.

Plan ochrony klimatu 2050

Ten kierunkowy dokument został przyjęty w 2016 roku. Jego główne elementy to:

- cel długoterminowy: ukierunkowanie na wizję znacznej neutralności emisyjnej dla Niemiec do połowy XXI wieku;
- wizje i ścieżki transformacji jako wytyczne dla wszystkich obszarów działania do 2050 roku;
- kamienie milowe i cele jako ramy dla wszystkich sektorów do 2030 roku;
- działania strategiczne dla każdego obszaru, w tym ustanowienie procesu uczenia się, w ramach którego zrealizowane zostanie zwiększenie ambicji uzgodnione w tzw. Porozumieniu paryskim.

Zasadniczym celem na rok 2030 była redukcja emisji gazów cieplarnianych o 55% względem emisji z 1990 roku. Plan zawiera również sektorowe kamienie milowe dla energetyki (-61%), budownictwa (-66%), transportu (-40%), przemysłu (-49%), rolnictwa (-31%) i innych emisji (-87%). Poza aspektami związanymi z emisyjnością bezpośrednią Plan wskazuje działania również w takich aspektach jak: wychwytywanie dwutlenku węgla w procesach przemysłowych (CCU) jako element gospodarki o obiegu zamkniętym, zwiększaniem powierzchni lasów jako środka do pochłaniania dwutlenku węgla z powietrza atmosferycznego, odpowiedzialne używanie nawozów w rolnictwie towarowym czy tworzenie warunków fiskalnych (podatki i opłaty) do zachęcania podmiotów powodujących zanieczyszczenie, aby zmniejszyć obciążenie środowiska i ukierunkować je na zrównoważone sposoby produkcji i konsumpcji. Dla programu są tworzone i aktualizowane skonkretyzowane sektorowe plany działań. Powyższe cele zostały zaostrzone przez zapis **federalnej ustawy o ochronie klimatu** (KSG), która ustala nowe cele redukcyjne emisji gazów cieplarnianych na -65% w 2030 roku oraz -88% w roku 2040. Przepisy te ustalają także rolę wkładu sektora użytkowania gruntów (LULUCF) w ochronę klimatu (zamiast wartości procentowych redukcji wyznacza się tutaj wartości wagowe ekwiwalentu CO_2).

Zintegrowany Narodowy Plan Energetyczno-Klimatyczny (NECP)

Aktualizowany w 2024 roku NECP jest dokumentem, który odpowiada na unijne wymogi posiadania przez państwo członkowskie strategicznego dokumentu klimatyczno-energetycznego w zakresie transformacji energetycznej i ochrony klimatu. Celem dokumentu jest przedstawienie polityki energetycznej i klimatycznej Niemiec w sposób porównywalny z poziomu UE oraz jej wzajemne uzgodnienie, a także zapewnienie rzetelnego monitorowania realizacji celów energetycznych i klimatycznych UE na rok 2030. Pięć wymiarów w jakich grupowana jest polityka to: ograniczenie emisji CO_2 (redukcję gazów cieplarnianych i rozwój energii odnawialnej), efektywność energetyczna, bezpieczeństwo dostaw energii, wewnętrzny rynek energii oraz badania, innowacje i konkurencyjność. Zestawienie podstawowych celów transformacji energetycznej wskazano w kolejnym rozdziale.

Przepisy prawne

Podstawową regulacją prawną w zakresie OZE jest **ustawa o odnawialnych źródłach energii** (EEG). Funkcjonuje od 2000 roku, ale podlegała nowelizacjom. Jej głównym celem jest zwiększenie udziału OZE w niemieckim miksie energetycznym, dążenie do neutralności klimatycznej oraz rezygnacja z paliw kopalnych. Ustawa zawiera

systemowe zasady funkcjonowania zrównoważonego rynku energetycznego, ustalając m.in. taryfy gwarantowane dla producentów zielonej energii, które w perspektywie 20-letniej stymulują rozwój produkcji energii z OZE. Taryfy są zróżnicowane względem wspieranej technologii (np. niższe ceny dla fotowoltaiki). Mechanizmem stymulacji rozwoju OZE jest również obowiązek nałożony na OSD priorytetowego odbioru wyprodukowanego z OZE względem innych wytwórców energii (węgiel brunatny, gaz ziemny). Za finansowanie wsparcia OZE odpowiada narzędzie finansowe **EEG-Umlage**. Jest to mechanizm zwrotu przedsiębiorstwom energetycznym strat związanych z opłacaniem rekompensat gwarantowanych. EEG-Umlage jest pobierana od końcowych konsumentów energii elektrycznej (dopłata do KWh). Opłata ta jest zróżnicowana względem skali konsumpcji prądu, a jego najwięksi konsumenci mają tę opłatę obniżoną. W celu zmiany zasad wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej oraz wprowadzenia odmiennych procedur lokalizacyjne, zasady funkcjonowania tej branży OZE przeniesiono w 2017 r. do **ustawy o morskiej energii wiatrowej** (WindSeeG). Ponadto kwestie regulacyjne w zakresie dostaw energii ustalają przepisy **ustawy o zaopatrzeniu w energię elektryczną i gaz** (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), które również ukierunkowane są na poprawę zdolności wytwarzania i wykorzystania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz wodoru. Ponadto, w celu zwiększenia efektywności energetycznej, a tym samym przyczynienia się do zmniejszenia zużycia energii pierwotnej i końcowej, jak również importu i zużycia energii pochodzącej z paliw kopalnych, do poprawy bezpieczeństwa dostaw oraz do powstrzymania globalnych zmian klimatycznych funkcjonuje **ustawa o poprawie efektywności energetycznej w Niemczech** (Energieeffizienzgesetz – EnEfG). Strategiczne znaczenie ma także **ustawa o ograniczeniu i zaprzestaniu wytwarzania energii elektrycznej z węgla** (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) z 2020 roku, gdzie wskazano, że do 2038 roku należy odstąpić od produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w całym państwie.

Istotnym aktem prawnym o charakterze terytorialnym jest federalna **ustawa o zapotrzebowaniu na tereny pod energetykę wiatrową** (WindBG), która weszła w życie na początku 2023 roku. Nakłada na kraj związkowy Brandenburgia obowiązek wyznaczenia co najmniej 1,8% powierzchni kraju związkowego do końca 2027 roku oraz co najmniej 2,2% do końca 2032 roku z przeznaczeniem na wykorzystanie energii wiatrowej.

Szacuje się, że w Niemczech inwestycja związana z realizacją dużej lądowej farmy wiatrowej trwa obecnie minimum 4 lata, a farmy fotowoltaicznej – 1–2 lata.

3.2.1. Porównanie polityki OZE Polski i Niemiec

Aktualnie zarówno w Polsce, jak i Niemczech trwa ożywiony dyskurs polityczny dotyczący szeroko pojętej polityki energetycznej państwa oraz kierunków jej rozwoju. Ma on jednak odmienny charakter. Niemiecką politykę klimatyczną ostatnich dwóch dekad można scharakteryzować jako ambitną. Niemcy postanowiły wyznaczać sobie samodzielnie cele związane z reakcją na globalne ocieplenie i dostrzeganie transgranicznego wpływu działalności człowieka na klimat. Wysoka inicjatywa Niemiec, z uwagi na pełnienie roli lidera w europejskiej i światowej polityce, wpływała na szerszy dyskurs polityczny na poziomie międzynarodowym (ONZ, UE). Szczególnie w gronie UE

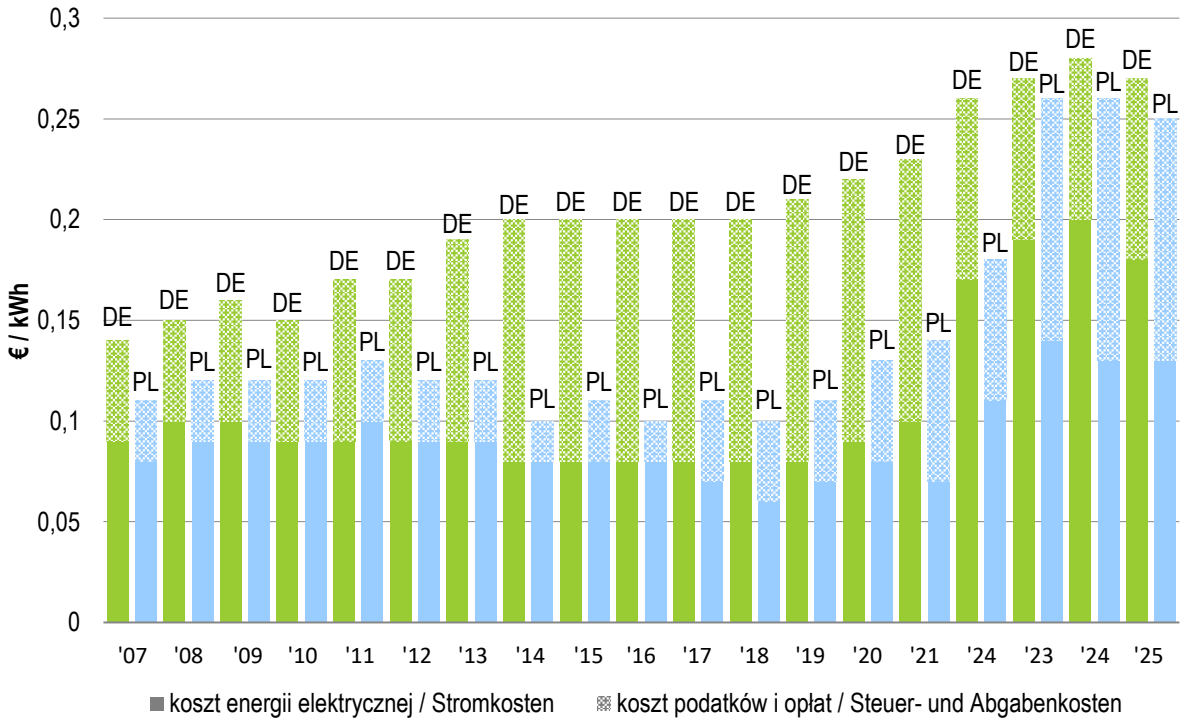
Niemcy silnie wpływały na podjęcie aktywnej polityki klimatycznej, a potem na przyjmowanie konkretnych celów transformacji energetycznej. Jednocześnie wewnątrzkrajowa polityka energetyczna i gospodarcza wiązała się z odchodzeniem od wydobycia węgla kamiennego i brunatnego oraz promowaniem rozwiązań energetycznych związanych z OZE, zarówno po stronie produkcji samej energii, jak i rozwoju całej gałęzi gospodarki związanej z produkcją i sprzedażą rozwiązań technologicznych. O ile takie działania były powszechnie zrozumiałe i aprobowane, o tyle dwie pozostałe składowe niemieckiej transformacji energetycznej były powszechnie dyskutowane. Dotyczy to przede wszystkim utrzymania wydobycia węgla brunatnego do celów energetycznych (nawet okresowo zwiększania jego wydobycia), pomimo faktu, że paliwo to jest bardziej szkodliwe dla środowiska niż węgiel kamienny. Najbardziej jednak znaczące było tu jednak podjęcie decyzji o całkowitym odejściu od energetyki jądrowej, która jest zeroemisyjną, generującą relatywnie niewielką ilość odpadów[11]. Jest to więc logicznie sprzeczne ze stawianymi sobie celami redukcji emisyjności energetyki. Żadne z pozostałych 12 państw UE korzystające z atomu nie decyduje się na tak radykalną politykę. Dodatkowo uznano, że do czasu osiągnięcia neutralności klimatycznej zwiększy się rolę mocy wytwórczych opartych na gazie ziemnym, a więc innym węglowodorowym paliwie nieodnawialnym. Jednocześnie, z uwagi na nieposiadanie własnych zasobów tego surowca podjęto decyzję o jego intensywnym imporcie zagranicznym. Nie zdecydowano się jednak na zdywersyfikowane źródła, ale na pojedynczego partnera w postaci Federacji Rosyjskiej, co finalnie okazało się geopolityczną porażką. Dziś niemiecka gospodarka mierzy się z wysokimi cenami energii elektrycznej, a szef rządu na początku 2026 roku przyznał, że odejście od energetyki jądrowej było „poważnym błędem strategicznym". Jednocześnie formułowane są opinie związane z radykalną modyfikacją lub nawet zarzuceniem celów Europejskiego Zielonego Ładu.

Polska tymczasem przyjmowała od czasu wejścia w 2004 roku do UE relatywnie bierną postawę wobec celów klimatycznych, niejako odkładając kwestię transformacji energetycznej na dalszy horyzont. Wiązało się to z jednej strony ze świadomością ogromnych kosztów modernizacji systemu energetycznego, a z drugiej strony z silną ochroną własnego dużego rynku pracy związanego pośrednio i bezpośrednio z wydobyciem węgla kamiennego. Skutkiem tych działań było strategiczne odsuwanie w czasie decyzji o budowie mocy wytwórczych w zakresie energetyki jądrowej oraz morskiej energetyki wiatrowej oraz ograniczanie rozwijającej się niejako oddolnie lądowej energetyki wiatrowej (przywoływana ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z 2016). Na domiar złego Polska uczestnicząc w systemie sprzedaży uprawnień ETS, nie potrafiła wskazać, czy uzyskane w ten sposób środki przeznacza na cele związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych, pomimo że na cele klimatyczne powinna być wydawana połowa uzyskiwanych środków. Wg danych raportu Najwyższej Izby Kontroli[12] w latach 2013–2023 dochody ze sprzedaży uprawnień wyniosły blisko 94 mld zł (90% tej kwoty uzyskano w latach 2019–2023), z czego jedynie niecałe 1,3% przekazano bezpośrednio na cele związane z redukcją emisji gazów cieplarnianych lub zarządzaniem tymi emisjami. Pozostałe środki trafiały do budżetu państwa i nie było możliwe powiązanie wydatkowania tych środków z redukcją emisji gazów cieplarnianych. W Polsce zaczęły jednocześnie

[11] Odpady te mają jednak charakter odpadów niebezpiecznych, wymagających szczególnych metod składowania.
[12] https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/uprawnienia-do-emisji-gazow-cieplarnianych.html.

funkcjonować programy indywidualnego wsparcia w zakresie wymiany wysokoemisyjnych domowych pieców grzewczych, termomodernizacji budynków, instalacji przydomowych paneli fotowoltaicznych (prosumenckich) czy zakupu pojazdów o napędzie elektrycznym. Ponadto po 2015 roku rozpoczęto unowocześnianie linii przesyłowych w Polsce, realizując budowę sieci szkieletowej o napięciu 400 kV.

Wykres 4. Poziom cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Jednocześnie realnego tempa nabrały prace związane z przygotowaniem budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce[13] – od 2023 roku wydana została decyzja lokalizacyjna (projektowanie do 2026 roku, do 2033 budowa i uruchomienie pierwszego z trzech reaktorów), a pierwsza morska farma wiatrowa jest obecnie w budowie[14].

Mimo notowania przyrostów mocy lądowych elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaicznych strukturalny trzon polskiej elektroenergetyki to produkcja w oparciu o węgiel kamienny i węgiel brunatny. Co więcej, po zamknięciu ostatniej kopalni węgla kamiennego w Czechach na początku 2026 roku Polska jest jedynym krajem wydobywającym tę kopalinę w UE. W efekcie posiadania ciągle silnie emisyjnych mocy wytwórczych połowę kosztów energii elektrycznej dla przedsiębiorstw stanowią podatki i opłaty (w tym opłaty związane z systemem ETS).

Wysoka cena energii elektrycznej oraz wyzwania związane z rozszerzeniem systemu handlu emisjami (ETS 2) są więc obecnie wspólnym mianownikiem dyskursu politycznego w Polsce i Niemczech.

[13] Elektrownia Jądrowa „Lubiatowo-Kopanino", planowana moc elektryczna 3 x 1250 MWe.
[14] Morska farma wiatrowa Baltic Power, 76 turbin o łącznej mocy 1,14 GW.

W Niemczech w zakresie energetyki wiatrowej realizowane są projekty związane z tzw. repoweringiem, czyli budową nowej elektrowni wiatrowej w miejsce już istniejącej. Jest to związane, po pierwsze, ze znaczącym postępem technologicznym w zakresie efektywności generatorów, a po drugie z dość długą tradycją rozwoju OZE w Niemczech, gdzie spotkać można farmy wiatrowe pracujące już 20–25 lat, a więc w okresie swojej projektowanej zdolności użytkowej. Jest tu duża różnica względem sytuacji w Polsce, gdzie w zasadzie mimo technicznego uzasadnienia praktycznie nie stosuje się takiego podejścia.

W zakresie aktualnie wyznaczonych celów klimatycznych, jakie zawarte są w krajowych dokumentach, optymalną wiedzę w tym zakresie przynoszą informacje zawarte w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu (NECP), których przygotowanie w ustandaryzowanej metodyce wyznacza Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu. Są to przywołane już wcześniej polski KPEiK oraz niemiecki NECP. Poniżej zestawiono najważniejsze cele klimatyczne, jakie wyznacza się w aktualnych brzmieniach tych dokumentów.

Tabela 2. Cele krajowe zawarte w polskim (projekt aktualizacji) i niemieckim NECP wyznaczone na 2030 rok

Sektor	Polska	Niemcy
Redukcja gazów cieplarnianych w stosunku do 1990 r.	-35%	-65%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto	29,8%	41%
Moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej	15,8 GW	115 GW
Moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej	5,9 GW	30 GW
Moc zainstalowana w fotowoltaice	29,3 GW	215 GW
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej	50,1%	80%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie	32,1%	32%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii w transporcie	29%	29%
Efektywność energetyczna – końcowe zużycie energii	58,5 Mtoe	155,5 Mtoe
Zużycie energii pierwotnej	79,9 Mtoe	193,6 Mtoe
Skumulowana oszczędność w zużyciu energii w latach 2021–2030	44,9 Mtoe	137,5 Mtoe

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o.

Z uwagi na wielkość gospodarki, ale i zdecydowanie sprawniej postępujące wykorzystanie OZE cele wyznaczone dla Niemiec są zdecydowanie wyższe w ujęciu bezwzględnym. Zarówno dla Polski, jak i Niemiec cele te mają równie ambitny wymiar.

3.3. STRATEGIE I OBOWIĄZUJĄCE REGULACJE NA SZCZEBLU REGIONALNYM I LOKALNYM

3.3.1. POZIOM REGIONALNY – LUBUSKIE

Strategia Rozwoju Województwa Lubuskiego 2030

Dokument określa strategiczne cele i kluczowe kierunki działań rozwojowych, wskazując jednocześnie możliwe instrumenty ich realizacji w horyzoncie do 2030 roku. W kontekście tematyki niniejszego opracowania należy wskazać, iż sporządzający dokument organ, czyli Samorząd Województwa Lubuskiego zauważył wysoki potencjał regionu do lokalizowania OZE. Województwo lubuskie jest obszarem o dobrych warunkach wietrznych, dzięki czemu stanowi preferowany teren inwestycyjny dla energetyki wiatrowej. Ponadto charakter regionu sprzyja rozwojowi instalacji opartych o spalanie biomasy czy też produkcji biogazu. Dodatkowo zauważa się szybki rozwój technologii fotowoltaicznej a także funkcjonowanie energetyki wodnej, którą należy utrzymywać w trosce o dywersyfikację źródeł energii. Region znajduje się również w obszarze występowania jednego z największych wartości strumienia cieplnego w Polsce, wobec czego warto podjąć badania dotyczące możliwości wykorzystania wód termalnych w celach gospodarczych bądź turystycznych. W kontekście ww. potencjałów SRW sformułowano wyzwanie pn.: *zielona gospodarka i zrównoważony rozwój zasobami naturalnymi* skupione wokół wzmocnienia energetyki niskoemisyjnej oraz OZE. Celem głównym określonym w dokumencie, który ma zostać osiągnięty w wyniku realizacji celów strategicznych, jest *Inteligentne gospodarowanie potencjałami regionu dla osiągnięcia zrównoważonego rozwoju, spójności społecznej i przestrzennej oraz wysokiej jakości życia mieszkańców.*

Osiągnięcie tego celu zależy od szeregu czynników. Interwencje planowane w ramach stymulowania procesów rozwojowych w województwie lubuskim dotyczą sfery społecznej, ale również mają za zadanie dawać impulsy w obszarze infrastrukturalnym, innowacji, gospodarki, ochrony środowiska oraz zrównoważonej energetyki.

Dla celu głównego sformułowano cztery cele strategiczne:

- Cel 1: Inteligentna, zielona gospodarka regionalna,
- Cel 2: Region silny w wymiarze społecznym oraz bliski obywatelowi,
- Cel 3: Integracja przestrzenna regionu,
- Cel 4: Region atrakcyjny, efektywnie zarządzany i otwarty na współpracę.

Pod kątem oceny stanu transformacji energetycznej najważniejszym celem strategicznym jest Cel 1, który opiera się na rozwoju innowacyjnych rozwiązań w obszarze gospodarki przy wykorzystaniu potencjałów regionu zgodnie z zasadami tzw. zielonej gospodarki. W ramach tego celu wyszczególniono siedem celów strategicznych:

- 1.1. Wzmocnienie sektora B+R oraz mechanizmów transferu innowacji, szczególnie w obszarach regionalnych inteligentnych specjalizacji,
- 1.2. Rozwój zielonej gospodarki, w tym energetyki przyjaznej środowisku,

- 1.3. Wysoka jakość kształcenia oraz jego powiązanie z regionalnym rynkiem pracy,
- 1.4. Wzmocnienie atrakcyjności inwestycyjnej i powiązań gospodarczych regionu,
- 1.5. Rozwój konkurencyjnego sektora przedsiębiorstw i wsparcie reindustrializacji,
- 1.6. Rozwój potencjału turystycznego,
- 1.7. Konkurencyjne i ekologiczne rolnictwo oraz rozwój produktów regionalnych.

Warto w tym ujęciu rozwinąć Cel operacyjny 1.2., w ramach którego zakłada się kierunki interwencji zakładające m.in. wsparcie i promocję inwestycji OZE, budowę nowoczesnych źródeł rozproszonych, promowanie partnerstw energetycznych (w szczególności klastrów energii), wspieranie przechodzenia na gospodarkę o obiegu zamkniętym czy też promowanie zasad zrównoważonego rozwoju.

Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubuskiego

Dokument stanowi podstawę określającą strukturę zagospodarowania przestrzennego oraz określa ramy dla nowych inwestycji o znaczeniu ponadlokalnym. Obowiązujący w województwie lubuskim PZPWL został uchwalony w 2018 roku i obejmuje w swoich ustaleniach m.in. kierunki polityki i zagospodarowania przestrzennego dotyczące infrastruktury technicznej. W ramach tego obszaru PZWPL wyszczególnia łącznie 12 kierunków:

- 1. Wzrost bezpieczeństwa energetycznego w zakresie energii elektrycznej,
- 2. Wzrost bezpieczeństwa energetycznego w zakresie paliw gazowych,
- 3. Rozbudowa i modernizacja systemu ciepłowniczego,
- 4. Wzrost efektywności energetycznej,
- 5. Rozwój społeczeństwa informacyjnego,
- 6. Wykorzystanie energii wiatru,
- 7. Wykorzystanie energii biomasy i biogazu,
- 8. Wykorzystanie energii wodnej,
- 9. Wykorzystanie energii słonecznej,
- 10. Zapewnienie stałego dostępu do wody przeznaczonej do spożycia o dobrej jakości oraz pełnej obsługi w zakresie odprowadzania i oczyszczania ścieków,
- 11. Zrównoważona gospodarka wodno-kanalizacyjna,
- 12. Rozwój gospodarki odpadami.

Z punktu widzenia stanu transformacji energetycznej należy skupić się na kierunkach o numerach 1, 4, 6, 7, 8 i 9. W zakresie wzrostu bezpieczeństwa energetycznego PZPWL wskazuje na konieczność dalszych inwestycji w źródła wytwórcze (m.in. Elektrownia Gubin) a także kładzie silny nacisk na rozwój sieci elektroenergetycznych (w szczególności sieci przesyłowych). Analizując aspekt efektywności energetycznej, kierunki polityki przestrzennej wyrażone w PZPWL zakładają m.in. ograniczanie strat energii, upowszechnianie i promowanie postaw energooszczędnych a także budowę inteligentnych sieci energetycznych – również w łączności z instalacjami OZE.

Ważnym elementem przy formułowaniu kierunków było wykorzystanie energii wiatru. PZPWL wymienia gminy, w granicach których dostrzega się najkorzystniejsze uwarunkowania do rozwoju energetyki wiatrowej, przy czym nie wyznaczył on granic terenów predysponowanych z uwagi na fakt, iż w momencie sporządzania dokumentu obowiązywała Zasada 10H blokująca możliwość rozwoju tego typu instalacji. Następną technologią uwzględnioną w ramach kierunków PZPWL była energia biomasy i biogazu. Autorzy dokumentu zaznaczają, iż budowa biogazowni może wiązać się z uciążliwościami, w związku z tym należy lokalizować je z dala od zabudowy mieszkaniowej oraz stosować środki minimalizujące. Proponuje się również upowszechnienie produkcji energii z biomasy w ramach mikroinstalacji. W przypadku elektrowni wodnych PZPWL proponuje rozmieszczenie instalacji o niewielkiej mocy (w granicach 1 MW) w lokalizacjach nieczynnych elektrowni lub młynów, gdzie istnieje możliwość odtworzenia potencjału przy niewielkich nakładach inwestycyjnych. W zakresie energetyki solarnej dokument formułuje konieczność budowy wolnostojących instalacji fotowoltaicznych z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań – w szczególności w zakresie ochrony przyrody. Promuje również rozwój mikroinstalacji.

PZPWL to dokument określający kierunki rozwoju przestrzennego oraz dający ramy dla dokumentów planistycznych na poziomie lokalnym. Niemniej, z uwagi na fakt, iż został on uchwalony w 2018 roku, należy rozważyć jego aktualizację, w szczególności ze względu na istotne zmiany w otoczeniu regulacyjnym, zmiany technologiczne oraz w związku ze zmianami uwarunkowań wewnętrznych regionu wpływających na aktualny potencjał transformacji energetycznej.

Analiza stanu realizacji Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego wraz z prognozą rozwoju sektora energetycznego na terenie województwa lubuskiego do 2030 roku

Obecnie obowiązująca Strategia Energetyki Województwa Lubuskiego została uchwalona w 2013 roku. Z punktu widzenia planowania regionalnego należało dokonać aktualizacji opracowania, co odbyło się na mocy uchwały Sejmiku Województwa nr XLVI/726/18 z dnia 18 czerwca 2018 poprzez przyjęcie ww. dokumentu. Głównym celem przyjęcia aktualizacji z 2018 było uwzględnienie zmieniających się realiów społeczno-ekonomicznych, uwarunkowań przestrzennych oraz otoczenia prawnego.

Należy zwrócić uwagę na kilka najważniejszych wniosków wskazanych przez autorów analizy:

- Zarekomendowano utrzymanie celu głównego i celów strategicznych a także kierunków interwencji, przy czym zdecydowano o zaktualizowaniu projektów będących kluczowymi elementami warunkującymi powodzenie.
- Zwrócono uwagę m.in. na zmieniające się otoczenie prawne, w szczególności w zakresie energetyki wiatrowej (w 2016 roku wprowadzono do obiegu tzw. Zasadę 10H w zasadzie uniemożliwiającą lokalizowanie elektrowni wiatrowych w PL).
- Podkreślono konieczność prowadzenia dalszych inwestycji w zakresie przygotowania sieci elektroenergetycznej (przesyłowej i dystrybucyjnej) do wzrastającego udziału energetyki rozproszonej.
- Zwrócono uwagę na rosnący potencjał pozyskiwania energii z biomasy, biogazu, odpadów a także rzek.

Autorzy dokumentu zaproponowali konkretne rekomendacje, które stanowiły podstawę do formułowania kierunków działań w ramach innych opracowań, koncepcji a także strategii podejmujących tematykę transformacji

energetycznej. Niemniej, z uwagi na dezaktualizację części zapisów należy rozważyć dalszą aktualizację lub zastąpienie go zupełnie nowym opracowaniem.

Plan obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO)

Idea planu obszarów przyspieszonego rozwoju OZE wynika z polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, w szczególności działań podejmowanych przez Komisję Europejską w ramach planu REPowerEU oraz nowelizacji dyrektywy RED, których celem jest znaczące przyspieszenie inwestycji w odnawialne źródła energii. W Polsce koncepcja ta jest wdrażana poprzez dostosowanie przepisów krajowych, przede wszystkim ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz regulacji z zakresu planowania przestrzennego i ocen środowiskowych. Z uwagi na to władze województwa lubuskiego są zobligowane do wyznaczenia tego typu obszarów na terenie regionu. Na moment sporządzania niniejszej analizy nie zostały podjęte prace w tym zakresie.

Należy jednak zaznaczyć, iż przygotowanie OPRO musi zostać poprzedzone:

- opublikowaniem *Map potencjału odnawialnych źródeł energii* przez Ministerstwo Środowiska (wykonane pod koniec 2025),
- opublikowaniem *Map wrażliwości przyrody dla województwa lubuskiego* przez Regionalną Dyrekcję Ochrony Środowiska w Gorzowie Wielkopolskim (wykonane w lutym 2026).

Z uwagi na to władze województwa lubuskiego mogły realnie rozpocząć prace nad OPRO dopiero wiosną 2026 roku. Jednocześnie sposób wdrożenia i faktyczne efekty obowiązywania planów obszarów przyspieszonego rozwoju OZE będzie można ocenić dopiero po rozpoczęciu procesów inwestycyjnych na ich podstawie – prawdopodobny horyzont czasowy dla takich działań to rok 2027.

3.3.2. Poziom regionalny – Brandenburgia

Strategia energetyczna 2040

Dokument Energiestrategie 2040 funkcjonuje od sierpnia 2022 roku i stanowi kontynuację przebudowy systemu zaopatrzenia w energię w Brandenburgii, rozpoczętej już w ramach pierwszej strategii energetycznej z 2008 roku, oraz dostosowuje ją do nowych warunków gospodarczych i prawnych. Zgodnie z międzynarodowymi, europejskimi i krajowymi ramami prawnymi Brandenburgia postawiła sobie w tym dokumencie za cel osiągnięcie neutralności klimatycznej w gospodarce i życiu społecznym najpóźniej do 2045 roku. Zdefiniowano cele strategiczne i obszary działania, aby w sposób ukierunkowany wspierać proces transformacji w kierunku neutralnego klimatycznie, przyjaznego dla środowiska, ekonomicznego, bezpiecznego i akceptowanego społecznie zaopatrzenia w energię. Zgodnie z ustaleniami strategii Brandenburgia ma już w 2030 roku swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywać w całości z OZE. Pomimo perspektywy utraty mocy wytwórczych związanych z węglem brunatnym land ten chce pozostać istotnym producentem energii. Głównymi priorytetami polityki energetycznej są transformacja systemu energetycznego i integracja sektorów produkcji, magazynowania i konsumpcji energii.

Strategia energetyczna 2040 opiera się zatem na zróżnicowanym systemie celów ilościowych i jakościowych:

- neutralność klimatyczna i zgodność z zasadami ochrony środowiska,
- efektywność ekonomiczna,
- akceptacja i zaangażowanie,
- bezpieczeństwo dostaw.

Do roku 2030 udział energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej ma wynieść od 42% do 55%, a do roku 2040 ma wzrosnąć do co najmniej 68% (ok. 75 TWh rocznie). Na rok 2030 i 2040 wyznaczono cele szczegółowe opisane w poniższej tabeli.

Tabela 3. Cele krajowe zawarte Energiestrategie 2040 dla Brandenburgii

Sektor	2030			2040		
	TWh	PJ	%	TWh	PJ	%
Energia wiatrowa	28,8	104	21	37,5	135	34
Fotowoltaika	18,0	65	13	33,0	119	30
Bioenergia	22,2	80	16	22,2	80	20
Energia słoneczna	0,2	1	<1	0,3	1	<1
Energia geotermalna	0,8	3	<1	1,1	4	1
Inne	0,1	4	<1	1,4	5	1
Razem	71	257	50	95,5	344	86

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o.

Oznacza to, że w Brandenburgii powinno być dostępne 11,5 GW (2030) i 15 GW (2040) mocy zainstalowanej energetyki wiatrowej oraz 18 GW (2030) i 33 GW (2040) w zakresie fotowoltaiki.

Pod koniec 2023 roku rząd krajowy przyjął katalog 23 działań, które konkretyzują kroki wdrożeniowe niezbędne do osiągnięcia wyznaczonych celów.

Strategia Wodorowa 2021

Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg to dokument w zakresie gospodarki wodorowej przyjęty jako rozwiniecie koncepcji[15] transformacji wschodnioniemieckiej

[15] W czerwcu 2020 r. Brandenburgia wraz z Saksonią i Saksonią-Anhalt ogłosiła „Dokument ramowy wschodnioniemieckich landów węglowych dotyczący rozwoju regionalnej gospodarki wodorowej".

gospodarki z systemu opartego na wykorzystaniu węgla brunatnego w kierunku gospodarki wodorowej. Wodór postrzegany jest w tym kontekście jako kluczowy element transformacji gospodarczej. Strategia poprzez skonkretyzowane 63 działania zajmuje się poniższymi obszarami:

- Produkcja wodoru,
- Przemysłowe wykorzystanie wodoru,
- Zastosowania w transporcie,
- Wykorzystanie wodoru do wytwarzania ciepła,
- Wytwarzanie energii elektrycznej,
- Transport, infrastruktura i magazynowanie wodoru,
- Wsparcie i warunki ramowe.

W dokumencie ustalono prognozowane zapotrzebowanie na energię wodoru na 22,5 TWh – zgodnie z dokumentami federalnymi. Tak duże zapotrzebowanie nie będzie mogło być zrealizowane całkowicie w oparciu o wodór neutralny klimatycznie. W efekcie strategia dopuszcza stosowanie również technologii emisyjnych oraz zakłada produkcję wodoru jedynie z przeznaczeniem na wykorzystanie na terenie landu (brak eksportu) oraz import surowca.

Dokument przechodzi obecnie aktualizację w związku ze zmieniającym się otoczeniem technologiczno-politycznym związanym z intensyfikacją działań w zakresie gospodarki wodorowej. Planuje się aktualizację strategii (H2BB 2.0) do końca 2026 roku.

Brandenburgia wraz z Berlinem tworzą m.in. wspólny rynek wodorowy, a Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Energii kraju związkowego Brandenburgii zleciło wykonanie studium wykonalności w zakresie budowy i rozbudowy sieci transportu wodoru w Brandenburgii. Zakłada ono realizację sieci gazociągów do transportu wodoru w postaci adaptacji istniejącej infrastruktury oraz budowy nowej o długości 687 km do 2030 roku, następnie 198 km do 2035 roku, 68 km do 2040 roku i 149 km do 2045 roku. W końcowym etapie rozbudowy w 2045 r. sieć będzie miała łączną długość około 1 102 km i będzie składać się z około 603 km (54%) przekształconych linii oraz 499 km (46%) nowych tras.

Krajowy Plan Rozwoju Regionu Stołecznego Berlin-Brandenburgia (LEP)

Rozwój energii odnawialnych, a w szczególności przestrzenne zarządzanie wykorzystaniem energii wiatrowej w Brandenburgii, odbywa się w ramach wielopoziomowego systemu prawnego, na który składają się przepisy federalne, ich wdrożenie na poziomie kraju związkowego oraz planowanie regionalne. Podczas gdy rząd federalny ustanawia ramy prawne i wiążące cele w ustawie o zapotrzebowaniu na tereny pod energię wiatrową (WindBG) oraz w kodeksie budowlanym (BauGB), kraj związkowy Brandenburgia konkretyzuje te wytyczne poprzez własne regulacje i przekazuje ich wdrażanie na poziom regionalnych wspólnot planistycznych.

LEP HR to obowiązujący krajowy plan zagospodarowania przestrzennego dla Brandenburgii i Berlina, który obowiązuje od 2019 roku. Na tym poziomie zagospodarowania przestrzennego (krajowy plan rozwoju oraz podległe mu plany regionalne) odbywa się w szczególności sterowanie rozbudową energetyki wiatrowej. Natomiast planowanie i rozbudowa fotowoltaiki odbywa się na poziomie gminnych planów zagospodarowania przestrzennego.

LEP HR określa nadrzędne cele i zasady rozwoju przestrzennego regionu stołecznego. Określenia te obejmują dziewięć obszarów tematycznych; dla rozwoju energii odnawialnej istotny jest w szczególności obszar „Klimat, powodzie i energia".

LEP HR nie wyznacza konkretnych obszarów przeznaczonych na cele energetyczne, lecz przekazuje to zadanie planowaniu regionalnemu. Ustalenie to ma charakter wiążący dla planów regionalnych, które zgodnie z celem 8.2 powinny wyznaczyć obszary służące do przestrzennego zarządzania wykorzystaniem energii wiatrowej. Regionalne wspólnoty planistyczne określają w ten sposób na poziomie regionalnym, na jakich obszarach powinno się wykorzystywać energię wiatrową priorytetowo.

Ustawa o zapotrzebowaniu na powierzchnię pod elektrownie wiatrowe (WindBG)

Kluczową podstawą przyspieszenia rozwoju energetyki wiatrowej jest federalna ustawa o zapotrzebowaniu na tereny pod energetykę wiatrową (WindBG). Zobowiązuje ona kraje związkowe (w tym Brandenburgię) do wyznaczenia w planach zagospodarowania przestrzennego określonej części swojego terytorium na potrzeby wykorzystania energii wiatrowej. Celem jest zapewnienie wystarczającej ilości terenów pod budowę elektrowni wiatrowych, a jednocześnie umożliwienie przestrzennego zarządzania ich wykorzystaniem.

Brandenburska ustawa o celach zagospodarowania przestrzennego (BbgFzG)

Niniejsza ustawa krajowa wdraża na poziomie regionalnych wspólnot planistycznych przepisy federalne zawarte w ustawie o zapotrzebowaniu na tereny pod energetykę wiatrową (WindBG) dotyczące wyznaczania terenów pod energetykę wiatrową. W związku z tym w planach regionalnych do dnia 31 grudnia 2027 roku należy wyznaczyć co najmniej 1,8 % powierzchni regionu, a do dnia 31 grudnia 2032 roku co najmniej 2,2 % powierzchni regionu na potrzeby wykorzystania energii wiatrowej (regionalne cele dotyczące powierzchni). Regionalne wspólnoty planistyczne są zobowiązane do określenia w swoich planach regionalnych co najmniej tych obszarów, które są niezbędne do osiągnięcia regionalnych celów dotyczących powierzchni.

Przepis ten nie oznacza zatem, że na wyznaczonych obszarach automatycznie powstaną elektrownie wiatrowe. Planowanie regionalne tworzy raczej ramy przestrzenne dla wykorzystania energii wiatrowej. Konkretna dopuszczalność poszczególnych elektrowni zależy dodatkowo od przepisów prawa federalnego i krajowego, a także od innych kwestii, takich jak ochrona przed emisjami, ochrona przyrody, ochrona gatunków i ochrona zabytków.

Kodeks Budowlany (BauGB)

Ponieważ elektrownie wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne są obiektami budowlanymi, mają do nich zastosowanie przepisy Kodeksu budowlanego (BauGB). BauGB jest ustawą federalną, która stanowi istotną część ram prawnych dotyczących planowania przestrzennego i w związku z tym ma znaczący wpływ na regionalne możliwości rozwoju i wykorzystania energii odnawialnych. Wynika to przede wszystkim z faktu, że umożliwia się budowę instalacji do wykorzystania energii odnawialnej poza obszarami zabudowanymi, tzw. obszarami pozabudowlanymi (§ 35). Widać to na przykład w przypadku możliwości budowy elektrowni wiatrowych, instalacji wykorzystujących biomasę, instalacji geotermalnych oraz elektrowni wodnych. W pewnych okolicznościach instalacja systemów fotowoltaicznych również zalicza się do projektów uprzywilejowanych na terenach pozamiejskich. Obejmuje to m.in. instalacje wzdłuż ważnych linii kolejowych i autostrad w promieniu 200 metrów od odpowiedniego przebiegu torów lub drogi.

W zakresie wykorzystania energii wiatrowej obowiązują ponadto szczególne przepisy prawa federalnego zgodnie z § 249 BauGB w połączeniu z WindBG (patrz wyżej). Przepisy te łączą skutki prawne wyznaczenia obszarów przeznaczonych pod energię wiatrową z osiągnięciem określonych ustawowo celów dotyczących powierzchni.

W ten sposób BauGB tworzy obowiązujące na terenie całego kraju ramy prawne w zakresie planowania przestrzennego. W Brandenburgii przestrzenne sterowanie wykorzystaniem energii wiatrowej jest w tych ramach konkretyzowane w szczególności poprzez planowanie regionalne. Przy wydawaniu zezwoleń na poszczególne instalacje należy ponadto przestrzegać dalszych przepisów specjalistycznych na szczeblu federalnym oraz kraju związkowego Brandenburgii.

3.3.3. Poziom lokalny – Lubuskie

Obowiązujące w Polsce przepisy w zakresie obszarów odpowiedzialności poszczególnych poziomów administracji samorządowej sprawiają, iż podstawowe ustalenia w zakresie warunków oraz tempa transformacji energetycznej są podejmowane na poziomie lokalnym – poprzez władze gmin. Województwo lubuskie składa się z 82 gmin, w ramach których prowadzone są prace w zakresie planowania rozwoju społeczno-gospodarczego, zagospodarowania przestrzennego oraz sektorowo w obszarach dotyczących transformacji energetycznej (np. zaopatrzenia w ciepło, prąd, gaz a także transportu publicznego). Poziom powiatowy w Polsce nie odpowiada za tego typu, podstawowe zadania, przez co z punktu widzenia chociażby rozwoju energetyki odnawialnej lub ograniczenia emisji jego rola jest marginalna. Z tego względu w niniejszym podrozdziale dokonano syntetycznej analizy podstawowych dokumentów szczebla lokalnego w gminach województwa lubuskiego.

Główne ustalenia wynikające z lokalnych strategii rozwoju

Podstawowymi dokumentami mającymi wpływ na proces transformacji energetycznej polskiej części BB-L OP są strategie rozwoju gmin. Przeprowadzona kwerenda tych dokumentów, obejmująca 82 jednostki samorządu

terytorialnego, pozwoliła na ocenę stopnia ich aktualności, struktury ustaleń oraz podejścia do rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Wszystkie gminy w województwie lubuskim posiadają w obiegu prawnym dokument pełniący funkcję strategii rozwoju, czyli opracowania wskazującego główne wyzwania, cele i kierunki prowadzenia polityki. Niemniej, w kilku przypadkach dokumenty są wyraźnie zdezaktualizowane (uchwalone przed 2010 rokiem, z horyzontem przed 2020) lub są ewidentnie powtarzalne względem siebie (brak indywidualizacji na etapie sporządzania dokumentu). W dokumentach tych silnie eksponowane są:

- w sferze społecznej:
  - poprawa dostępu do podstawowych usług publicznych i poprawa jakości życia mieszkańców (żłobki, przedszkola, aktywizacja seniorów, ochrona zdrowia),
  - przeciwstawianie się negatywnym trendom demograficznym,
  - zapewnienie bezpieczeństwa publicznego (działania w obszarze wsparcia służb mundurowych itp.),
  - poprawa jakości kształcenia celem budowy kompetencji najmłodszego pokolenia,
  - wsparcie inicjatyw zmierzających do poprawy komfortu życia osób ze szczególnymi potrzebami,
- w sferze gospodarczej:
  - promocja gmin w zakresie lokowania działalności gospodarczej w tym przygotowanie terenów rozwojowych,
  - wsparcie małych i średnich przedsiębiorstw poprzez transfer środków a także specjalistyczne usługi otoczenia biznesu, np. consulting,
  - tworzenie marki turystycznej poprzez działania promocyjne oraz przygotowanie infrastruktury dedykowanej turystyce i rekreacji,
- w sferze infrastrukturalnej:
  - poprawa stanu infrastruktury komunikacyjnej (szczególnie drogowej),
  - zwiększenie dostępności transportowej w transporcie publicznym (budowa i remonty punktów przesiadkowych, organizacja linii transportu zbiorowego),
  - rozbudowa systemów infrastruktury technicznej – przyłączenie nowych terenów do sieci elektroenergetycznej, kanalizacyjnej, telekomunikacyjnej, wodociągowej, gazowej.

Tym niemniej jednym z głównych aspektów celów i kierunków interwencji było zorganizowanie działań w zakresie ochrony środowiska naturalnego, przyspieszenia procesu transformacji energetycznej oraz wzmocnienia roli OZE także na poziomie odbiorców indywidualnych. W tym zakresie ustalenia w zakresie upowszechnienia instalacji energii odnawialnej w strategiach rozwoju gminy dotyczą aż 58 na 82 gminy w województwie lubuskim (71%). W pozostałych przypadkach kwestie związane z ochroną środowiska występowały najczęściej, lecz nie znaleziono jednoznacznych odniesień co do promocji (wdrażania) OZE na szeroką skalę. Pokazuje to jasno, iż większość samorządów lokalnych widzi konieczność podejmowania systemowych starań celem współuczestnictwa

w procesie transformacji energetycznej. Należy również zaznaczyć, że w przypadku kilkunastu gmin trwają prace przygotowawcze do uchwalenia nowego dokumentu kierunkowego. W ramach analiz uwzględniono również projekty strategii przekazane do konsultacji publicznych. Obserwując założenia oraz ustalenia zawarte w projektach, widać, iż każdy samorząd opracowujący nową strategię rozwoju uwzględnia wyzwania oraz konieczność interwencji w obszarach bezpośrednio powiązanych z transformacją energetyczną.

Główne cele i kierunki zamieszczane w strategiach rozwoju gmin, dotyczące obszaru transformacji energetycznej (a w szczególności instalacji OZE), można syntetyzować do:

- Rozwoju energetyki prosumenckiej (indywidualnej) – wsparcie mikroinstalacji,
- Ograniczenia emisyjności i poprawa jakości powietrza – wymiana źródeł ciepła na nowoczesne, rozwój ciepła systemowego opartego o OZE, termomodernizacja, OZE w obiektach użyteczności publicznej,
- Rozwój energetyki OZE – wyznaczanie terenów pod PV i farmy wiatrowe,
- Lokalizacja OZE na terenach rolnych – integracja produkcji energii z działalnością rolniczą (agrofotowoltaika, biogazownie, biometanownie),
- Rozwój infrastruktury energetycznej – inteligentne sieci, magazynowanie energii, remonty sieci,
- Wzmocnienie współpracy między samorządami w zakresie lokalnych wspólnot energetycznych – tworzenie klastrów i grup zakupowych.

Główne ustalenia wynikające z lokalnych dokumentów sektorowych z zakresu energetyki

Wcześniej omówione strategie rozwoju gminy, będące podstawą wszelkich procesów rozwojowych na poziomie lokalnym, a także wyznacznikiem m.in. dla aktów planowania przestrzennego (omówionych w dalszej części rozdziału), pozwalają osiągnąć istotny efekt w zakresie stymulowania procesu transformacji energetycznej, również w skali makro. Nieco odmienny charakter mają sektorowe dokumenty gminne, takie jak plany gospodarki niskoemisyjnej, plany zaopatrzenia w ciepło czy też obecnie już nieco archaiczne – strategie proekologicznego rozwoju.

Plan gospodarki niskoemisyjnej to dokument gminny o charakterze strategicznym w zakresie możliwości ograniczenia negatywnego wpływu na stan powietrza a także zmniejszenia zużycia energii. Z założenia obejmuje cele, zadania (w tym inwestycje) oraz wskaźniki monitorowania. Nie jest to opracowanie wykonywane obligatoryjnie – gminy wykorzystują go jako instrument do pozyskiwania środków inwestycyjnych z funduszy unijnych, najczęściej w zakresie Polityki Spójności UE wdrażanej w Polsce w ramach regionalnych programów operacyjnych. Gminy województwa lubuskiego powszechnie wdrożyły te dokumenty około 2021 roku celem ubiegania się o finansowanie w ramach perspektywy finansowej 2021–2027.

Nieco inny charakter prezentują plany zaopatrzenia w ciepło. Założenia do planu stanowią obowiązkowy element polityki energetycznej dla każdej gminy. Podstawą ich sporządzenia jest Ustawa Prawo Energetyczne. Ustalenia planu są ściśle techniczne i dotyczą poszczególnych elementów infrastruktury systemu energetycznego. W przypadku gmin województwa lubuskiego podstawowymi obszarami ujmowanymi w ramach planów zaopatrzenia w ciepło są ustalenia dot. konieczności rozwoju OZE, modernizacji systemów ciepłownictwa

(w szczególności wykorzystania wysokosprawnych źródeł oraz kogeneracji), dalszej gazyfikacji – szczególnie na terenach wiejskich, wzmocnienia efektywności sieci oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł energii a także konieczności modernizacji i rozbudowy infrastruktury energetycznej, w szczególności na obszarach poddanych zwiększonej presji inwestycyjnej.

Pozostałe dokumenty, takie jak np. strategie proekologicznego rozwoju czy też strategie ponadlokalne, również często odnoszą się do transformacji energetycznej jako jednego z głównych procesów wpływających na poprawę jakości życia mieszkańców, zwiększenia konkurencyjności lokalnej gospodarki czy też zwiększenia bezpieczeństwa w ujęciu lokalnym. Należy jednak zaznaczyć, że mają one mniejszy wpływ na obszar planowania przestrzennego, który jest kluczowy pod kątem przyrostu mocy zainstalowanych w technologii OZE. Dlatego też, w kontekście omówienia otoczenia regulacyjnego na poziomie lokalnym, należy skupić się właśnie na dokumentach planistycznych.

OZE w gminnych aktach planistycznych

Podobnie jak w przypadku horyzontalnego planowania rozwoju, aspekt przestrzenny w Polsce określany jest na poziomie samorządu gminnego. Ważnym kontekstem polityki przestrzennej na poziomie lokalnym jest trwająca reforma systemu planowania przestrzennego, zakładająca, iż do 31 sierpnia 2026 wszystkie gminy uchwalą nowe prawo lokalne – tzw. plan ogólny. Dokument ten ma stanowić podstawę dla wydawania decyzji oraz projektowania szczegółowych, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. W tym ujęciu zastąpi on dotychczasowe studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. Z uwagi na fakt, iż niniejsze opracowanie sporządzane jest w trakcie procesu konwersji na ww. plany ogólne, tylko kilka jednostek samorządu terytorialnego w województwie lubuskim posiada uchwalony dokument (3), natomiast znaczna część opublikowała już projekty i proceduje je na kolejnych etapach formalnych (45). Na koniec marca 2026 stwierdzono również, że 34 gminy nie opublikowały jeszcze projektów swoich planów ogólnych. Z tego względu zdecydowano się oprzeć analizę wpływu podstawowych aktów planistycznych na obecny stan i perspektywy transformacji energetycznej o dostępne w oficjalnym obiegu, uchwalone oraz przygotowywane plany ogólne gmin, a w przypadku braku publikacji tego dokumentu – o obowiązujące studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego.

Przeprowadzona kwerenda opisywanych dokumentów pozwoliła na wyszczególnienie terenów, które władze gmin planują przeznaczyć na lokalizację instalacji OZE. Z uwagi na specyfikę systemu elektroenergetycznego polskiej części Wspólnoty (niewspółmiernie wysoka podaż mocy zainstalowanej w PV) głównym obszarem inwestycyjnym, który dotychczas nie został wykorzystany jest energetyka wiatrowa. W ramach projektów planów ogólnych gmin wskazano 618 terenów elementarnych przeznaczonych dla lokalizowania elektrowni wiatrowych w 24 gminach. Co ważne, jednostkowa powierzchnia tych terenów była bardzo zróżnicowana – od ok. 1 ha do 2 000 ha. Takie rozbieżności wynikają w głównej mierze z indywidualnego podejścia projektantów do uwzględniania uwarunkowań wpływających na sposób wyznaczania obszarów funkcjonalnych, nie należy ich jednak utożsamiać z docelowym potencjałem inwestycyjnym terenów, gdyż nie określa się w ich granicach parametrów takich jak maksymalna liczba turbin wiatrowych, maksymalna wysokość, średnica rotora czy moc. Uszczegółowienie odbywa się na poziomie

miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, przy uwzględnieniu dodatkowych, szczegółowych uwarunkowań i analiz. Podobnie wygląda sytuacja obszarów potencjalnej lokalizacji elektrowni wiatrowych wyznaczonych w ramach studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. W województwie lubuskim stwierdzono występowanie 22 obszarów tego typu w siedmiu gminach. Miały one również silnie zróżnicowaną powierzchnię (od 1,2 ha do 492,2 ha). Należy przy tym zaznaczyć, iż studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego w przypadku gmin, które nie opublikowały jeszcze swoich projektów planów ogólnych, były silnie zdezaktualizowane. Dlatego też tereny pod energetykę wiatrową wskazywane w tych dokumentach mogą nie odpowiadać współczesnym standardom lokalizacji tych obiektów. Uszczegółowienie, ocena charakteru oraz możliwości realizacji instalacji na tych terenach zostaną przeprowadzone w rozdziałach 4 i 5.

Łączna powierzchnia terenów umożliwiających realizację projektów z zakresu energetyki wiatrowej w województwie lubuskim na podstawie obowiązujących i projektowanych planów ogólnych a także obowiązujących studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego wyniosła **42 718** ha. Wartość ta będzie podlegała korekcie przez cały 2026 rok w miarę uchwalania przez Rady Gminy kolejnych planów ogólnych, a co za tym idzie wygaszania dotychczasowych studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego.

Pod kątem innych form OZE, takich jak biogazownie, elektrownie słoneczne a także elektrownie wodne, można zauważyć znacznie bardziej swobodne określanie możliwości ich lokalizowania w projektach planów ogólnych gmin oraz częste występowanie tych ustaleń jako opisowych wskazań w tekstach studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. Częstym rozwiązaniem w gminach województwa lubuskiego przy sporządzanych planach ogólnych jest wyznaczenie znacznych areałów obejmujących niemal całe sołectwa celem umożliwienia na tym terenie rozwoju wskazanych technologii OZE. Praktyka urbanistyczna oraz skala zrealizowanych inwestycji, szczególnie fotowoltaicznych, na przestrzeni ostatnich lat wskazuje na większą akceptację społeczną dla tych rozwiązań aniżeli dla energetyki wiatrowej. Z tego względu wyznaczanie obszarów dla możliwego rozwoju opisywanych technologii jest wyraźnie łatwiejsze pod kątem formalnym (np. w zakresie uzgadniania z organami specjalistycznymi). Warto nadmienić, że docelowe rozmieszczenie farm fotowoltaicznych, biogazowni i innych instalacji nie odbywa się na poziomie planu ogólnego czy też studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. Proces inwestycyjny wymaga przeprowadzenia dokładnych analiz w ramach procedury sporządzenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub wydania odpowiedniej decyzji lokalizacyjnej, gdzie określane są przybliżone parametry instalacji.

3.3.4. Poziom ponadlokalny – Brandenburgia Wschodnia

W Brandenburgii funkcjonuje pięć regionalnych wspólnot planistycznych. Są to podmioty, które odpowiadają za przygotowywanie planów regionalnych. Regionalna wspólnota planistyczna konkretyzuje ustalenia planów

zagospodarowania przestrzennego na poziomie regionu i określa pożądany rozwój przestrzenny, łącząc wymagania i ustalenia planowania krajowego oraz interesy społeczności lokalnych. Dwie regionalne wspólnoty planistyczne obejmują Brandenburgię Wschodnią. Regionalna Wspólnota Planistyczna Oderland-Spree w całości znajduje się w granicach Brandenburgii Wschodniej i obejmuje powiaty Märkisch-Oderland i Oder-Spree oraz miasto Frankfurt (Oder). Południową część Brandenburgii Wschodniej zajmuje Regionalna Wspólnota Planistyczna Lausitz-Spreewald, w skład której wchodzą powiat Spree-Neiße oraz miasto Cottbus, a pozostałe trzy powiaty należące do tej wspólnoty leżą już poza Brandenburgią Wschodnią. Planowanie formalne obejmuje sporządzanie, aktualizację, zmianę i uzupełnianie planów regionalnych (zintegrowanych) oraz częściowych planów regionalnych dotyczących przedsięwzięć mających znaczenie dla zagospodarowania przestrzennego. Przykładem tego typu planów są np. merytoryczne plany częściowe w zakresie wyznaczania obszarów rozwoju OZE.

W momencie tworzenia niniejszej analizy obie regionalne wspólnoty planistyczne były na podobnym etapie wdrażania zmiany planów regionalnych. Opracowywały one projekty merytorycznych planów częściowych. Wspólnota Oderland-Spree aktualizowała plan „Energia odnawialna", a Wspólnota Lausitz-Spreewald aktualizowała plan „Wykorzystanie energii wiatrowej". Oba postępowania były na końcowym etapie prac, posiadając raport o oddziaływaniu na środowisko i zostały poddane konsultacjom publicznym. Mimo że nie były to jeszcze obowiązujące plany, są na tyle dojrzałe, że uznano za zasadne omówić ich ustalenia w zakresie OZE zamiast planów częściowych jeszcze obowiązujących, bo należało się spodziewać ich nieodległego wejścia w życie. W trakcie finalizacji prac nad niniejszą ekspertyzą wspólnota planistyczna Oderland-Spree uchwaliła przedmiotowy plan.

Drugi merytoryczny plan częściowy „Energia odnawialna" dla regionu Oderland-Spree

W ramach częściowego planu „Energia odnawialna" dla regionu Oderland-Spree wyznaczono obszary priorytetowe dla wykorzystania energii wiatrowej (VR WEN) jako cele zagospodarowania przestrzennego. Obszary te są przeznaczone na realizację lądowych elektrowni wiatrowych i w ich granicach wyklucza się inne funkcje i przeznaczenia mające znaczenie dla zagospodarowania przestrzennego, o ile nie są one zgodne z wykorzystaniem energii wiatrowej. Dla wyznaczonych obszarów obowiązuje zasada „rotor-out", co oznacza, że w granicach obszaru musi znajdować się wieża elektrowni, ale łopaty wirnika mogą wychodzić poza jej granice.

Plan wyznacza 35 obszarów VR WEN o łącznej powierzchni 9 854 ha, co stanowi 2,2% powierzchni wspólnoty. Obszary te wyznaczono zarówno na przestrzeniach, na których już obecnie są zlokalizowane elektrownie wiatrowe, jak i obszary bez takiego zagospodarowania. W obszarach VR WEN znajduje się 396 z 570 instalacji na terenie wspólnoty (69,4% istniejących instalacji). Taki stan rzeczy wynika ze znacznych możliwości repoweringu. Plan uznaje, że w najbliższych latach kluczową rolę odegra właśnie wymiana istniejących elektrowni na nowoczesne i wydajniejsze instalacje. Z punkty widzenia zagospodarowania terenu w ramach obszarów priorytetowych występują głównie tereny użytkowane rolniczo oraz tereny leśne.

Gminy regionu planistycznego Oderland-Spree mają możliwość, oprócz obszarów VR WEN, wyznaczenia dalszych obszarów energii wiatrowej w ramach gminnego planu zagospodarowania przestrzennego. Gminne plany

zagospodarowania przestrzennego wyznaczane w granicach obszarów VR WEN nie mogą zawierać limitów wysokościowych dla nowych elektrowni wiatrowych.

Ponieważ wyznaczanie fotowoltaicznych instalacji naziemnych jest kompetencją gminnych planów zagospodarowania przestrzennego, plan częściowy „Energia odnawialna" dla regionu Oderland-Spree nie wyznacza dla nich obszarów, a jedynie tekstowe ustalenia. Tworzą one zasady zagospodarowania przestrzennego, które to należy uwzględniać jako wytyczne dla późniejszych decyzji na poziomie gminnego planowania przestrzennego. Składają się one z kryteriów planowania o trzystopniowym charakterze, a właściwą metodyką ich wyznaczania jest spełnienie co najmniej jednego kryterium pozytywnego przy braku występowania kryteriów negatywnych. Kryteria pozytywne do wyboru terenów pod naziemne instalacje fotowoltaiczne to:

- PK 01 Obszary konwersji i składowiska odpadów,
- PK 02 Obszary o krajobrazie silnie ukształtowanym przez infrastrukturę techniczną,
- PK 03 Pobocza torów kolejowych,
- PK 04 Pobocza autostrad federalnych,
- PK 05 Pomocnicze strefy ruchu regionalnych portów lotniczych,
- PK 06 Tereny po użytkowaniu jako tereny działalności gospodarczej i przemysłowej,
- PK 07 Tereny działalności gospodarczej i przemysłowej,
- PK 08 Gleby w niewielkim stopniu odporne na warunki klimatyczne i gleby o niskiej bonitacji,
- PK 09 Zrealizowane farmy wiatrowe,
- PK 10 Zdolność do integracji sieciowej.

Kryteria negatywne wyboru terenów pod naziemne instalacje fotowoltaiczne to:

- NK 01 Obszary osadnicze i obszary prawomocnych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego z przeznaczeniem pod obszary mieszkalne i wielofunkcyjne,
- NK 02 Strefa odstępu od obszarów osadniczych i innego użytkowania chronionego,
- NK 03 Powódź 100-letnia HQ100 oraz ustanowione obszary zalewowe,
- NK 04 Obszar priorytetowy korytarza terenów otwartych Krajowego Planu Rozwoju Regionu Stołecznego Berlin-Brandenburgia (LEP HR) ,
- NK 05 Rezerwaty przyrody ,
- NK 06 Europejskie obszary siedlisk fauny i flory,
- NK 07 Ustawowo chronione biotopy,
- NK 08 Gleby torfowe zbliżone do naturalnych,
- NK 09 Strefy ochronne I i II obszarów ochrony wody pitnej,
- NK 10 Naturalne wody powierzchniowe,
- NK 11 Obszary leśne,

- NK 12 Powierzchniowe pomniki przyrody i chronione elementy krajobrazu,
- NK 13 Tereny operacyjne lotnisk regionalnych,
- NK 14 Tereny wojskowe, do których wstęp jest zabroniony,
- NK 15 Gleby o wysokim stopniu spełnienia swojej funkcji glebowej – gleby szczególnie odporne na zmiany klimatu i gleby o wyższej bonitacji,
- NK 16 Obszary priorytetowe wykorzystania energii wiatru,
- NK 17 Obszary o cennym krajobrazie zgodnie z LaPro,
- NK 18 Obszary w parkach przyrody i rezerwatach biosfery.

Jednocześnie warunkuje się powierzchnię wyznaczanych terenów pod elektrownie fotowoltaiczne na niemniejsze niż 15 ha oraz niewiększe niż 200 ha. Istotnym aspektem są ogólne kierunkowe zapisy w zakresie fotowoltaiki w formie elektrowni pływających na powierzchni jezior oraz współwykorzystania przestrzeni na produkcję energii elektrycznej z instalacji PV oraz produkcji rolnej (agrofotowoltaika).

2. Projekt merytorycznego planu częściowego „Wykorzystanie energii wiatrowej" dla regionu Lausitz--Spreewald

Plan ten również wyznacza projektowane obszary priorytetowe dla wykorzystania energii wiatrowej (VR WEN). W granicach powiatów Spree-Neiße oraz miasta Cottbus wyznaczono 13 takich obszarów o łącznej powierzchni 3 547,8 ha. Podobnie jak w przypadku regionu Oderland-Spree, również tutaj określono w taki sposób tereny VR WEN, aby wykorzystać proces repoweringu, gdyż 9 z 13 obszarów jest już obecnie zagospodarowanych w całości lub częściowo jako tereny elektrowni wiatrowych. Jednocześnie jako obszary priorytetowe wskazano tutaj tereny pogórnicze lub/i leśne. Obszary te mają podobny cel i wpływ na gminne plany zagospodarowania przestrzennego co w przypadku wcześniej omawianego planu częściowego. Kryteriami, jakimi kierowano się przy wyznaczaniu obszarów VR WEN są: obecność istniejących lub zatwierdzonych do budowy elektrowni wiatrowych, wytyczne gminnych planów zagospodarowania przestrzennego dotyczące wykorzystania energii wiatrowej oraz zainteresowanie gmin w zakresie planowania terenów elektrowni wiatrowych.

Podsumowując, w Brandenburgii Wschodniej planowanych jest 48 obszarów priorytetowych dla wykorzystania energii wiatrowej (VR WEN) o łącznej powierzchni blisko **13 402** ha. Większość z tych terenów jest związana z demontażem istniejących elektrowni wiatrowych i budową nowych bardziej efektywnych generatorów najczęściej w połączeniu ze zwiększeniem powierzchni obszaru farmy wiatrowej, co ma wydatnie podnieść potencjał produkcyjny w zakresie OZE. Regionalne dokumenty planistyczne nie pozwalają jednak wskazać, ile będzie realizowanych elektrowni wiatrowych, a co za tym idzie, jaka będzie planowana zainstalowana moc tych urządzeń.

Regionalne koncepcje energetyczne

Obydwie regionalne wspólnoty planistyczne w 2021 roku zaktualizowały swoje regionalne koncepcje energetyczne. Celem aktualizacji było sporządzenie podsumowania dotychczas osiągniętych celów i działań w ramach regionalnego zarządzania energią, przedstawienie aktualizacji potencjału energii odnawialnej do 2030 roku,

określenie głównych zadań i obszarów działania regionalnego zarządzania energią. W aktualizacji zweryfikowano i zaktualizowano potencjał w zakresie wytwarzania energii, a ponadto wskazano możliwości oszczędności energii w poszczególnych sektorach zużycia. Tematy i obszary działania, które zyskały na znaczeniu w wyniku zmian społecznych, politycznych, technologicznych lub przesunięcia priorytetów w regionalnym zarządzaniu energią, zostały włączone do aktualizacji. Wzmocniono między innymi obszar transportu, a obszar budynków zyskał większą uwagę, zaś kwestie związane ze zużyciem energii oraz efektywnością energetyczną w aktualizacji zostały szerzej omówione i uwzględnione w działaniach. Głównymi obszarami pozostają doradztwo dla powiatów i gmin w regionie oraz działania informacyjne mające na celu promowanie transformacji energetycznej. W aktualizacjach dążono do ujednolicenia koncepcji, co ułatwia współpracę między regionami i pozwala wykorzystać efekt synergii.

4. ROLA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ OBSZARU BRANDENBURSKO - LUBUSKIEGO

Sektor energetyczny, a w szczególności wytwarzanie energii elektrycznej, podlega dynamicznym zmianom zarówno w Unii Europejskiej, jak i na całym świecie. Można wyróżnić w zasadzie dwa czynniki determinujące obecnie obserwowany proces. W pierwszej kolejności zauważyć należy rosnące potrzeby energetyczne powiązane bezpośrednio z tempem rozwoju gospodarczego opartego w coraz większym stopniu o nowoczesne rozwiązania technologiczne przy wzrastającej liczbie ludności. Z drugiej strony natomiast widoczny wpływ człowieka na środowisko i płynący za nim międzynarodowy konsensus co do konieczności jego ograniczenia sprawiają, iż coraz większe znaczenie ma zmniejszenie udziału paliw kopalnych we wszelkich procesach gospodarczych. Przekłada się to zarówno na masową elektryfikację w różnych dziedzinach działalności człowieka (np. transport, ogrzewanie) a także wzrost udziału OZE w miksie energetycznym.

4.1. ENERGETYKA ODNAWIALNA W POLSCE I W NIEMCZECH

Za tło dla analiz szczegółowych BB-L OP posłużyły dane wyjściowe w zakresie produkcji i wykorzystania energii wytworzonej zarówno ze źródeł odnawialnych, jak i konwencjonalnych. Pod tym względem uwarunkowania krajowe są istotnie różne. W przypadku Niemiec łączna moc zainstalowana netto obecnie eksploatowana w systemie elektroenergetycznym wg danych Eurostat za rok 2024 wyniosła 266,3 GW, podczas gdy w Polsce odnotowano 68,8 GW mocy. Wartym zaznaczenia jest udział energetyki prosumenckiej (wg nomenklatury Eurostat – *autoproducers*), który w Polsce osiągnął poziom 33% ogólnej mocy zainteresowanej (przy bardzo szybkim wzroście od 6% w roku 2015), natomiast w Niemczech ten wskaźnik był niższy – 24% w 2024 roku.

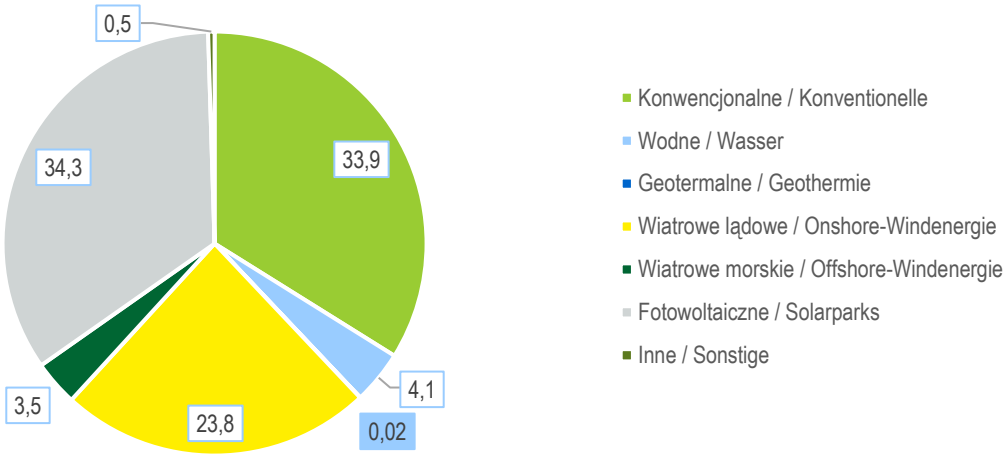
W zakresie struktury mocy zainstalowanej system niemiecki charakteryzuje się przeważającym udziałem OZE. Łącznie technologie fotowoltaiczna, wiatrowa (lądowa i morska), wodna i geotermalna obejmują 176,2 GW mocy, co daje łącznie **66,1%** udziału. Pod tym względem technologie konwencjonalne[16] (cieplne) odpowiadają jedynie za 33,9%. Należy zwrócić uwagę również na fakt, iż w 2023 roku wygaszono ostatnie bloki jądrowe, co spowodowało, że w strukturze mocy dyspozycyjnych nie odnotowuje się już tej technologii.

Polski system wyraźnie różni się w tym przypadku od niemieckiego. Udział mocy konwencjonalnych jest wyraźnie wyższy – wraz ze źródłami klasyfikowanymi jako „inne" przekracza 50%. Pokazuje to, jak znaczącą rolę odgrywają w Polsce źródła dyspozycyjne, głównie oparte o spalanie węgla, przy czym zauważa się powolne przekształcanie sektora w kierunku innych paliw, np. gazu ziemnego. Moc zainstalowana w OZE osiągnęła w 2024 udział na poziomie **49,6%** (34,2 GW), gdzie największy udział prezentuje fotowoltaika (31,5%; 21,7 GW) oraz lądowa

[16] Klasyfikacja wg zbioru Eurostat pn. *nrg_inf_epc* w zakresie mocy zainstalowanej wg grup paliw oraz operatorów, w tym układzie biogaz, biomasa oraz spalanie śmieci są zaliczane do materiałów palnych (combustible), szczegółowe rozróżnienie w dalszej części rozdziału na podstawie danych w zakresie OZE.

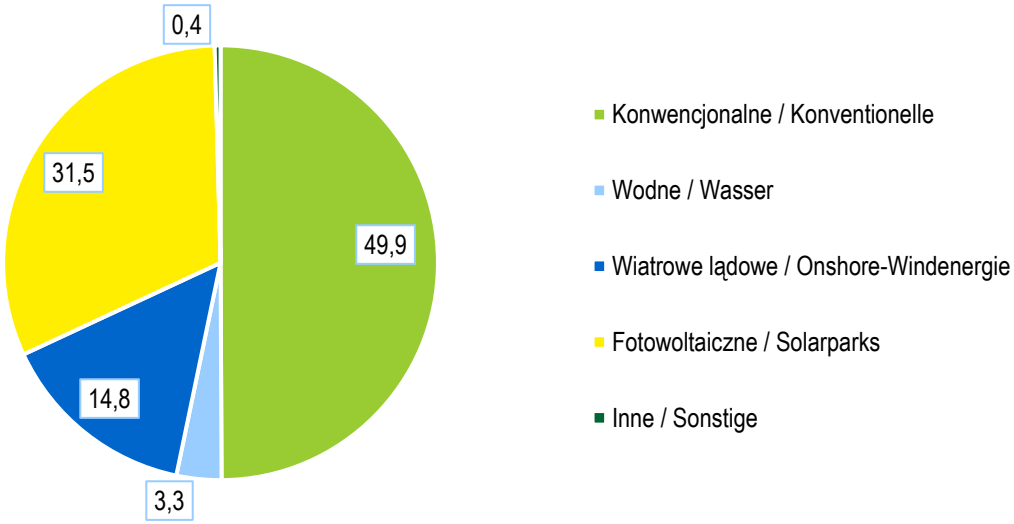
energetyka wiatrowa (14,8%; 10,2 GW). Aktualnie w Polsce trwają prace nad uruchomieniem pierwszych siłowni wiatrowych offshore, aczkolwiek rozpoczęcie pracy tej technologii planuje się na lata 2026–2030 i później.

Wykres 5. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w Niemczech w 2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Wykres 6. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w Polsce w 2024



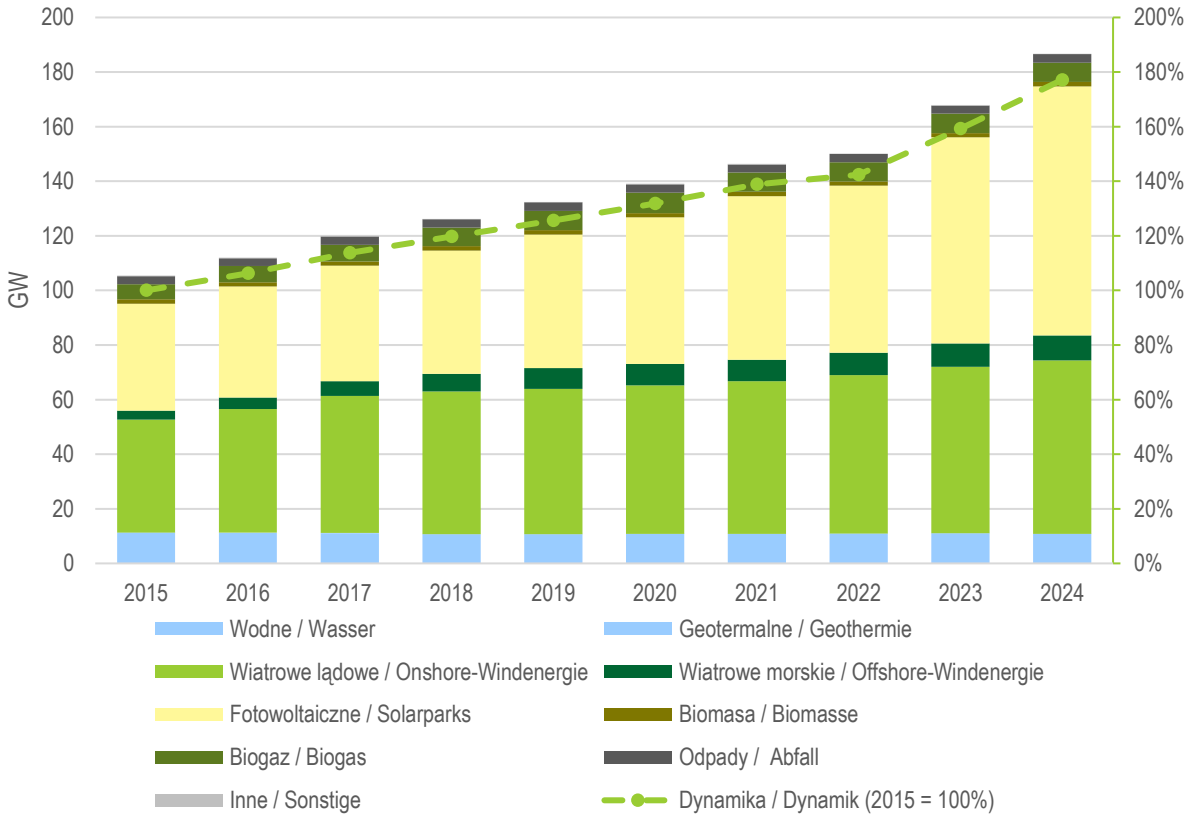
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Analizując dane w zakresie udziału mocy zainstalowanej w segmencie OZE, należy zwrócić uwagę, iż Eurostat agreguje te informacje w ramach klasyfikacji dla źródeł odnawialnych oraz wykorzystania energetycznego odpadów (*electricity production capacities for renewables and wastes*). Dzięki temu możliwe było oddzielenie mocy zainstalowanych w ramach technologii wykorzystania biogazu, biomasy oraz odpadów w procesie energetycznym od źródeł konwencjonalnych (cieplnych) opisanych powyżej. Pod tym kątem sytuacja niemieckiego systemu energetycznego charakteryzowała się stopniowym wzrostem segmentu OZE od 2015 z poziomu 105,4 GW mocy zainstalowanej do 150,2 GW w 2022 oraz następnie widocznego przyspieszenia w latach 2023–2024, by ostatecznie osiągnąć 186,8 GW. Odzwierciedlenie tej sytuacji stanowiły poziomy wskaźnika dynamiki wzrostu przy

wartości bazowej na rok 2015. W latach 2015–2022 wzrost wskaźnika oscylował w granicach 3–8 pp., po czym w 2023 doszło do przyrostu na poziomie 17 pp., a w 2024 – 18 (177% względem 2015).

Warto zwrócić uwagę na widoczną **dominację technologii fotowoltaicznej**. W latach 2015–2024 wzrost mocy zainstalowanej w tym segmencie wyniósł 52,0 GW, osiągając ostatecznie 91,2 GW. Przełożyło się to na ponad dwukrotny przyrost tego rodzaju instalacji w wolumenie mocy zainstalowanej (wartości wskaźnika dynamiki w zakresie 104% dla 2016 i 233% dla 2024 względem roku bazowego). Pod kątem skali wzrostu w ujęciu procentowym porównywalne wartości osiągnął również sektor morskiej energetyki wiatrowej, gdzie względem wartości bazowej z 2015 w 2024 odnotowano dynamikę na poziomie 279%, przy czym należy wspomnieć, iż realna moc zainstalowana w tej technologii wyniosła od 3,3 GW do 9,2 GW wg najnowszych danych. Istotny wzrost zaliczyła również lądowa energetyka wiatrowa. Nominalna moc zainstalowana w tej technologii w 2015 wynosiła 41,3 GW i do 2024 odnotowała przyrost do poziomu 63,5 GW, co odpowiada dynamice na poziomie 154% względem roku bazowego. Pozostałe składowe systemu elektroenergetycznego utrzymywały stałe wartości lub odnotowywały stabilne, aczkolwiek niewielkie wzrosty. Za dobry przykład posłużyć może biogaz, który z poziomu 5,6 GW mocy zainstalowanej w 2015 odpowiadał w 2024 roku za 7,1 GW mocy w systemie niemieckim. Dynamika w tym układzie wyniosła 127% w 2024 względem roku bazowego, czyli wyraźnie poniżej ogólnej średniej (177%).

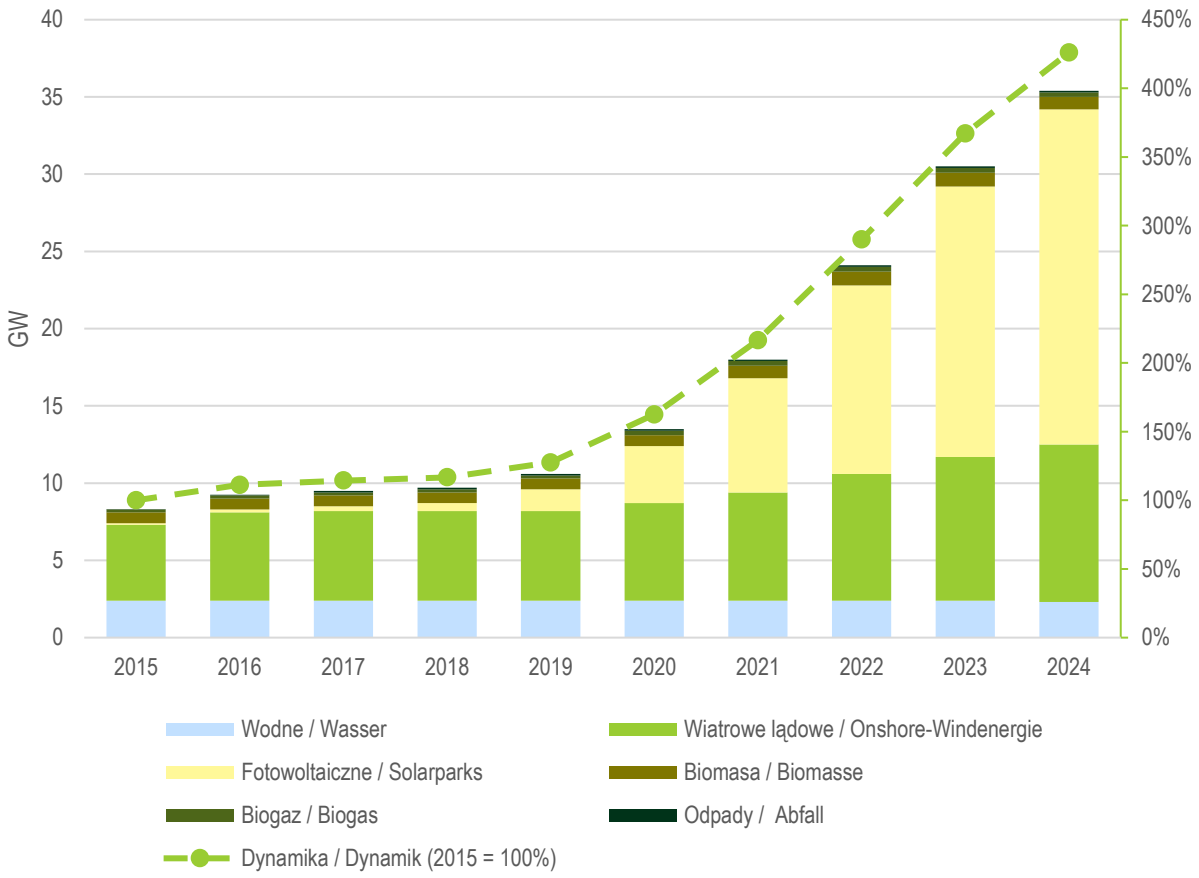
Wykres 7. Moc zainstalowana w OZE w Niemczach w latach 2015–2024 oraz dynamika wzrostu względem roku bazowego (2015 = 100%)



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Łączna moc zainstalowana segmentu OZE wg danych Eurostat w Polsce w 2024 wyniosła 35,4 GW. Należy zaznaczyć, iż jej przyrost w latach 2015–2024 nie był liniowy. Wyraźnie można wydzielić okres 2020–2024, w którym doszło do radykalnego przyspieszenia oddawania nowych mocy w segmencie OZE. Obserwując dynamikę względem bazowego 2015, przed 2020 notowano 3–11 pp. wzrostu (111%–128%), po czym nastąpiło radykalne podniesienie wartości do 162%–426%.

Wykres 8. Moc zainstalowana w OZE w Polsce w latach 2015–2024 oraz dynamika wzrostu względem roku bazowego (2015 = 100%)



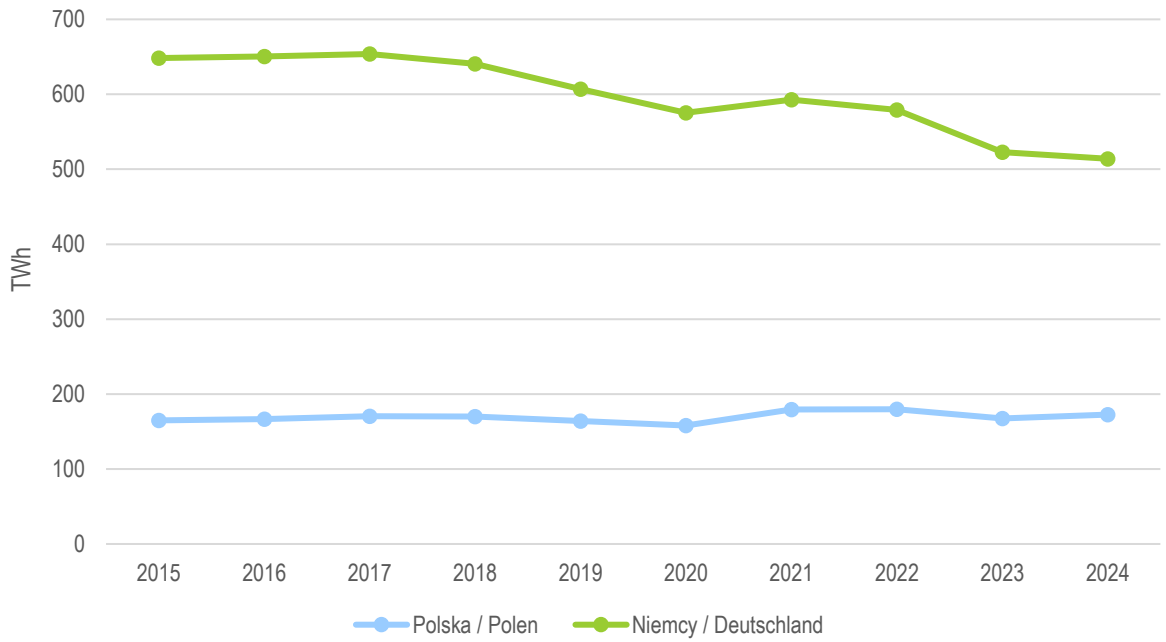
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Realny wzrost mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym Polski wiąże się głównie z **gwałtownym rozwojem technologii fotowoltaicznej**. W roku 2015 w systemie funkcjonowało zaledwie 0,1 GW mocy w tej technologii, w 2020 wartość ta wzrosła do 3,7 GW, natomiast wartość z 2024 wyniosła 21,7 GW. Pokazuje to drogę tej składowej miksu energetycznego – od całkowitego marginesu do realnego uzupełnienia struktury systemu w Polsce. Z drugiej strony na tempo rozwoju fotowoltaiki w analizowanym okresie miał również wpływ swoisty **paraliż rozwojowy** projektów w lądowej energetyce wiatrowej, który skutecznie uniemożliwił szybki przyrost mocy zainstalowanej w segmencie OZE (lata 2016–2023). Odzwierciedleniem tej sytuacji są dane – w 2015 łączny wolumen elektrowni wiatrowych na lądzie wyniósł 4,9 GW, w 2017 wzrósł nieznacznie – do 5,8 GW, w 2020 – do 6,3 GW, by w 2024 roku osiągnąć 10,2 GW. Realnie wzrost względem roku bazowego dla tej technologii był

dwukrotny, przy czym przyspieszenie nastąpiło dopiero w latach 2022–2024 (dynamika względem 2014 odpowiednio 167%, 190%, 208%), przy czym ten efekt został uzyskany w związku z liberalizacją przepisów odległościowych dla elektrowni wiatrowych, co pozwoliło zrealizować projekty przygotowane do budowy przed 2016 rokiem. Należy tutaj zaznaczyć, iż te inwestycje w głównej mierze zakładały wykorzystanie technologii powszechnie stosowanej w drugiej dekadzie XXI wieku, przez co ich efektywność i parametry nie odzwierciedlają współczesnych standardów. Dlatego też tempo przyrostu mocy zainstalowanej w lądowej energetyce wiatrowej w Polsce było silnie ograniczone i mimo realnie istotnego skutku (dwukrotny wzrost) był on niesatysfakcjonujący z punktu widzenia celów związanych z transformacją całego sektora energetycznego. Pozostałe źródła wytwórcze, w tym elektrownie wodne, biomasa, biogaz czy też wykorzystanie odpadów, nie odnotowały istotniejszych zmian w zakresie mocy zainstalowanej.

Moc zainstalowana stanowi jeden z głównych czynników wpływających na skalę możliwej generacji energii. Pod tym względem system energetyczny w Niemczech w 2024 odnotował produkcję brutto energii elektrycznej na poziomie 514,0 TWh w stosunku do 172,4TWh energii wprowadzonej do sieci przez jednostki wytwórcze w Polsce. Należy zwrócić jednak uwagę na wyraźnie spadkowy trend generacji w Niemczech w ujęciu wieloletnim. Analizując tę cechę, w 2024 odnotowano spadek generacji energii w Niemczech o 2% względem 2023, natomiast w zestawieniu z 2015 spadek wyniósł już 21%. W tym samym czasie w Polsce produkcja energii wzrosła o 7,5 TWh, czyli o 5% względem wartości z 2015 roku.

Wykres 9. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w latach 2015–2024



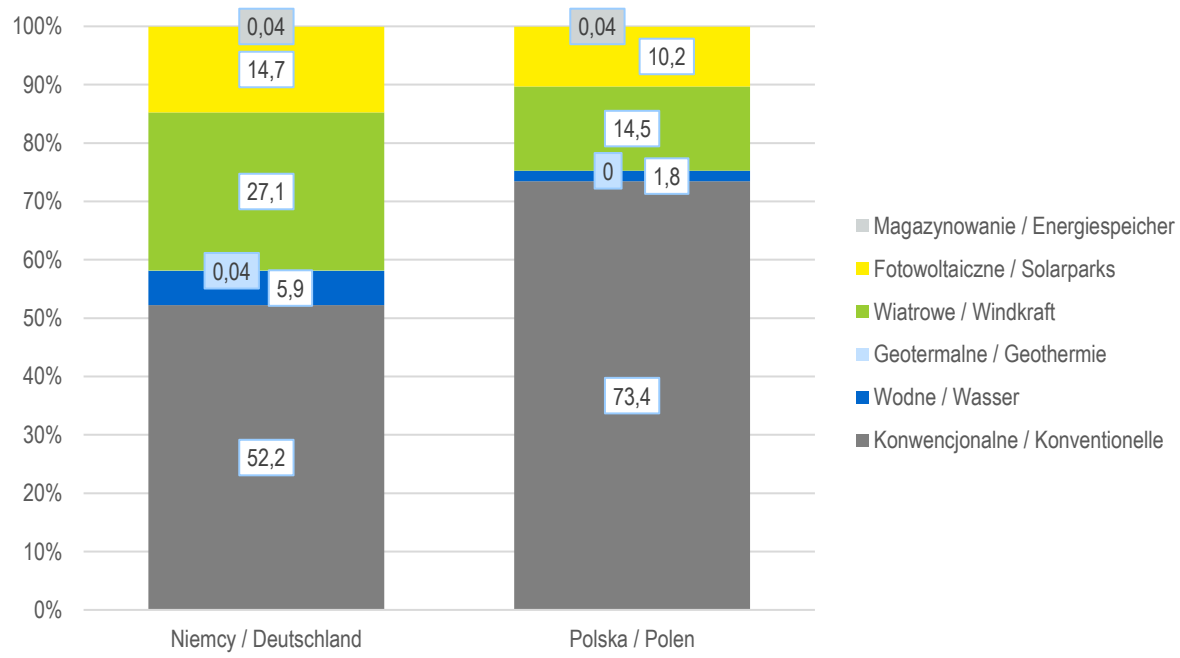
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Ważnym wskaźnikiem obrazującym obecny stan systemu elektroenergetycznego jest współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej. Biorąc pod uwagę obecny udział OZE w systemie niemieckim, każdy GW mocy

zainstalowanej przełożył się na ok. 1,9 TWh/GW energii elektrycznej, podczas gdy w Polsce wskaźnik ten wyniósł 2,5 TWh/GW. Te dane pozwoliły na obliczenie współczynnika wykorzystania w ujęciu rocznym[17], który dla Niemiec wyniósł 10%, dla Polski natomiast 29%. Oznacza to, że w systemie polskim moc wykorzystywana jest znacznie intensywniej, co ma związek z mniejszym udziałem źródeł niesterowalnych, często pogodozależnych (OZE). Natomiast system niemiecki, w szczególności po wykluczeniu z miksu energetycznego mocy zainstalowanej w blokach jądrowych, opiera się właśnie w głównej mierze na OZE, które z racji na niższą dostępność, np. przy niesprzyjających warunkach pogodowych, wymaga znacznie większego wolumenu.

Dane Eurostat za 2024 posłużyły również do wskazania udziału poszczególnych typów jednostek wytwórczych w łącznej produkcji energii elektrycznej brutto. Pod tym względem system niemiecki charakteryzował się udziałem energetyki konwencjonalnej (cieplnej) na poziomie 52%, podczas gdy ten typ w Polsce odpowiadał za ok. 73% generacji. Pod kątem produkcji energii ze źródeł odnawialnych wyższe wartości odnotowano w Niemczech – w przypadku energetyki wiatrowej udział wyniósł 27% (w Polsce odpowiednio 15%), natomiast elektrownie fotowoltaiczne odpowiadały za 15% (10% w Polsce) generacji. Zarówno w Polsce, jak i w Niemczech niewielki udział krajowej podaży energii stanowiły elektrownie wodne (2% w Polsce i 6% w Niemczech) oraz energia oddawana do sieci przez systemy magazynowania (BESS, elektrownie szczytowo-pompowe). W niemieckim systemie zewidencjonowano również ok. 215 GWh energii wygenerowanej przez elektrownie geotermalne.

Wykres 10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w podziale na typ jednostki wytwórczej w 2024



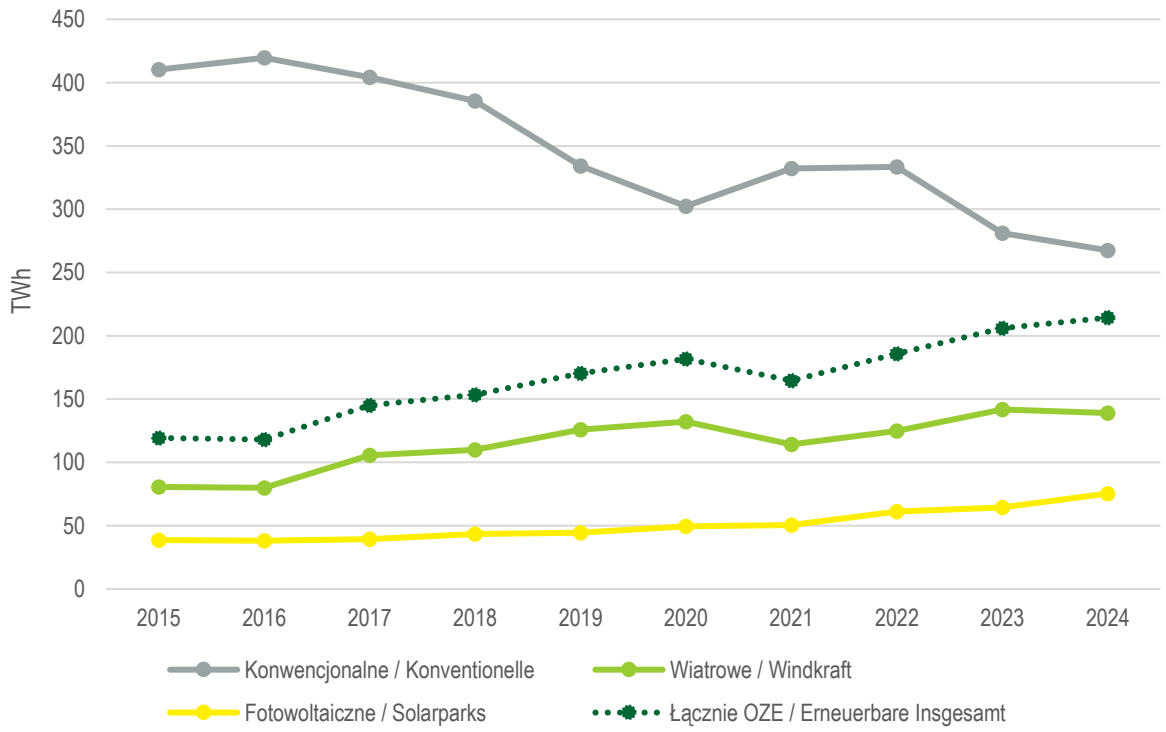
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

[17] Współczynnik wykorzystania, tj. *capacity factor* (CF).

W związku z powyższym, analizując dynamikę zmian w produkcji energii dla poszczególnych składowych systemu elektroenergetycznego, należy skupić się na dwóch zasadniczych grupach, które dominują w ostatecznych wynikach rocznych wg danych publikowanych przez Eurostat. Mowa tutaj o elektrowniach konwencjonalnych (cieplnych) stanowiących trzon mocy dyspozycyjnych w obu systemach krajowych oraz instalacjach OZE, na które składają się elektrownie fotowoltaiczne oraz wiatrowe. Pozostałe typy źródeł energii stanowią dopełnienie systemu zarówno w Niemczech, jak i w Polsce, przez co na tym poziomie nie wpływają na jego ostateczny obraz. Ich szczegółowe rozpoznanie odbędzie się w dalszej części opracowania w kontekście uwarunkowań związanych bezpośrednio z BB-L OP.

Lata 2015–2024 stanowiły w Niemczech okres skupienia wokół ograniczenia generacji ze źródeł konwencjonalnych. Ostatecznie produkcja energii związana ze spalaniem paliw zmalała z 410,3 TWh w 2015 do 267,5 TWh w 2024, czyli o niemal 35%. W tym samym czasie produkcja energii z wykorzystaniem technologii fotowoltaicznej wzrosła niemal dwukrotnie (z 38,7 TWh do 75,4 TWh), natomiast w energetyce wiatrowej odnotowano wzrost o 74% z wynikiem 138,9 TWh w 2024 roku. Łącznie dwa główne źródła OZE w miksie energetycznym Niemiec odpowiadały w 2024 roku za wyprodukowanie **214,3 GTWh** energii, co odpowiadało za 42% całkowitej generacji i był to historycznie najlepszy wynik. Prawdopodobne jest, iż w ciągu najbliższych lat możliwe będzie osiągnięcie ponad 50-procentowego udziału OZE w rocznej produkcji energii w Niemczech.

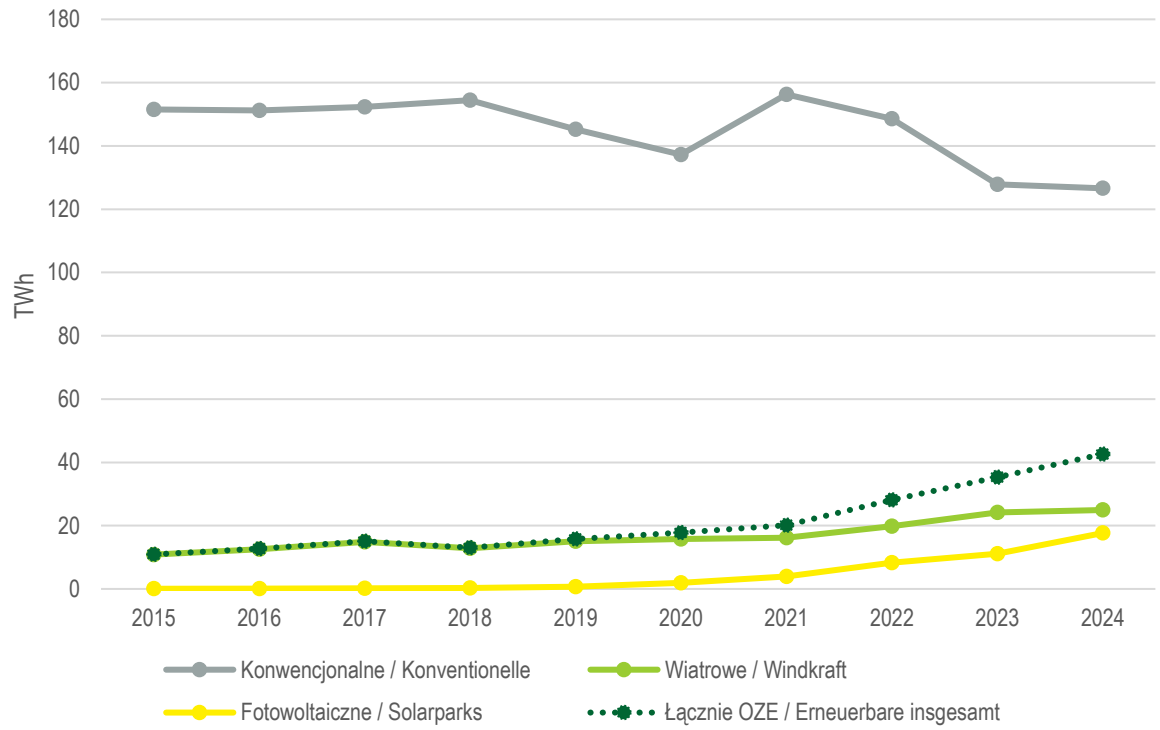
Wykres 11. Dynamika zmian produkcji energii elektrycznej brutto w Niemczech w podziale na typ jednostki wytwórczej w latach 2015–2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Sytuacja w Polsce kształtuje się nieco odmiennie. Trwałe ograniczenie generacji energii przy wykorzystaniu paliw kopalnych rozpoczęło się w praktyce w 2022 roku. Wcześniej elektrownie konwencjonalne (głównie węglowe) odpowiadały za stabilne dostarczanie ok. 150,0 TWh energii elektrycznej rocznie, przy niewielkim obniżeniu w latach 2018–2020. Wg danych Eurostat na koniec 2024 do krajowego systemu elektroenergetycznego dostarczono niecałe 127,0 TWh energii z tego typu elektrowni. Również pod kątem rozwoju energetyki odnawialnej Polska nie dorównuje tempem systemowi niemieckiemu. Pewne przyspieszenie zauważyć można w 2021 roku, gdy łączna generacja elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych przekroczyła 20,0 TWh, by w 2024 osiągnąć poziom **42,6 TWh**. Dzięki temu łączny udział energii z głównych źródeł OZE w Polsce przekroczył 25%. Należy zakładać, iż tempo wzrostu będzie się poprawiać z racji widocznego ożywienia inwestycyjnego w obszarze energetyki odnawialnej.

Wykres 12. Dynamika zmian produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce w podziale na typ jednostki wytwórczej w latach 2015–2024



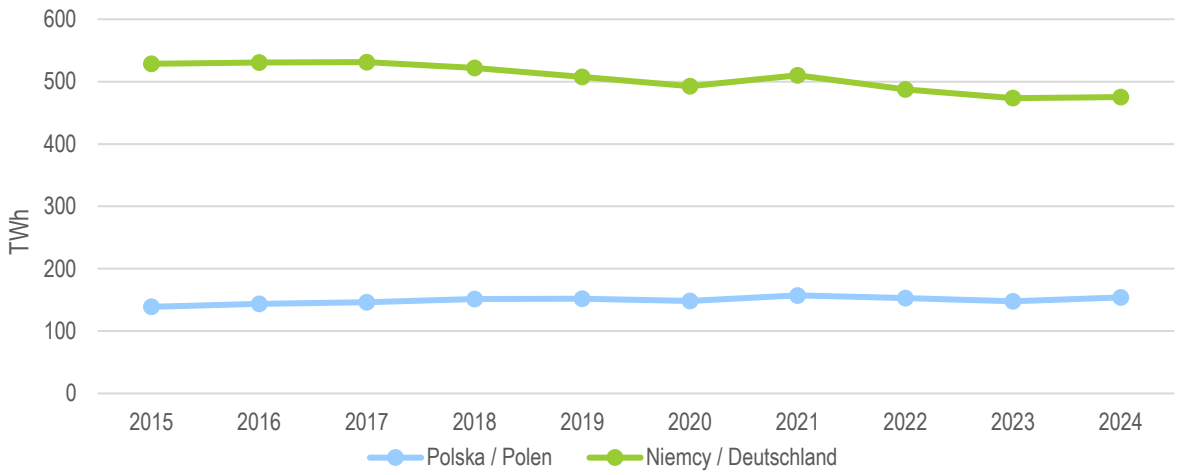
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat.

Za osobny obszar analiz należy uznać końcowe wykorzystanie energii wytworzonej w poszczególnych typach jednostek wytwórczych. Działanie systemów elektroenergetycznych wiąże się nierozłącznie ze stratami wynikającymi głównie z ograniczeń technologicznych w zakresie przesyłu energii do odbiorcy końcowego. Szacuje się, iż poziom strat w systemach elektroenergetycznych UE (w tym Polski i Niemiec) to około 5% produkcji, dlatego też końcowe zużycie jest niższe aniżeli łączna ilość wyprodukowanej energii brutto.

Dane Eurostat ukazują podobną różnicę jak w przypadku całkowitego wolumenu generacji energii. Finalne zużycie energii w Niemczech w 2024 wyniosło **475,4 TWh**, natomiast w Polsce było ponad dwukrotnie mniejsze –

153,8 TWh. Ukazuje to znaczną dysproporcję pod kątem energochłonności gospodarki obu krajów, co w pewnym stopniu prezentowały już wcześniejsze dane w zakresie potencjału systemu – moc zainstalowana i całkowita produkcja. Widoczne różnice zauważyć można również w kontekście zmian wartości w ujęciu wieloletnim. W latach 2015–2024 całkowite roczne **zużycie energii w Niemczech spadło** z poziomu 528,3 TWh do 475,4 TWh, czyli o ok. **10%**. Dane dla Polski z tego samego okresu prezentują natomiast **wzrost zużycia o ok. 11%**.

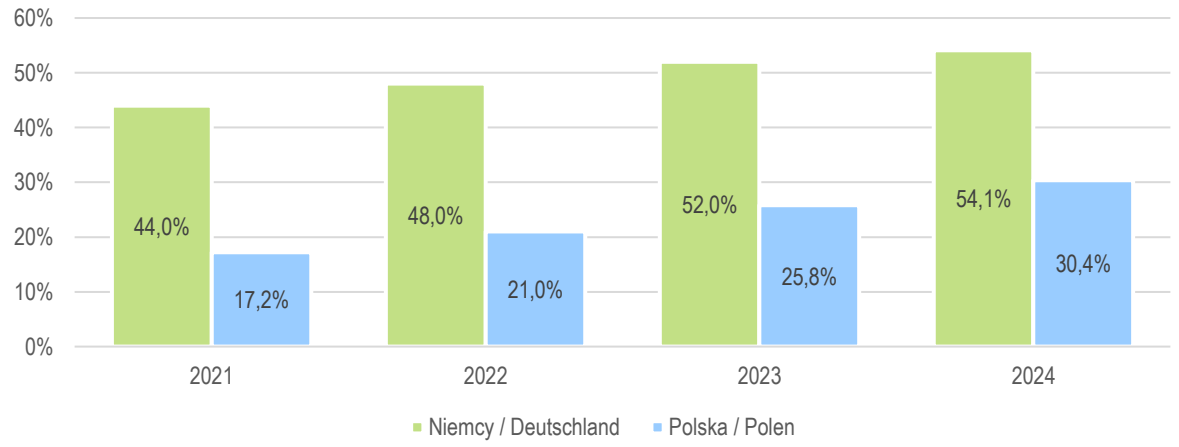
Wykres 13. Zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w latach 2015–2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Wartym odnotowania jest również stopniowo wzrastający udział OZE w ogólnym zużyciu brutto w obu krajach. Dane Eurostat prezentują jednoznaczny trend wzrostowy. W 2021 roku udział energii z OZE wyniósł w Niemczech 44,0% by osiągnąć poziom 54,1% w 2024 roku. Udział OZE w Polsce w 2021 wyniósł natomiast 17,2% i wzrósł do 30,4% w 2024.

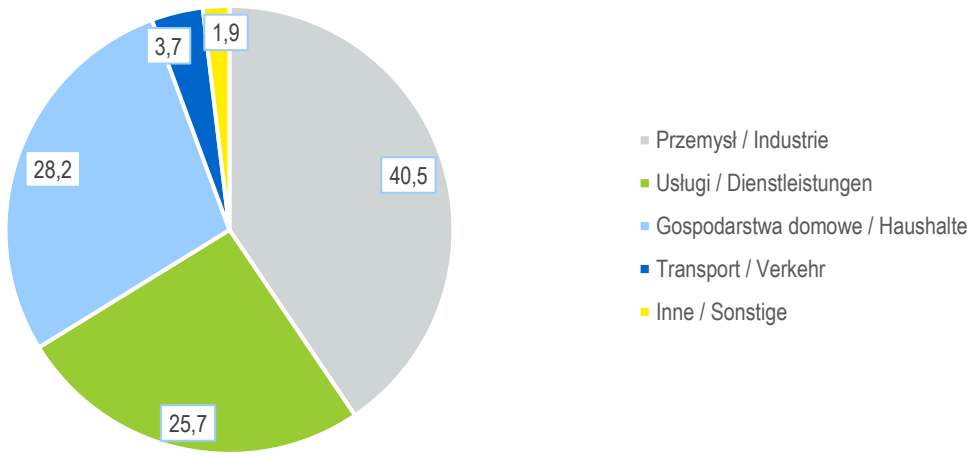
Wykres 14. Udział OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w latach 2021–2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Dane dotyczące zużycia energii zostały również zgrupowane w ramach poszczególnych sektorów gospodarki. Biorąc pod uwagę główne gałęzie, tj. przemysł, usługi, transport, wykorzystanie energii przez gospodarstwa domowe oraz pozostałe (o minimalnym wpływie na strukturę), należy zwrócić uwagę na liczne podobieństwa Niemiec i Polski. W przypadku niemieckiej struktury zużycia najbardziej energochłonnym sektorem w 2024 był przemysł. Odpowiadał on za zużycie 40,5% całkowitego wolumenu energii w systemie. Na kolejnych miejscach uplasowały się gospodarstwa domowe (28,2%) oraz usługi (25,7%). Transport odpowiadał natomiast za 3,7% zużycia.

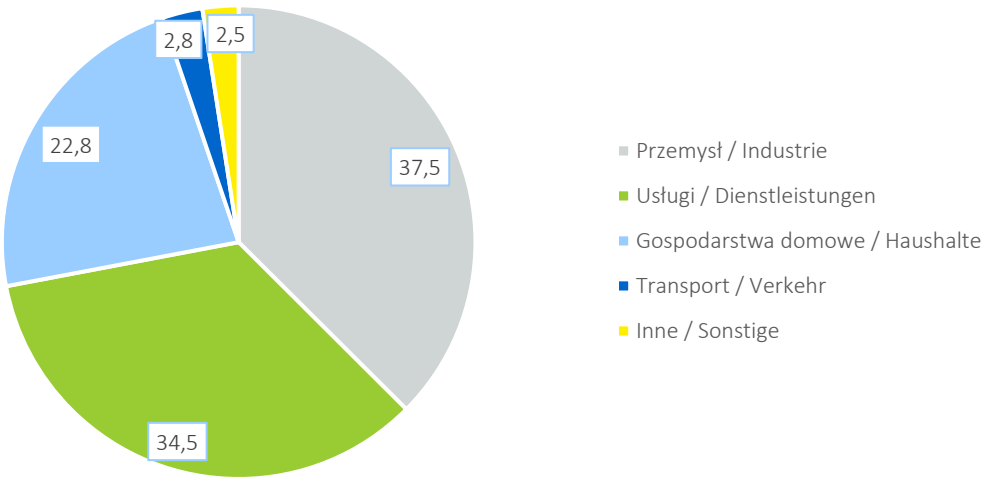
Wykres 15. Zużycie energii brutto wg sektorów gospodarki w Niemczech w 2024 [%]



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

W przypadku Polski zużycie energii przez przemysł w 2024 również oscylowało w okolicy 40% (37,5%), przy czym widoczną różnicą w strukturze zużycia był znacznie wyższy udział usług w ogólnym zapotrzebowaniu na energię (34,6%). Nieco niższe wartości względem sytuacji w Niemczech osiągnęły również gospodarstwa domowe (22,8%) oraz transport (2,5%).

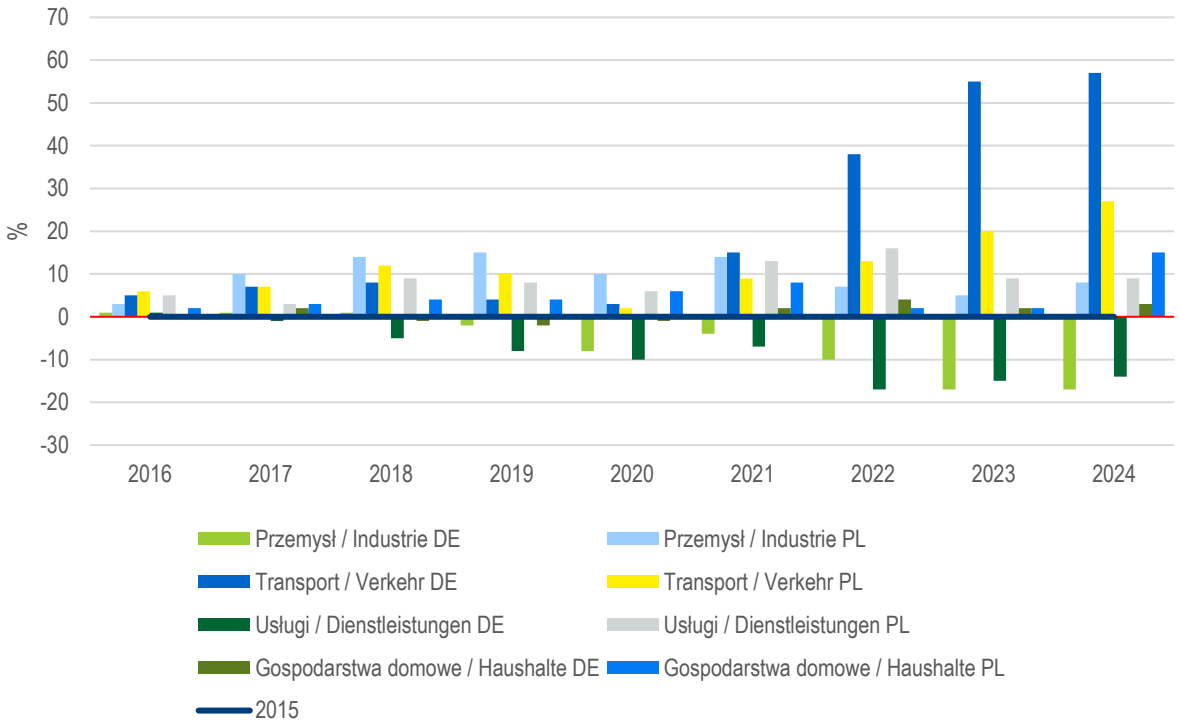
Wykres 16. Zużycie energii brutto wg sektorów gospodarki w Polsce w 2024 [%]



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Zmiany w zużyciu energii elektrycznej w obu krajach charakteryzują się istotnym rozwarstwieniem sektorowym. Najwyższą dynamiką względem 2015 roku charakteryzował się transport. Postępująca elektryfikacja zarówno w transporcie publicznym, jak i prywatnym poskutkowała wzrostem zużycia energii odpowiednio o 57% w Niemczech (z 11,1 TWh do 17,5TWh) oraz o 27% w Polsce (z 3,1 TWh do 3,9 TWh). W obu krajach odnotowano także zwiększone zapotrzebowanie na energię w gospodarstwach domowych (o 3% w Niemczech i 15% w Polsce). Różnice w trendzie widać natomiast w sektorach przemysł oraz usługi. Dane dla Polski wskazują, iż w latach 2015–2024 doszło do istotnego wzrostu w obu tych obszarach – odpowiednio o 8% w przemyśle oraz o 9% w usługach. Warto wspomnieć, że w Polsce przyrost zużycia energii w przemyśle i usługach był momentami istotnie większy (nawet 15–16% względem bazowego 2015), jednak szybki trend wzrostowy w roku 2024 został w pewien sposób wyhamowany.

Wykres 17. Zmiany zużycia energii wg sektorów gospodarki w Polsce i Niemczech w latach 2015–2024 [%, 2015 = 100%]



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat

Sytuacja w przemyśle i usługach w Niemczech była natomiast radykalnie odmienna. Oba te sektory odnotowały wyraźny spadek zużycia względem roku bazowego. W przypadku przemysłu mowa tutaj o ubytku 17% względem 2015 (z 228,8 TWh do 190,6 TWh), natomiast analizując dane dla usług, różnica wyniosła 14% (z 140,7 TWh do 120,7 TWh). Należy zaznaczyć, iż struktura zużycia energii w obu krajach wygląda podobnie – przemysł i usługi odpowiadają za około 65%–75% udziału. Pod tym kątem bardzo wyraźnie widać, iż zmiany w tych obszarach przekładają się w największym stopniu na cały system energetyczny danego kraju. Ani transport, ani gospodarstwa

domowe czy też inni odbiorcy energii nie wpłynęli na systemy energetyczne swoich krajów w takim stopniu jak ww. omawiane, kluczowe sektory gospodarki, tj. przemysł i usługi.

Realizacja krajowych celów transformacyjnych

Polska relatywnie sprawnie ogranicza emisję gazów cieplarnianych, gdyż jest bliska realizacji założonego celu redukcyjnego na 2030 rok. Nieco inaczej jest w przypadku Niemiec, którym pozostaje ok. 20 pkt. proc. redukcji, ale przy znacznie bardziej ambitnym poziomie ogólnego celu redukcyjnego.

Tabela 4. Cele krajowe zawarte w polskim (projekt aktualizacji) i niemieckim NECP wyznaczone na 2030 rok oraz wartości wypracowane w 2024 roku

Sektor	Polska 2030 (Cel)	Polska 2024 (Aktualnie)	Niemcy 2030 (Cel)	Niemcy 2024 (Aktualnie)
Redukcja gazów cieplarnianych w stosunku do 1990 r.	-35%	-32,5	-65%	-45,6%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto	29,8%	18,0%	41%	22,5%
Moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej	15,8 GW	10,2 GW	115 GW	64,5 GW
Moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej	5,9 GW	0,0 GW	30 GW	9,2 GW
Moc zainstalowana w fotowoltaice	29,3 GW	21,7 GW	215 GW	91,2 GW
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej	50,1%	26,6%	80%	47,8%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie	32,1%	21,3%	32%	17,7%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii w transporcie	29%	6,0%	29%	12,4%
Efektywność energetyczna – końcowe zużycie energii	58,5 Mtoe	69,7 Mtoe	155,5 Mtoe	184,8 Mtoe
Zużycie energii pierwotnej	79,9 Mtoe 929,2 TWh	92,3 Mtoe 1 073,4 TWh	193,6 Mtoe 2 251,6 TWh	226,7 Mtoe 2 636,5 TWh

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR sp. z o.o. na podstawie danych Eurostat, Energieportal Brandenburg oraz Urzędu Regulacji Energetyki

W zakresie realizacji celów mocy zainstalowanej w OZE obserwuje się znaczną różnicę zadeklarowanych celów. Wynika to zarówno ze skali niemieckiej gospodarki, jak i ambitnej polityki. W zakresie lądowej energetyki wiatrowej Niemcy osiągnęły w 2024 roku 56% celu, 31% celu morskiej energetyki wiatrowej i 42% w zakresie fotowoltaiki. Przełożyło się to na realizację celu w zakresie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w wymiarze **59%** (w 2030 roku 4/5 prądu ma być produkowane z OZE). W przypadku polskiego systemu elektroenergetycznego cel

w zakresie lądowej energetyki wiatrowej wyniósł 65%, w zakresie energetyki morskiej 0%, a w zakresie fotowoltaiki osiągnięto 74% planowanego na rok 2030 celu. Finalnie przełożyło się to na udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2024 roku w wysokości 26,6%, czyli **53%** celu na 2030 rok.

4.2. OCENA AKTUALNEGO STANU TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ ANALIZOWANEGO OBSZARU

Obecny stan energetyki odnawialnej w BB-L OP – ujęcie statystyczne

W województwie lubuskim dominującym źródłem energii odnawialnej jest fotowoltaika, której łączna moc zainstalowana wynosi 1 152,6 MW. Dla porównania w Brandenburgii Wschodniej moc instalacji PV jest ponad dwukrotnie wyższa i wynosi 2 594,3 MW. Odmienna sytuacja występuje w przypadku energetyki wodnej – w BB-L OP źródła te mają niewielkie znacznie. W województwie lubuskim moc zainstalowana elektrowni wodnych wynosi 113,6 MW, podczas gdy w Brandenburgii Wschodniej zaledwie 3,3 MW.

Tabela 5. Zestawienie mocy zainstalowanych pochodzących z instalacji OZE (2025)

Rodzaj obiektu	Lubuskie (13 987,7 km²)			Brandenburgia Wschodnia (6 385,9 km²)		
	ogółem	na 100 km²	na 10 tys. os.	Ogółem	na 100 km²	na 10 tys. os
Elektrownia wodna	113,8 MW	0,8	1,2	3,3 MW	0,05	0,05
Elektrownie wiatrowe	260,2 MW	1,9	2,7	1 737,9 MW	27,2	27,2
Fotowoltaika (PV)	1 152,6 MW	8,2	11,9	2 594,3 MW	40,6	40,6
Biomasa i biogaz	21,0 MW	0,1	0,2	123,1 MW	1,9	1,9
Łącznie OZE	1 547,6 MW	-	-	4 458,6 MW	-	-

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Energieportal Brandenburg oraz Urzędu Regulacji Energetyki Raportu 2025r. – zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji (art. 17 ustawy o odnawialnych źródłach energii); ludność – dane na koniec 2024 roku

W sektorze energetyki wiatrowej zdecydowaną przewagę ma Brandenburgia Wschodnia, z łączną mocą 1 737,9 MW, podczas gdy województwo lubuskie dysponuje 260,2 MW. Również w zakresie wykorzystania biomasy i biogazu Brandenburgia osiąga wyższe wyniki – 123,1 MW w porównaniu do 21,0 MW po stronie lubuskiej. Dane te wskazują na istotne zróżnicowanie struktury wytwarzania energii odnawialnej w obu regionach.

Brandenburgia jest jednym z liderów Niemiec w produkcji OZE, szczególnie w zakresie energii wiatrowej i słonecznej. W regionie przygranicznym znajdują się znaczące farmy wiatrowe i fotowoltaiczne dysponujące często mocą zainstalowaną powyżej 100 MW. Również w województwie lubuskim obserwuje się dynamiczny rozwój OZE. Do kluczowych inwestycji w energetyce wiatrowej należy Farma Wiatrowa Lubiechnia Wielka, która dysponuje

mocą 58 MW, oraz Elektrownia Wiatrowa Mycielin o zainstalowanej mocy 46 MW. Ponadto w lubuskim znajduje się Farma Fotowoltaiczna Witnica, której moc wynosi 64,6 MW – stanowi ważny element zrównoważonego obiegu energetycznego. W sektorze energetyki wodnej ważnym elementem infrastruktury energetycznej lubuskiego jest Elektrownia Szczytowo-Pompowa Dychów zlokalizowana na zbiorniku retencyjnym w Dychowie, której moc wynosi 88,0 MW.

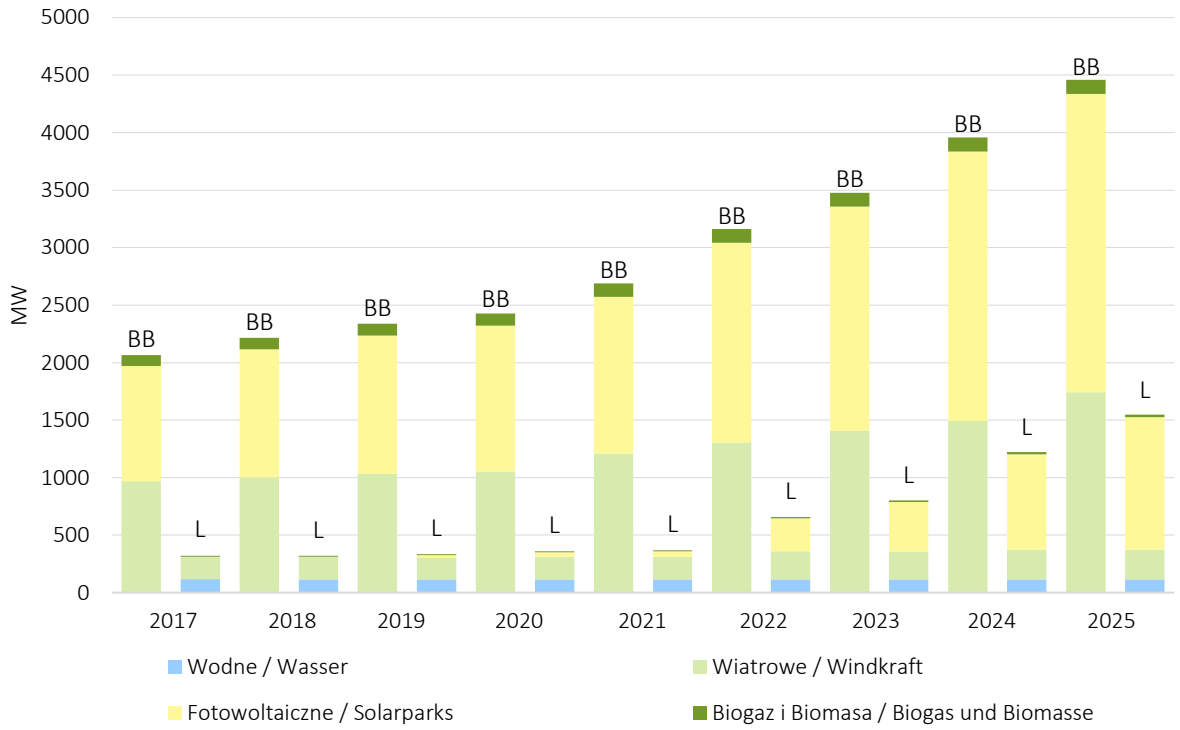
Województwo lubuskie i Brandenburgia Wschodnia wnoszą istotny wkład w rozwój odnawialnych źródeł energii, choć opierają się na różnych technologiach. Wspólne działania w zakresie wykorzystania zasobów OZE oraz rozwój infrastruktury transgranicznej mogą zwiększyć efektywność energetyczną regionu, poprawić bezpieczeństwo dostaw energii oraz przyspieszyć realizację celów klimatycznych. Jednocześnie w Brandenburgii Wschodniej funkcjonują dwie duże elektrownie konwencjonalne produkujące energię ze spalania węgla brunatnego w powiecie Spree-Neiße – w Teichland (ponad 3,2 GW mocy zainstalowanej) oraz w Spremberg (ponad 1,6 GW).

Warto również zwrócić uwagę na skokowy przyrost mocy zainstalowanych w ujęciu wieloletnim. W latach 2017–2025 zarówno w Brandenburgii Wschodniej, jak i w województwie lubuskim podłączano do systemu elektroenergetycznego nowe instalacje OZE. W przypadku Brandenburgii Wschodniej ogólna moc tych obiektów wzrosła z 2 066,7 MW do 4 458,6 MW, czyli ponad dwukrotnie, natomiast po stronie polskiej mowa była o bazowej wartości 320,2 MW, która w 2025 roku osiągnęła 1 547,6 MW – oznacza to wzrost niemal pięciokrotny. Oczywiście należy zaznaczyć, iż dysproporcja między stroną niemiecką i polską oraz różnica w tempie przyrostu mocy zainstalowanych OZE wynika z odmiennej bazy odniesienia. Brandenburgia Wschodnia to region od lat silnie nasycony energetyką odnawialną, gdzie procesy administracyjne od lat wspierają jej rozwój (w szczególności energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki). W województwie lubuskim przyrost mocy w OZE wiąże się głównie z rozwojem technologii fotowoltaicznej po 2022, przy minimalnych wzrostach pozostałych źródeł.

Taki obraz odzwierciedlają dane. W ujęciu sektorowym przyrost mocy zainstalowanych w latach 2017–2025 w energetyce wiatrowej wyniósł odpowiednio 771,6 MW w Brandenburgii Wschodniej oraz 68,2 MW w województwie lubuskim. Po stronie polskiej głównym czynnikiem blokującym rozwój tej technologii była blokada inwestycyjna związana z Zasadą 10H. Produkcja energii ze słońca rozwijała się jednak w tym okresie w bardzo podobnym tempie. Zarówno w Brandenburgii Wschodniej, jak i w województwie lubuskim bezwzględny przyrost mocy zainstalowanej w tej technologii przekroczył 1 GW (odpowiednio 1 593,5 MW i 1 149,2 MW). Biorąc pod uwagę skalę różnic między niemieckim i polskim systemem elektroenergetycznym, wyniki w województwie lubuskim należy uznać za istotny sukces transformacji energetycznej. Zjawisko można również zaobserwować, analizując zmiany struktury mocy zainstalowanej pod kątem udziału energetyki wiatrowej oraz solarnej, tj. dwóch głównych grup technologicznych. W 2017 roku w Brandenburgii Wschodniej energetyka wiatrowa odpowiadała za 47% całkowitej mocy zainstalowanej, natomiast fotowoltaika za 48%. W 2025 szybki rozwój PV wyraźnie wpłynął na zmianę struktury i tak: energetyka solarna stanowi aż 58% miksu energetycznego, elektrownie wiatrowe to 39%, natomiast pozostałe 3% to elektrownie wodne (zaledwie 3,3 MW) oraz biogaz i biomasa (123,1 MW). Jeszcze bardziej radykalne zmiany zaszły w miksie OZE w województwie lubuskim. W 2017 roku energetyka wiatrowa

stanowiła 60% mocy zainstalowanych zaś PV – 1%. Znaczny udział należał do elektrowni wodnych (118,0 MW, 37%), a całość dopełniał biogaz/biomasa (6,8 MW, 2%). Dane za 2025 rok ukazują jednak całkowicie odmienny obraz. Moce zainstalowane w energetyce solarnej wzrosły o 73 pp. – do 74%, podczas gdy brak rozwoju energetyki wiatrowej spowodował ograniczenie roli tej technologii do zaledwie 17% miksu. Na znaczeniu w ujęciu procentowym spadły wyraźnie pozostałe technologie (7% dla energetyki wodnej, 1% biogaz i biomasa).

Wykres 18. Struktura mocy zainstalowanej w OZE w BB-L OP w latach 2017–2025



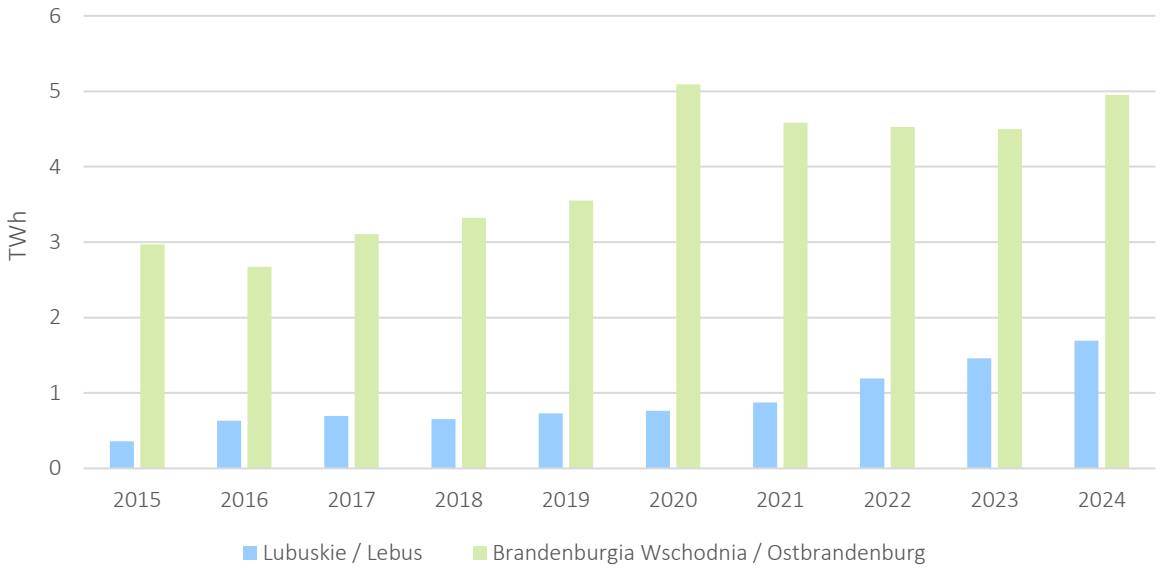
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie *danych Energieportal Brandenburg oraz Urzędu Regulacji Energetyki – zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji (art. 17 ustawy o odnawialnych źródłach energii)*

Z uwagi na fakt, iż dane w zakresie produkcji energii elektrycznej w podziale na technologie wytwarzania na poziomie regionalnym dotyczą jedynie źródeł odnawialnych, dalsza część rozdziału nie będzie podejmować tematyki produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych.

Produkcja energii ze źródeł odnawialnych w BB-L OP charakteryzowała się wyraźnie wzrostowym trendem. Dane z lat 2015–2024 odzwierciedlają wcześniej opisywane zjawisko przyspieszenia w zakresie instalowania nowych mocy. Po stronie niemieckiej w bazowym roku 2015 odnotowano 3,0 TWh wyprodukowanej energii, podczas gdy w 2024 osiągnięto generację na poziomie **4,9 TWh** (167% względem 2015). Patrząc na dane dot. tej cechy, w województwie lubuskim w ujęciu procentowym wzrost wyniósł aż **469%**, odpowiadając wartościom bezwzględnym w zakresie 0,4 TWh–**1,7 TWh**. Warto zwrócić uwagę, iż w latach 2020–2024 doszło w Brandenburgii Wschodniej do ustabilizowania się produkcji energii z OZE w granicach 4,5–5,0 TWh, podczas gdy po stronie polskiej w tym samym okresie utrzymywał się trend wzrostowy. Należy jednak w tym miejscu

zaznaczyć, że dane Energieportal w zakresie produkcji energii elektrycznej w powiecie Spree-Neiße prezentują istotną anomalię dla produkcji energii elektrycznej przez instalacje fotowoltaiczne w latach 2019-2022, wpływając na zniekształcenie trendu dla Brandenburgii Wschodniej. Dlatego też autorzy opracowania oceniają realny trend jako wzrostowy.

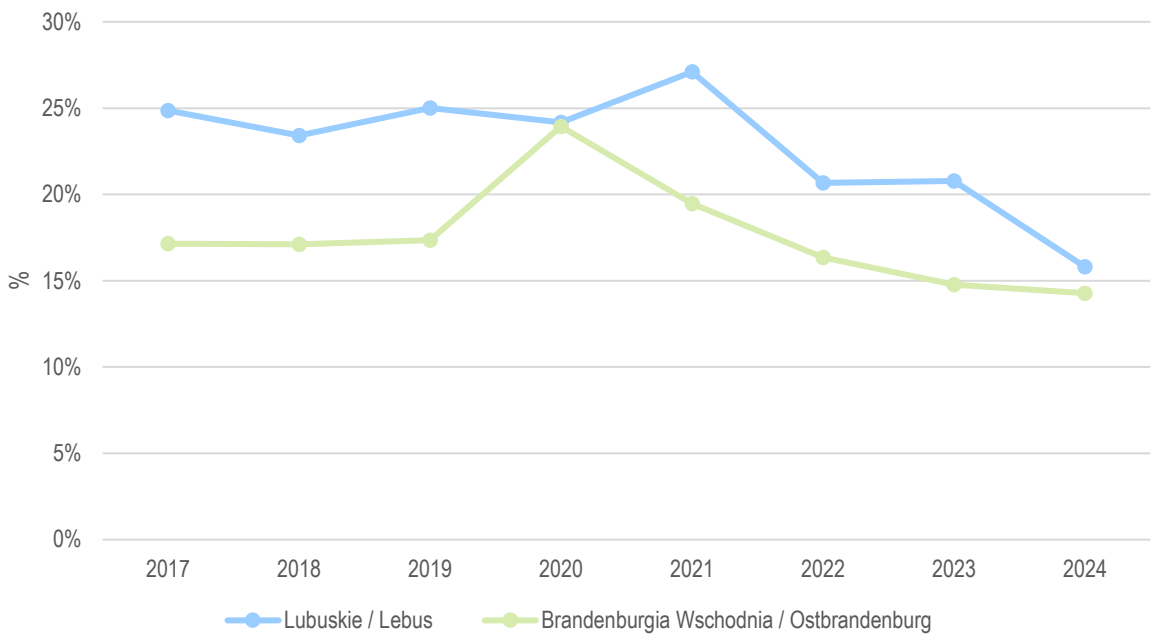
Wykres 19.Produkcja energii elektrycznej z OZE w BB-L OP w latach 2015–2024 [TWh]



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Energieportal Brandenburg *oraz BDL GUS*

Warto również zwrócić uwagę na wskaźnik prezentujący wzajemną relację mocy zainstalowanej oraz osiąganych wyników produkcji energii. Pod kątem współczynnika wykorzystania (*capacity factor*) instalacji, tj. w 2024 roku zarówno w Brandenburgii Wschodniej, jak i w lubuskim odnotowano podobne wartości – odpowiednio: 14% oraz 16%. Ukazuje to główne cechy tych źródeł energii, czyli pogodozależność oraz sezonowość, które wpływają na ostateczną efektywność. W ujęciu wieloletnim można zauważyć również zjawisko stopniowego spadku tego wskaźnika (z 17% w 2017 do 14% w Brandenburgii Wschodniej oraz z 25% do 16% w województwie lubuskim). Przyczyny tego trendu oraz faktu wolniejszego spadku wartości wskaźnika po stronie niemieckiej należy szukać ponownie w obszarze energetyki solarnej. Panele fotowoltaiczne charakteryzują się sprawnością pozwalającą na pełne wykorzystanie mocy zainstalowanej przez ok. 10–12% czasu w skali roku. Z uwagi na to szybki przyrost mocy w tej technologii przy ograniczonym rozwoju pozostałych, bardziej efektywnych źródeł (np. energetyki wiatrowej, której CF oscyluje w granicach 20–35%) powoduje zmniejszenie współczynnika dla całego sektora OZE. Nie bez znaczenia są tutaj warunki naturalne m.in. związane z nasłonecznieniem i wietrznością.

Wykres 20. Współczynnik wykorzystania instalacji OZE w BB-L OP w latach 2015–2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Energieportal Brandenburg oraz BDL GUS

Oceniając zużycie energii w BB-L OP, należy zaznaczyć, że dane obrazujące ten obszar systemu elektroenergetycznego nie są udostępniane w sposób jednolity. Na potrzeby szacowania zużycia energii w Brandenburgii Wschodniej wykorzystano informacje publikowane na platformie *Energieportal Brandenburg* w zakresie zużycia energii brutto na mieszkańca, po czym dokonano przeliczenia zgodnie z liczbą mieszkańców. Dzięki temu udało się zobrazować szacunkowe zużycie energii tej części BB-L OP na 3,4 TWh w 2023 roku. W ujęciu wieloletnim Wschodnia Brandenburgia ulegała podobnemu trendowi jak i całe Niemcy, tj. nastąpiło stopniowe zmniejszenie zużycia energii (z 4,1 TWh w 2015 do wspomnianych 3,4 TWh w 2023). Ogólny spadek jest istotny, nie wyhamowało go okresowe zwiększenie konsumpcji z lat 2021–2022 (o około 100–200 GWh r/r) powiązane z pandemią COVID-19 – trend został zachowany.

Dane dotyczące zużycia energii w województwie lubuskim są publikowane w statystyce publicznej (BDL). W 2023 roku zużycie energii na tym obszarze wyniosło 3,7 TWh. Patrząc na dynamikę zmian, można zaobserwować wzrost zużycia z 3,6 TWh względem 2015 roku. Natomiast należy zaznaczyć, iż nie jest to stały trend w ujęciu wieloletnim. W latach 2016–2022 zużycie energii oscylowało w granicach 3,8–4,0 TWh, by w 2023 ponownie spaść. Wskazuje to na pewnie przełamanie trendu, które koniecznie należy zweryfikować w perspektywie wieloletniej.

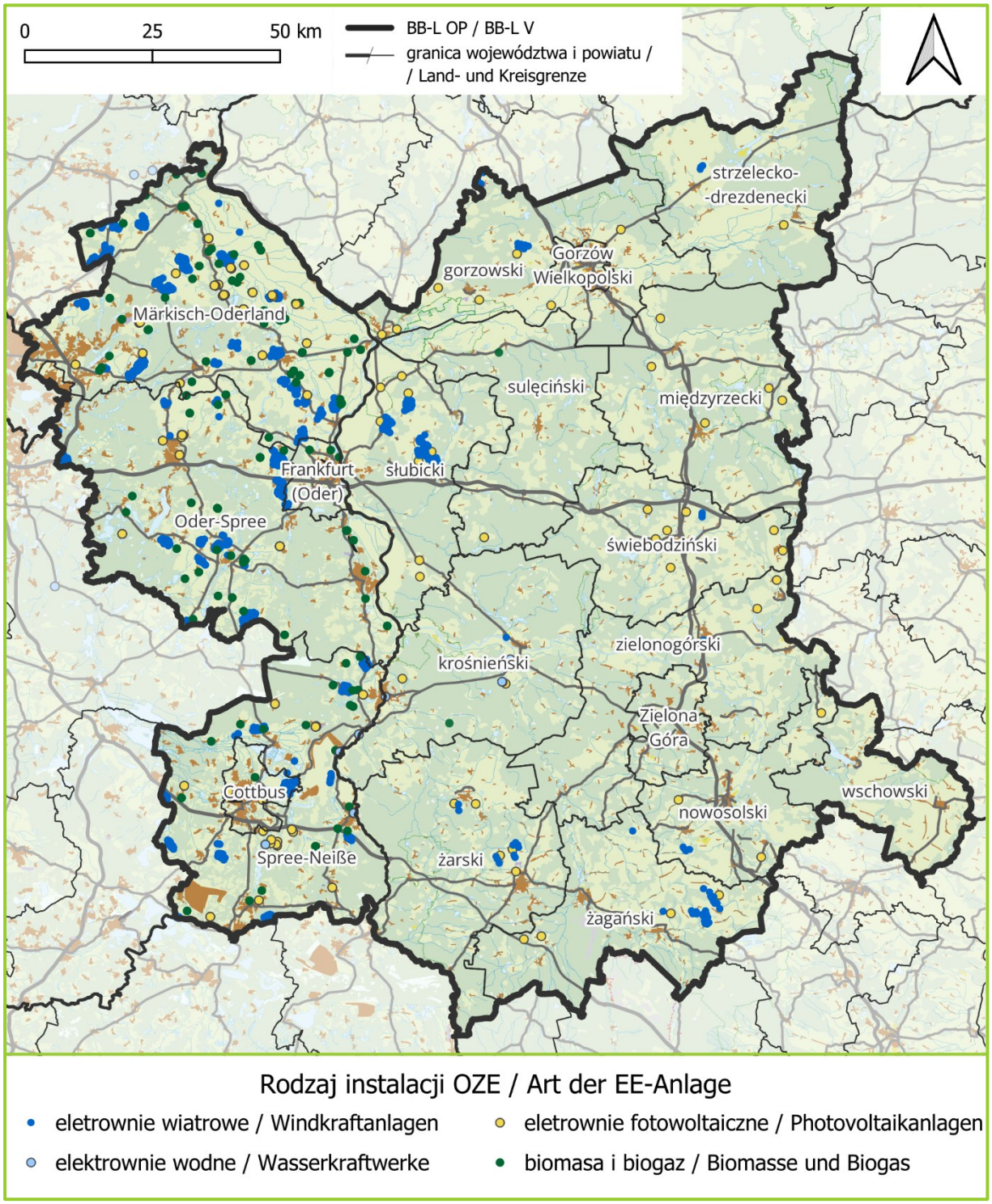
Warto zwrócić uwagę na fakt, iż pomimo znacznie mniejszej liczby mieszkańców w Brandenburgii Wschodniej zużycie energii brutto jest porównywalne względem województwa lubuskiego. Potwierdza to dotychczasowe obserwacje o wyraźnie odmiennym profilu i większej energochłonności gospodarki po niemieckiej stronie granicy.

Rozmieszczenie OZE w BB-L OP oraz planowane inwestycje

Instalacje OZE w granicach BB-L OP rozmieszczone są w głównej mierze na terenie Wschodniej Brandenburgii. Pod kątem energetyki wiatrowej warto zwrócić uwagę na duże kompleksy elektrowni wiatrowych w sąsiedztwie Frankfurtu (Oder) (np. Windpark Jacobsdorf-Petersdorf – 155 MW, Windpark Biegen – 79 MW), gdzie liczba turbin oscyluje w granicach 50 sztuk. Podobne zgrupowania zauważyć można w powiecie Märkisch-Oderland w sąsiedztwie miejscowości Wriezen (MOL) tj. Windpark Wriezener Höhe - 77 MW, Günthersdorf-Ullersdorf-Triebitz-Lieberose (LOS) moc łącznie - 149 MW, Beeskow (LOS) tj. zespół farm Hufenfield, Gliencke, Buckow-Birkholz i Gorzig (łącznie 95 MW) a także na wschód od Cottbus. Poza dużymi zgrupowaniami farmy wiatrowe we Wschodniej Brandenburgii rozmieszczone są równomiernie w zespołach po około 5-25 elektrowni, każdorazowo osiągając moc zainstalowaną na poziomie 20-75 MW. Bezwzględna liczba elektrowni wiatrowych we Wschodniej Brandenburgii to ok. 672. Jeśli chodzi o wyróżniające się zespoły elektrowni fotowoltaicznych warto zwrócić uwagę na kompleksy elektrowni słonecznych wokół miejscowości Alttrebbin (MOL; 150 MW, Neuhardenberg (MOL; 145 MW), Gottesgabe (MOL; 153 MW) a także w uzupełnieniu PV Letschin (MOL; 60 MW), Wuschewier (MOL; 58 MW) a także szereg mniejszych instalacji. Rozmieszczenie PV po stronie niemieckiej koncentruje się w północnej części, w powiecie Märkisch-Oderland. Pozostały obszar nie jest tak silnie wykorzystany pod tym kątem. Należy jednak zaznaczyć, że z różnych powodów dochodzi do rozdrobnienia instalacji stanowiących jeden kompleks i rejestrowania ich jako szereg mniejszych instalacji. Z tego powodu niektóre projekty mimo łącznie istotnej mocy zainstalowanej nie wyróżniają się na tle pozostałych obiektów. Warto wspomnieć np. o Groß-Schacksdorf (ok. 70 MW) czy też Turnow (ok. 60 MW) - oba kompleksy znajdują się w powiecie Spree-Neiße. Bardzo równomiernie natomiast zlokalizowane są instalacje wykorzystujące do generacji energii biomasę. W powiatach Märkisch-Oderland, Oder-Spree i Spree-Neiße występuje po około 70-115 instalacji, z oczywistych przyczyn tego typu technologia nie jest rozwijana w miastach Frankfurt (Oder) i Cottbus.

W województwie lubuskim sytuacja wygląda radykalnie odmiennie. Całkowita liczba elektrowni wiatrowych w porównaniu do wyników niemieckich to zaledwie **125 elektrowni**. Największe zgrupowania instalacji liczą około 15–35 sztuk. Mowa tutaj o farmie wiatrowej Lubiechnia Wielka (FSL, 35 elektrowni – 58 MW), farmie wiatrowej Mycielin (FZG, 24 elektrowni – 46 MW) oraz farmie wiatrowej Golice (FSL, 19 sztuk – 38 MW). Poza nimi energetyka wiatrowa po polskiej stronie BB-L OP opiera się o zespoły 5–10 elektrowni, gdzie moc zainstalowana oscyluje w granicach 20 MW. Energetyka solarna opiera się głównie o elektrownię słoneczną Witnica (FGO, 64,6 MW). Pozostałe instalacje PV mają znacznie mniejszą skalę i wpływ na działanie systemu elektroenergetycznego. Całość uzupełniają instalacje na biogaz i biomasę, które są rozmieszczone równomiernie na terenie województwa lubuskiego, mającego znaczny potencjał dla lokalizowania tego typu obiektów. Całość dopełniają, wymieniane we wcześniejszej części niniejszego rozdziału, elektrownie wodne.

Mapa 4. Instalacje OZE na terenie BB-L OP



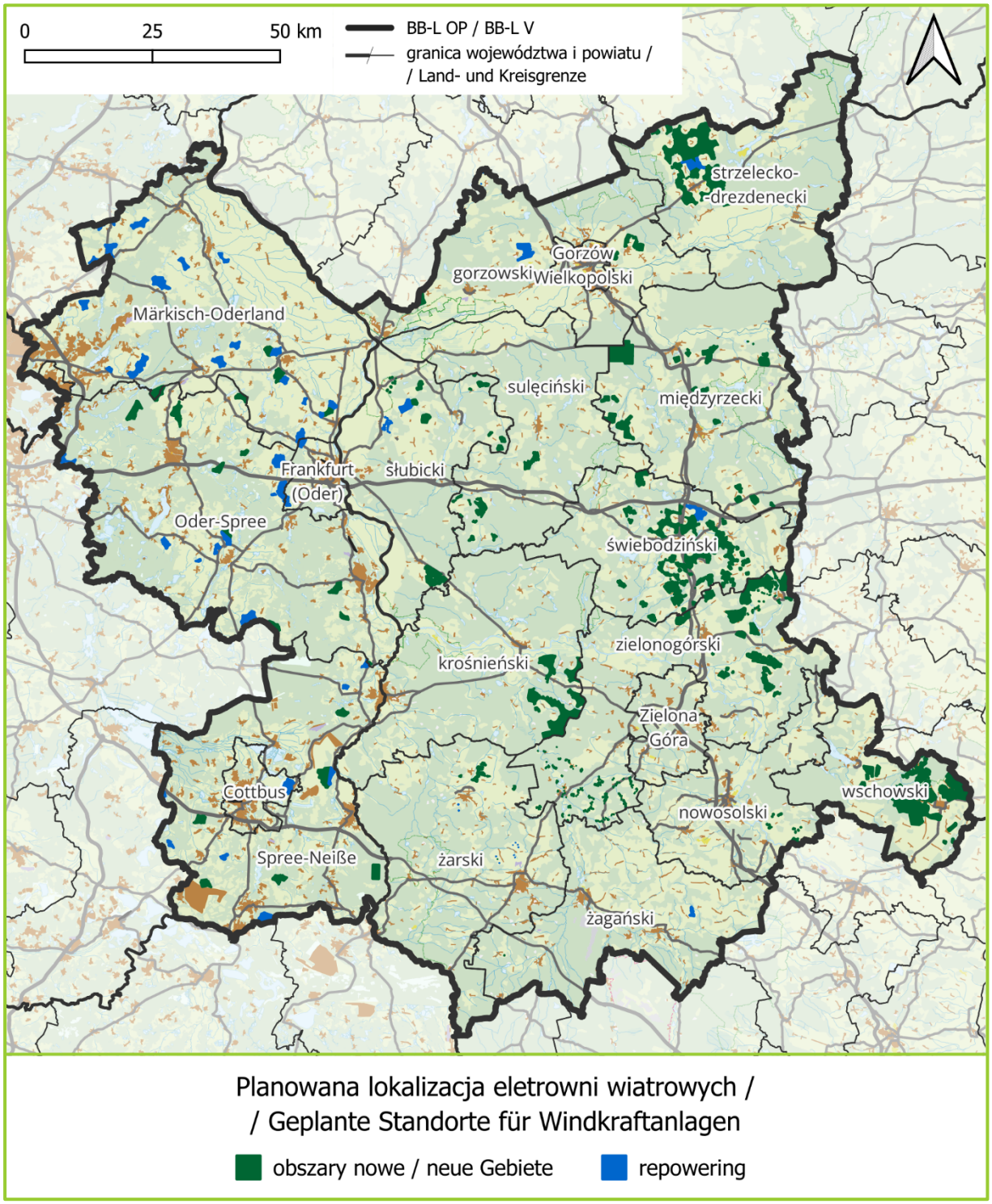
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Polskich Sieci Energetycznych Sp. z o.o., Urzędu Regulacji Energetyki, Energieportal Brandenburg oraz LBV Brandenburg

Poza istniejącymi instalacjami OZE koniecznym elementem z punktu widzenia oceny stanu transformacji energetycznej na danym obszarze jest określenie potencjału do dalszego wzrostu mocy zainstalowanych źródeł odnawialnych. Wspólnota dzieli się pod tym kątem wyraźnie na dwa obszary. Brandenburgia Wschodnia, będąca silnie wysyconym pod kątem OZE terenem, posiada ograniczony obszar możliwy do zagospodarowania pod nowe

elementy systemu energetycznego. Na podstawie projektów planów częściowych dot. energetyki odnawialnej sklasyfikowano tereny możliwej lokalizacji elektrowni wiatrowych. Co ważne, tereny te zostały wyznaczone w oparciu o jednolitą metodykę, przy czym we wtórnym procesie analizy na potrzeby niniejszego opracowania zdecydowano się na wyszczególnienie obszarów gotowych do zlokalizowania nowych mocy wytwórczych w lądowej energetyce wiatrowej oraz tych, które aktualnie są zajęte przez farmy wiatrowe i będą wymagały w niedługim czasie przeprowadzenia repoweringu. Łączna powierzchnia tych terenów wyniosła 13 403,7 ha, z czego 5 577,9 ha dotyczyło całkowicie nowych obszarów dla rozmieszczenia elektrowni wiatrowych, natomiast aż 7 825,8 ha wyznaczono w ramach istniejących farm wiatrowych. To pokazuje skalę wyzwań stojącą przed systemem elektroenergetycznym Brandenburgii Wschodniej, który będzie musiał zmierzyć się ze stopniowym zastępowaniem starych technologii wiatrowych i przejścia do procesu odtwarzania mocy zainstalowanych przy wykorzystaniu współczesnych rozwiązań. Tereny te rozmieszczone są równomiernie, widać koncentrację obszarów przeznaczonych pod repowering w powiecie Märkisch-Oderland a także w sąsiedztwie Franfurtu (Oder) oraz Cottbus. Wymiana technologii będzie dotyczyła parków wiatrowych o największej mocy zainstalowanej. Nowe obszary dedykowane dla rozwoju energetyki wiatrowej koncentrują się natomiast w sąsiedztwie istniejących parków (jako ich poszerzenie), na dotychczas niewykorzystanych przestrzeniach rolnych, a także lasach.

W województwie lubuskim łączna powierzchnia terenów pod energetykę wiatrową wskazanych przez gminy w swoich dokumentach planistycznych wyniosła 42 718,0 ha. Należy się spodziewać, że w najbliższym czasie wartość ta będzie ulegać dynamicznym zmianom z uwagi na proces przygotowania planów ogólnych gmin (zmiany wynikające z uzgodnień z organami specjalistycznymi, konsultacje społeczne, decyzje strategiczne), niemniej sposób delimitacji tych terenów jest dobrym punktem wyjścia do syntetycznego omówienia potencjału energetyki wiatrowej tej części Wspólnoty. Omawiany obszar ma wyraźnie większą powierzchnię niż w Brandenburgii Wschodniej, przy czym za istotne uwarunkowanie przekładające się na taki obraz sytuacji należy wskazać faktyczne zblokowanie inwestycji w zakresie lądowych farm wiatrowych na mocy prawa wprowadzonego w 2016 roku, które wyznaczyło minimalną odległość elektrowni od budynków mieszkalnych jako dziesięciokrotność wysokości turbiny. W praktyce zatrzymało to rozwój tego sektora na około 10 lat. W 2023 roku zmieniono przepisy, dopuszczając warunkowo zmniejszenie tej odległości do 700 m, dzięki czemu nastąpiło swoiste „uwolnienie" terenów pod inwestycje OZE. Jak widać, proces ten poskutkował wyznaczeniem znacznej powierzchni na ten cel, a dotychczasowa blokada spowodowała, iż ponad 90% obszarów stanowią tereny wolne od zainwestowania – gotowe do realizowania parków wiatrowych o współczesnych parametrach. Wyraźnie widać również zróżnicowanie przestrzenne – większość obszarów perspektywicznych znajduje się przy wschodniej granicy BB-L OP. Powodów takiego stanu rzeczy jest wiele, natomiast głównym czynnikiem determinującym taką dysproporcję jest konieczność ochrony środowiska naturalnego Doliny Odry i wynikające z tego zagrożenie dla powodzenia inwestycji.

Mapa 5. Obszary lokalizacji elektrowni wiatrowych wg dokumentów planistycznych w BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie uchwalonych i projektowanych planów ogólnych gmin w województwie lubuskim, merytorycznego planu częściowego „Energia odnawialna" dla regionu Oderland-Spree oraz projektu merytorycznego planu częściowego „Wykorzystanie energii wiatrowej" dla regionu Lausitz-Spreewald

Współpraca lokalna w zakresie efektywnego wykorzystania energii

Elementem transformacji energetycznej jest efektywność energetyczna, w tym zarzadzanie energetyczne w zakresie wykorzystanie energii w podmiotach i budynkach komunalnych. Racjonalne wykorzystanie energii, ograniczanie emisji oraz dostosowanie do nich struktury administracyjnej i istniejących procedur to główne wyzwania zarządzania energetycznego. Istniejące zadania związane z gospodarką energetyczną należy na nowo przyporządkować do zmienionych struktur organizacyjnych i sensownie zintegrować.

W lubuskim JST często organizują grupy zakupowe energii, najczęściej w ramach prowadzonych statutowo jednostek organizacyjnych. Przykładem tego może być wspólne zakontraktowanie dostaw energii elektrycznej dla jednostek prowadzonych przez gminę, czyli przedszkola i szkoły. Nie obserwuje się natomiast zainteresowania łączeniem się JST w większe grupy zakupowe typu powiat + gminy tego powiatu.

W Brandenburgii Wschodniej zarzadzanie energetyczne organizuje się w systemie KEM i wskazuje się, że jego wykorzystanie w zakresie zużycia energii i wody może redukować ich koszty zakupu o 10–20%. Istotą KEM jest zawsze efektywność energetyczna: zapewnienie ciepła, światła, prądu i wody w wymaganej jakości, w odpowiednim czasie i przy jak najmniejszym zużyciu energii i jak najniższych kosztach. KEM wspiera systematyczne wykorzystywanie potencjału oszczędnościowego w nieruchomościach gminnych (budynki administracyjne, szkolno-rekreacyjne, opieki zdrowotnej itp.), począwszy od działań niewymagających inwestycji lub wymagających niewielkich nakładów, takich jak np. optymalizacja eksploatacji istniejącej techniki instalacyjnej, poprzez optymalizację umów na dostawy energii, aż po udział w projektach inwestycyjnych związanych z energią. KEM można wdrożyć w gminie przy pomocy Kom.EMS. Kom.EMS to narzędzie służące do systematycznego tworzenia i utrzymywania KEM. Korzystanie z Kom.EMS jest bezpłatne dla gmin w Brandenburgii.

Osobnym zagadnieniem jest funkcjonowanie obywatelskich spółdzielni energetycznych, czyli grup zrzeszających osoby indywidualne z danego terenu zainteresowane własną produkcją energii, które najczęściej inwestują w budowę farmy fotowoltaicznej. Organizacje takie są relatywnie popularne w Niemczech, choć mają tam istotne ograniczenia rozwoju, takie jak brak możliwości preferencyjnego korzystania z sieci elektroenergetycznych, a to ogranicza ich zasięg działania. W Polsce organizacje tego typy są nowością prawną i jest ich niewiele. Wg wykazu URE aktualnie w kraju działają trzy takie organizacje.

5. UWARUNKOWANIA PRZESTRZENNE ROZWOJU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W BB-L OP

5.1. STAN I POTENCJAŁ ROZWOJU OZE

5.1.1. ANALIZA WARUNKÓW WIATROWYCH

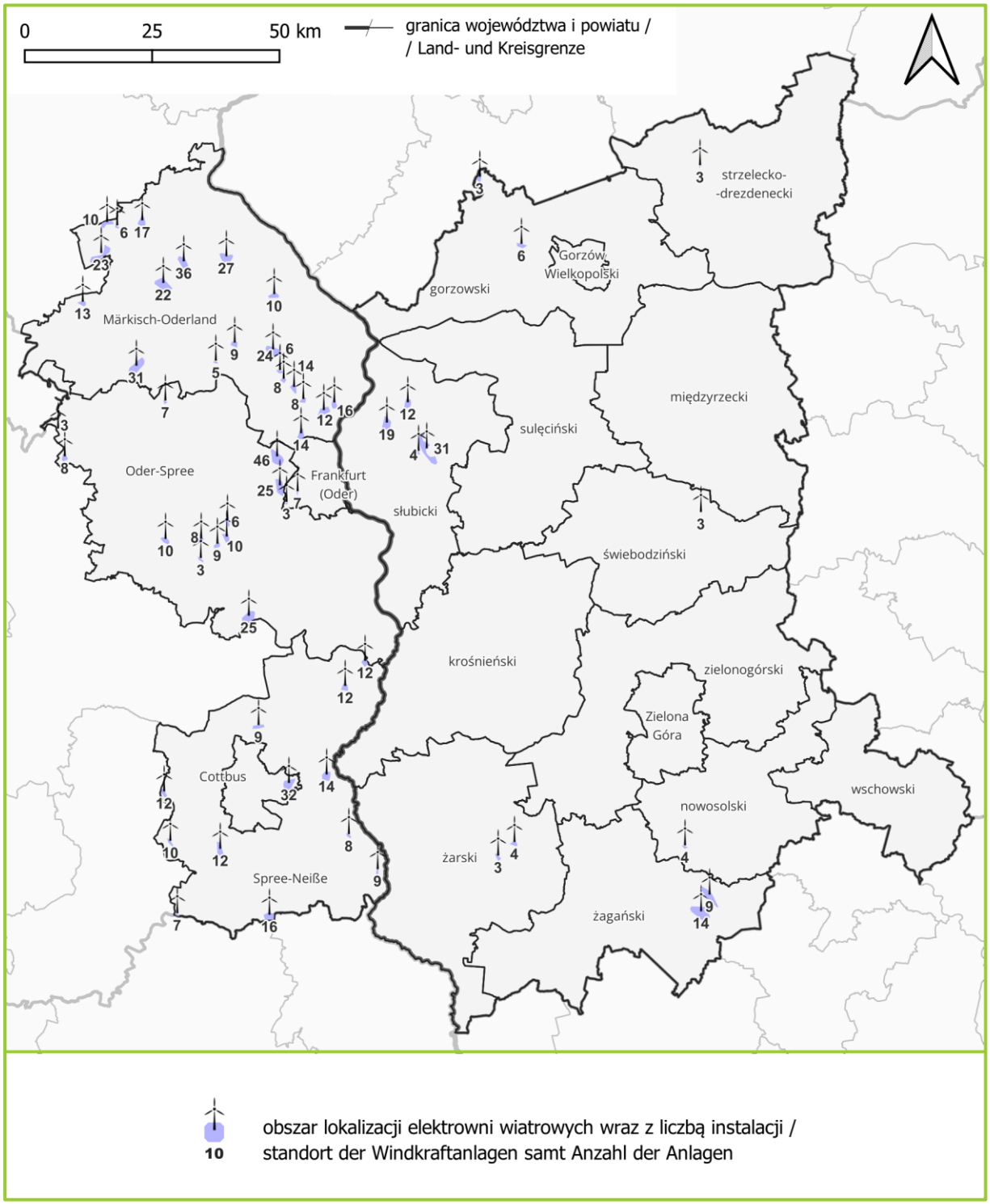
Specyfikacja techniczna istniejących elektrowni wiatrowych w BB-L OP

Wg aktualnych danych, umożliwiających zlokalizowanie pojedynczych elektrowni wiatrowych[18], w BB-L OP znajduje się łącznie 795 pojedynczych instalacji. Należy zaznaczyć, iż do tej statystyki nie zaliczają się indywidualne mikroinstalacje montowane na budynkach, a jedynie obiekty o charakterze zawodowym. Większość z nich (672) znajduje się w niemieckiej części obszaru, natomiast w województwie lubuskim rozmieszczono 123 obiekty. Analizując ich rozmieszczenie, skupiono się na ukazaniu zgrupowań elektrowni wiatrowych. Z tego też względu na poniższej mapie zauważyć można obszary koncentracji instalacji, gdzie grupa liczyła co najmniej trzy obiekty. Jak widać, farmy wiatrowe w Brandenburgii Wschodniej to w przeważającej większości zgrupowania liczące co najmniej 10 elektrowni, przy czym można wskazać przykłady obszarów koncentracji 15, 20 a nawet ponad 40 instalacji na relatywnie niewielkim obszarze. Co za tym idzie, widać, że w tej części opisywanego terenu skala realizowanych projektów wiatrowych była istotna, co przekładało się na znaczną powierzchnię zainwestowania – turbiny zajmowały tereny od kilkunastu do ponad 500 ha. W województwie lubuskim niektóre farmy wiatrowe charakteryzowały się występowaniem zgrupowań przekraczających 10 elektrowni. Pod tym kątem największą zrealizowaną inwestycją była farma wiatrowa Lubiechnia Wielka, która wraz z sąsiadującą farmą wiatrową Drzeńsko oraz 2 elektrowniami prywatnymi liczyła 35 instalacji. Co ciekawe, tereny przeznaczone pod największe inwestycje po polskiej stronie analizowanego obszaru są jednostkowo większe niż w Niemczech – przekraczają powierzchnię 100 ha i w skrajnym przypadku osiągają nawet 600–700 ha (farma wiatrowa Lubiechnia Wielka, farma wiatrowa Mycielin). Ukazuje to mniejsze rozdrobnienie inwestycji aniżeli po stronie niemieckiej.

Analizując parametry techniczne instalacji OZE, ustalono, że głównym czynnikiem decydującym o ich sprawności oraz efektywności jest wiek. Nowoczesne elektrownie wiatrowe przy odpowiedniej konserwacji cechują się żywotnością w granicach 25–35 lat. Niestety, mniej zaawansowane konstrukcje instalowane pod koniec lat 90. oraz na początku lat 2000. nie są tak wytrzymałe i osiągają granice swoich możliwości już w wieku 20–25. Z tego względu należy zwrócić uwagę na radykalne różnice, jeśli chodzi o wiek instalacji w BB-L OP.

[18] Przetworzenie danych ogólnodostępnych – OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg przy pomocy oprogramowania GIS [stan na V 2026].

Mapa 6. Rozmieszczenie instalacji OZE w BB-L OP, elektrownie wiatrowe wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Energieportal Brandenburg, OpenStreetMap oraz Urzędu Regulacji Energetyki

Brandenburgia Wschodnia to obszar, na którym montaż instalacji wytwarzających energię z wiatru rozpoczął się jeszcze pod koniec XX wieku. Do dziś zachowały się pojedyncze elektrownie wiatrowe oddane do użytkowania w latach 90. (32 sztuki – 4,8% całkowitej liczby turbin). W obecnych uwarunkowaniach stanowią one raczej eksponaty, nie przedstawiając faktycznej wartości produkcyjnej, jednakże sam fakt tego, iż pracują do dziś,

świadczy z jednej strony o ich wytrzymałości, z drugiej natomiast – o właściwej obsłudze technicznej. Opisywane elektrownie w głównej mierze należą do podmiotów, których profil działalności nie opiera się na zawodowym wytwarzaniu energii elektrycznej – stanowią najczęściej uzupełnienie podstawowego profilu przedsiębiorstwa, tj. prowadzenie gospodarki rolnej lub przemysłu.

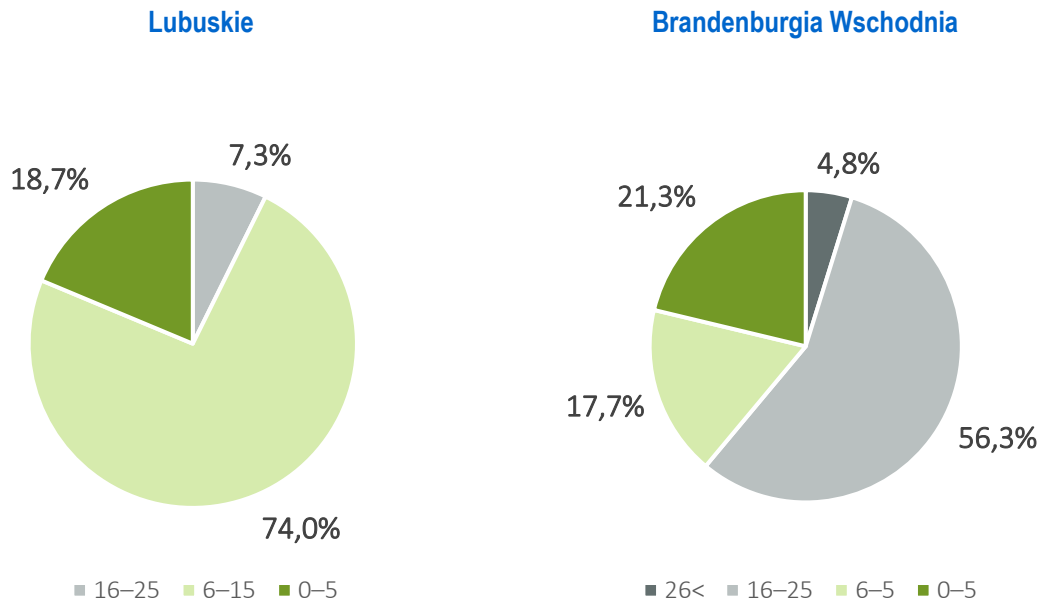
Wyraźnie liczniejszą grupą wiekową był zakres 16–25 lat (376 elektrowni). Lata 2001–2010 były okresem szybkiego przyrostu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej lądowej w niemieckiej części obszaru. Powstały wtedy m.in. farmy wiatrowe Cottbuser-See, Domsdorf czy też Schenkendöbern, obejmujące od kilku do nawet ponad 30 elektrowni. Przełożyło się to na widoczny udział w ogólnej strukturze wiekowej instalacji osiągający 56,3%. W przypadku grup wiekowych 6–15 lat oraz 0–5 lat udział oscyluje w granicach 20,0% (odpowiednio 118 instalacji, tj. 17,7% oraz 142 instalacje, tj. 21,3%). Elektrownie wiatrowe budowane po 2011 roku przy odpowiednim poziomie utrzymania mają przed sobą potencjał na efektywną pracę w horyzoncie po 2035 roku.

Należy jednak zwrócić uwagę na główne wyzwanie stojące przed systemem elektroenergetycznym Brandenburgii Wschodniej. Z uwagi na fakt, iż łącznie 61,1% elektrowni wiatrowych (408 sztuk) pracuje już ponad 16 lat, w ciągu dekady zajdzie konieczność zastąpienia lub likwidacji poszczególnych zużytych instalacji. Podstawowym rozwiązaniem jest przeprowadzenie tzw. repoweringu na terenach już przeznaczonych dla lądowej energetyki wiatrowej. Dzięki temu w miejsce starych elektrowni wprowadza się rozwiązania współczesne, o lepszych parametrach – co przekłada się na zwiększenie efektywności produkcji. Ten proces wiąże się jednak z wieloma wyzwaniami w zakresie zarządzania procesem zastępowania poszczególnych obiektów, utylizacji elementów turbin oraz płynności oddawania nowych mocy produkcyjnych.

Pod tym kątem sytuacja w województwie lubuskim wyraźnie się różni. Rozwój energetyki wiatrowej w tej części BB-L OP rozpoczął się widocznie później, przez co w praktyce zaledwie 7,3% wszystkich instalacji jest starszych niż 16 lat (9 sztuk). Znakomita większość to instalacje nowe (do 5 lat – 23 elektrownie) lub stosunkowo nowe (6–5 lat – 91 elektrowni). Dlatego też rozmowa o repowering*u* w tym wypadku rozpocznie się dopiero w okolicy 2035 roku. Do tego czasu głównym celem powinien stać się rozwój nowych mocy zainstalowanych wykorzystujących współczesną technologię, która niestety nie mogła być dotychczas w pełni wykorzystywana z uwagi na funkcjonowanie Zasady 10H.

Lata 2000–2025 to okres skokowego rozwoju technologicznego w obszarze energetyki wiatrowej. Instalacje stały się znacznie wyższe i posiadają znacznie większą powierzchnię omiotu, z uwagi na wydłużenie łopat, co przekłada się na możliwość zastosowania generatorów o podwyższonej mocy. Bazując na przykładowych instalacjach opisanych szczegółowo w bazie *Energieportal Brandenburg*, można zauważyć, że różnica między elektrownią wiatrową z 2003 roku a nowoczesną turbiną zainstalowaną w 2023 roku jest wyraźna.

Wykres 21. Struktura wiekowa instalacji OZE w BB-L OP, elektrownie wiatrowe



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Energieportal Brandenburg, OpenStreetMap oraz Urzędu Regulacji Energetyki

Tabela 6. Specyfikacja techniczna elektrowni wiatrowych, porównanie 2003–2023

Producent	Siemens Wind Power GmbH & Co. KG	Nordex SE
Model turbiny	AN Bonus 1300	N163/5.X
Wysokość całkowita	111 m	246 m
Wysokość piasty	80 m	164 m
Średnica rotora	62 m	163 m
Moc zainstalowana	1,3 MW	5,7 MW
Oddanie do użytkowania	2003	2023
Roczna produkcja energii	1 314,8 MWh	12 823,5 MWh
Współczynnik wykorzystania (CF)	11,5 %	25,7 %
Energieportal Brandenburg ID	SEE997789067389	SEE993966486356

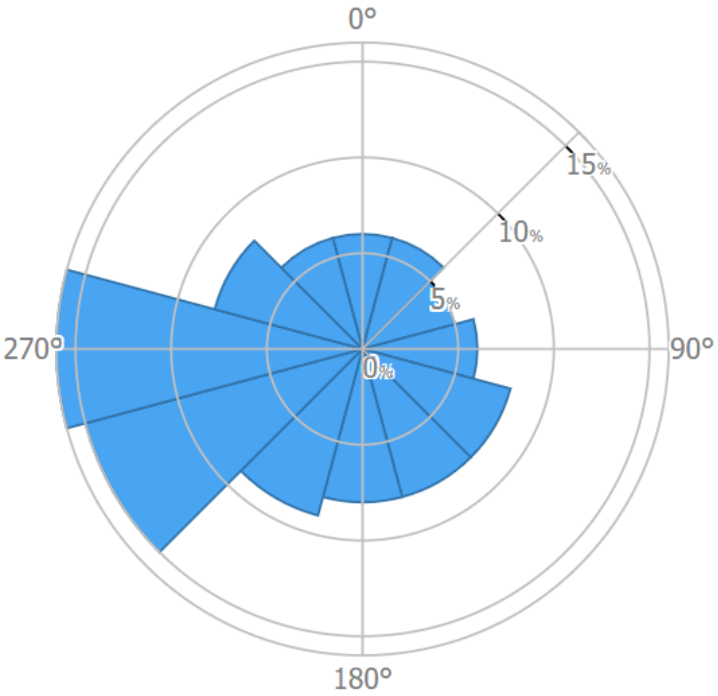
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Energieportal Brandenburg

Produkcja energii na poziomie kilkunastu tysięcy MWh przy mocy zainstalowanej rzędu 5–6 MW daje współczynnik wykorzystania rzędu 20–30%. Takie wyniki pozwalają na montaż jednostkowo znacznie mniejszej liczby turbin przy jednoczesnym zwiększeniu efektywności nowych projektów. Nie bez znaczenia jest również zminimalizowanie oddziaływania nowoczesnych instalacji – mniejsza liczba elektrowni oznacza zmniejszenie terenu przeznaczonego pod inwestycję, a co za tym idzie zmniejszenia uciążliwości dla okolicznych mieszkańców.

Warunki generacji energii z wiatru

Podstawowym czynnikiem wpływającym na efektywność funkcjonowania każdej farmy wiatrowej są lokalne warunki wietrzne. Zależą one od wielu zmiennych. Po pierwsze, kierunek i siła wiatru wprost zależą od uwarunkowań makroskalowych, czyli klimatu i położenia, co ma swoje odzwierciedlenie w Europie w postaci dominującego kierunku (zachodni) oraz wzrastających średnich prędkości wiatru w pobliżu mórz. Lokalnie ogromne znaczenie ma ukształtowanie i pokrycie terenu określające jego szorstkość. Obszary leśne oraz zabudowane w istotny sposób spowalniają przepływ mas powietrza, co wpływa na poziom wykorzystania instalacji, natomiast tereny rozległych, płaskich pól oraz zbiorniki wodne sprzyjają utrzymaniu prędkości wiatru. Samo umiejscowienie elektrowni wiatrowych również ma wpływ na ich pracę. Zbyt małe odległości między instalacjami sprzyjają powstawaniu tzw. e*fektu parkowego*, czyli sytuacji, w której turbulencje wytwarzane przez pracę łopat jednej elektrowni zaburzają pracę kolejnej. W skrajnych sytuacjach może dojść do radykalnego ograniczenia opłacalności pracy turbin dotkniętych tym zjawiskiem.

Wykres 22. Prezentacja dominujących kierunków wiatru w BB-L OP



Źródło: Dane referencyjne dla obszaru opracowania Global Wind Atlas

M.in. z tego względu inwestorzy przed budową swoich instalacji prowadzą wieloletnie pomiary wiatru oraz dostosowują wzajemne rozmieszczenie elektrowni wiatrowych celem minimalizacji tego ryzyka. Ostatnim kluczowym wątkiem dla niniejszych rozważań jest fakt, iż prędkość wiatru wprost zależy od wysokości nad poziomem terenu – im wyższa instalacja, tym większa szansa na osiągnięcie satysfakcjonujących wyników. Przyjmuje się, że w Europie na każde 100 m wzrostu wysokości średnia prędkość wiatru wzrasta o ok. 1,0–1,5 m/s, co szacunkowo może przekładać się nawet na większy o 30% potencjał generacji prądu z nowoczesnych turbin. Obecnie standardem rynkowym dla nowych elektrowni wiatrowych na lądzie jest wysokość całkowita rzędu 230–250 metrów.

Na potrzeby niniejszego opracowania zdecydowano się na użycie danych usługi *Global Wind Atlas* będących jednorodnym źródłem informacji dla całego terenu opracowania. Dane o średniej prędkości wiatru oraz średniej gęstości energii z wielolecia w punktach ERA5 prezentowane są w postaci siatki GRID, gdzie każdy piksel odpowiada w rzeczywistości prostokątowi o wymiarach 285 na 185 metrów. Dzięki temu możliwe jest szczegółowe oszacowanie tych parametrów i ukazanie regionalnego zróżnicowania zjawiska.

Wyniki analiz przedstawiają istotne zróżnicowanie wartości wskaźnika średniej prędkości wiatru. W przypadku wysokości 100 metrów AGL[19] rozpiętość danych zawiera się w przedziale 4,9–7,6 m/s. Obszary o najniższej wietrzności na tym poziomie to duże kompleksy leśne, gdzie średnia prędkość wiatru nie przekracza 5,0 m/s. Tereny te odznaczają się istotną szorstkością – korony drzew spowalniają przepływ powietrza, zmniejszając jego siłę. Z drugiej strony należy zwrócić uwagę na tereny o wyraźnie najwyższych wartościach średnich (powyżej 7,0 m/s). W zachodniej części BB-L OP pod tym względem wyróżniają się:

- teren kopalni Welzow-Süd (SPN);
- teren kopalni Tagebau Jänschwalde (SPN);
- przekształconej w Cottbuser Ostsee kopalni Tagebau Cottbus-Nord (Cottbus);
- krawędź Pradoliny Toruńsko-Eberswaldzkiej – okolice miejscowości Lindendorf, Seelow, Lebus i Podelzig (MOL), Heckelberg i Wölsickendorf (MOL), a także Schulzendorf i Prötzel (MOL);
- okolice Münchenberg (MOL) i miejscowości Tempelberg oraz Heinersdorf (LOS).

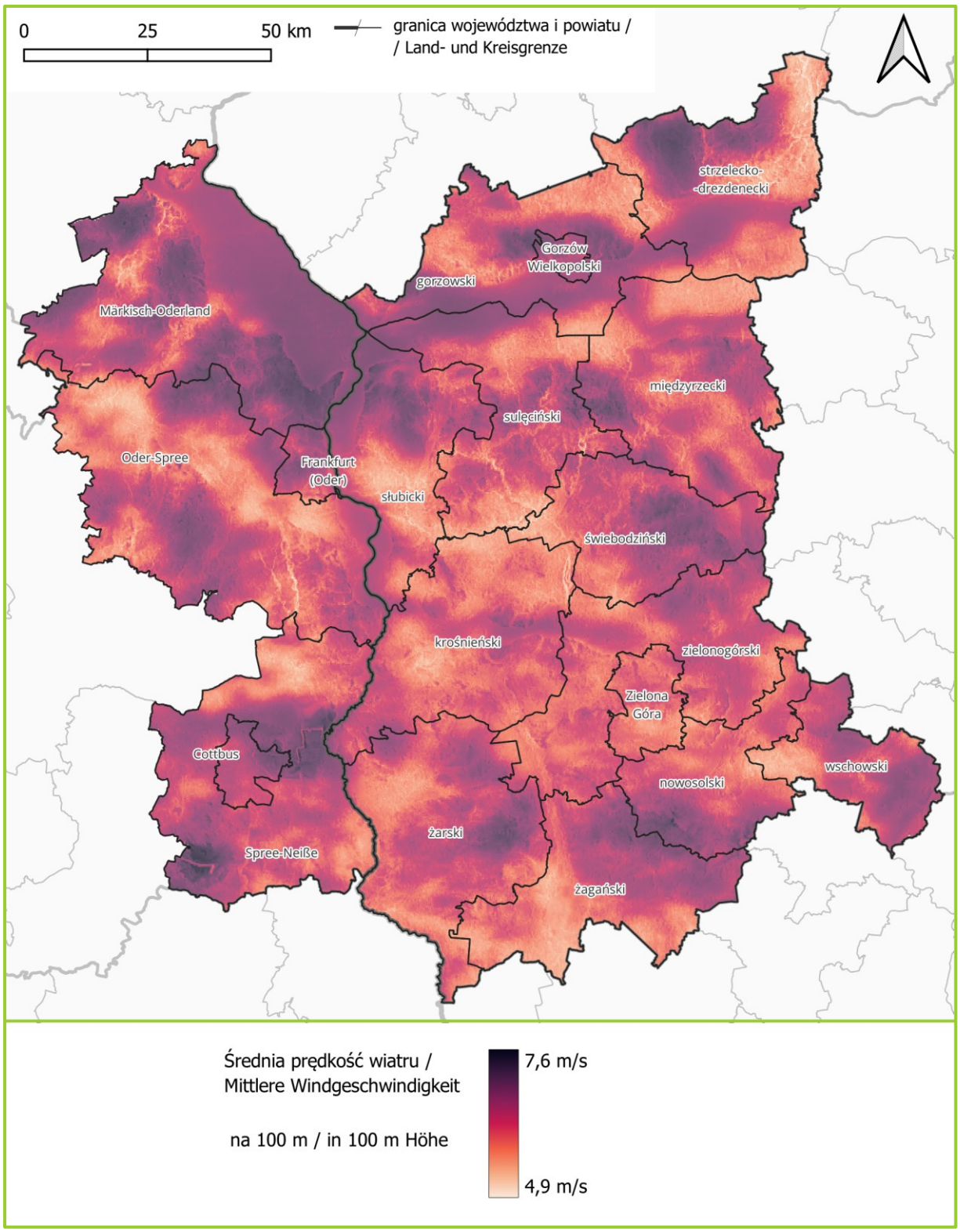
W województwie lubuskim obszary o największej wietrzności zajmują przestrzennie wyraźnie mniejsze powierzchnie. Pod tym kątem warto wyróżnić:

- okolice Żar, miejscowości Drożków, Lubanice i Lubomyśl (FZA);
- wzniesienia wokół miejscowości Cisów i Stypułów (FNW), Siecieborzyce i Chotków (FZG);
- tereny na wschód od przebiegu drogi ekspresowej S3, na wysokości Świebodzina (FSW);
- rozległe pola pomiędzy Lubniewicami (FSU) i Międzyrzeczem (FMI);

[19] AGL – nad poziomem gruntu.

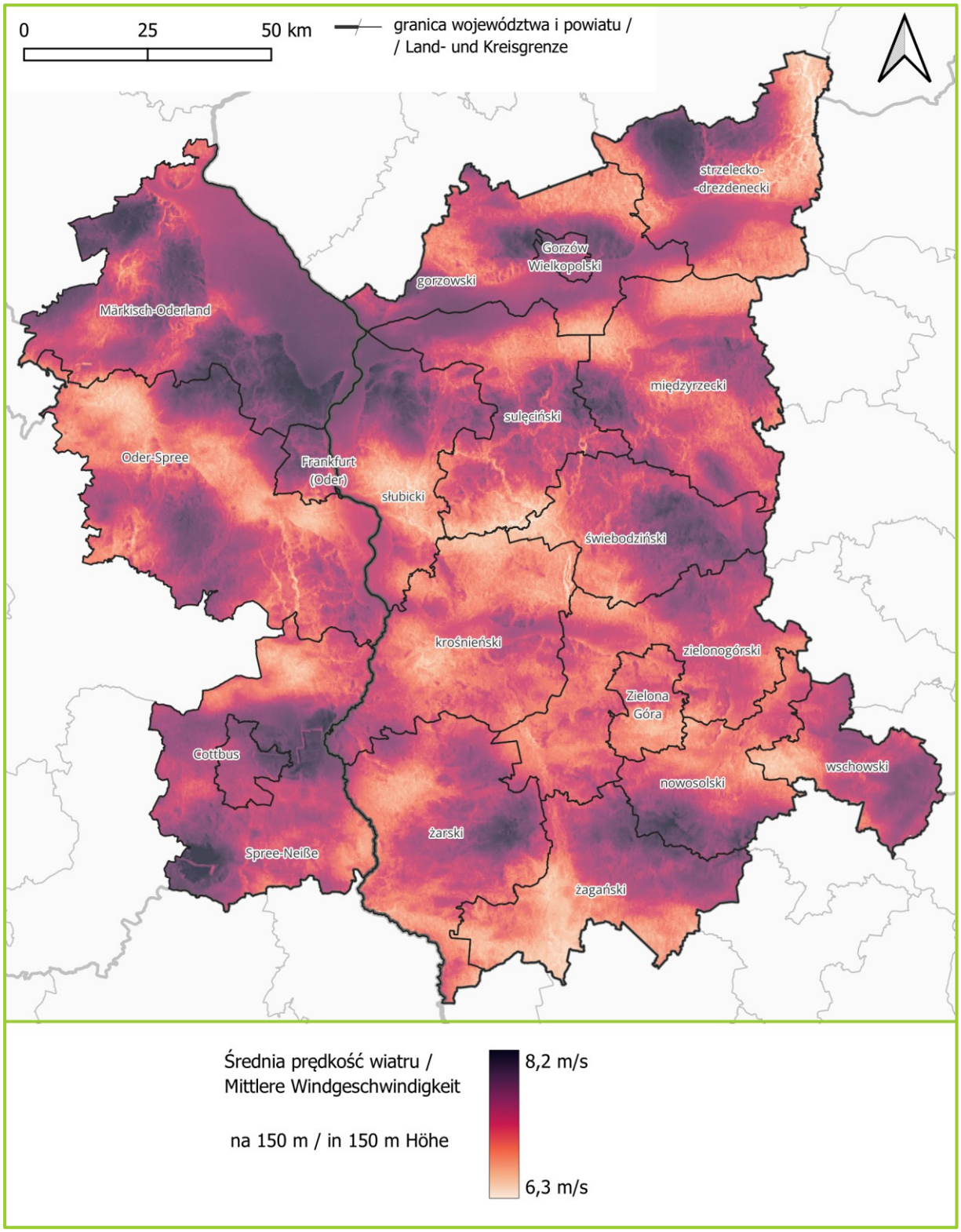
- krawędź Pradoliny Toruńsko-Eberswaldzkiej – okolice miejscowości Górzyca, Golice i Ośno Lubuskie (FSL), Baczyny i Janczewa (FGW), a także Strzelec Krajeńskich i Dobiegniewa (FSD).

Mapa 7. Średnia prędkość wiatru w BB-L OP na wysokości 100 m



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Global Wind Atlas

Mapa 8. Średnia prędkość wiatru w BB-L OP na wysokości 150 m



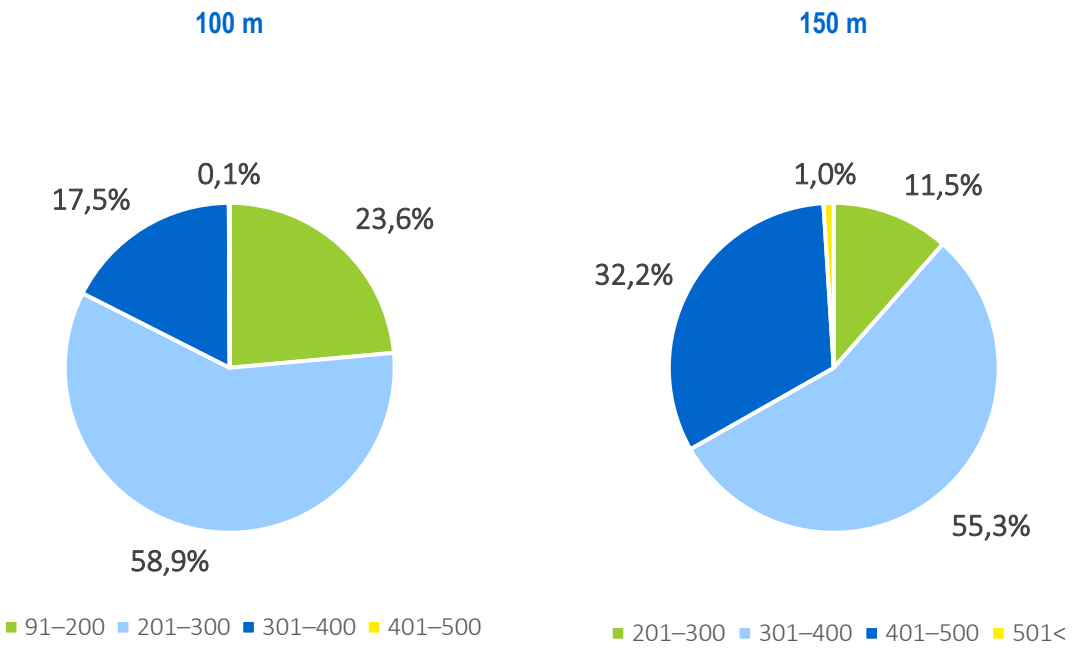
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Global Wind Atlas

Wcześniej wymienione tereny o najwyższej wietrzności zarówno w niemieckiej, jak i polskiej części analizowanego obszaru są otoczone obszarami, gdzie średnia prędkość wiatru na wysokości 100 m AGL jest równa lub przekracza 6,0 m/s. Wyraźnie odznacza się przy tym dno przywołanej Pradoliny Toruńsko-Eberswaldzkiej, która przebiega

w układzie równoleżnikowym przez cały BB-L OP. Doliny i pradoliny rzeczne najczęściej negatywnie wpływają na prędkość wiatru, gdyż zróżnicowana rzeźba terenu zwiększa jego szorstkość. W tym jednak przypadku mamy do czynienia z bardzo rozległą, płaską formą ułożoną w relacji wschód-zachód, dającą możliwość swobodnego przepływu wiatru z jego dominującego kierunku. Podobne zjawisko w mniejszym stopniu można obserwować w pozostałych pradolinach przebiegających przez BB-L OP, czyli Pradolinie Warszawsko-Berlińskiej oraz Pradolinie Głogowsko-Baruckiej.

Analiza warunków wietrznych na pułapie 150 m AGL pod kątem przestrzennym przedstawia się analogicznie jak na wysokości 100 m AGL. Jednak intensywność zjawiska, czyli wartości graniczne średniej prędkości wiatru są wyraźnie wyższe (6,3–8,2 m/s). Oznacza to, że nawet obszary charakteryzujące się najwyższą szorstkością terenu (lasy) odznaczają się parametrami wietrzności wystarczającymi, by instalować elektrownie wiatrowe o wysokości wieży w granicach 150 m[20]. Szerszy kontekst dla tego wniosku prezentują dane dotyczące gęstości mocy wiatru[21] przytoczone poniżej.

Wykres 23. Średnia gęstość mocy wiatru na pułapach 100 m i 150 m AGL w BB-L OP [W/m²]



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Global Wind Atlas

Kluczowym wskaźnikiem prezentującym możliwości generacji energii na danym terenie jest średnia gęstość mocy wiatru. Na potrzeby niniejszego opracowania przeanalizowano ten wskaźnik dla terenu BB-L OP na dwóch pułapach – 100 m i 150 m AGL. Rozkład przestrzenny zjawiska jest ściśle powiązany z warunkami wietrznymi na danym terenie, toteż obszary o wysokich wynikach w zakresie średniej prędkości wiatru, analogicznie, charakteryzują się najlepszymi wartościami wskaźnika średniej gęstości mocy. Kluczowym aspektem do

[20] Przyjmuje się, że średnie prędkości wiatru w granicach 6,0–6,3 m/s są wystarczające do pracy nowoczesnych turbin wiatrowych.
[21] Wind Power Density – W/m²: wskaźnik obrazujący potencjał energetyczny wiatru w przeliczeniu na 1 m² powierzchni omiotu rotora turbiny wiatrowej.

przedstawienia w ramach tego parametru jest zobrazowanie radykalnego wzrostu możliwości generacji energii elektrycznej w świetle wzrastających osiągów nowoczesnych turbin wiatrowych. Jak widać, na wysokości 100 m AGL niemal 25% powierzchni BB-L OP charakteryzuje się wartościami poniżej 200 W/m^2, a biorąc pod uwagę kolejny przedział (201–300 W/m^2) łącznie 82,5% analizowanego obszaru osiąga średnią gęstość mocy wiatru na poziomie umiarkowanym. Porównując te dane z wynikami na pułapie 150 m AGL, należy zauważyć, iż wzrost średniej prędkości wiatru przekłada się na wyraźnie większe możliwości produkcyjne. Aż 55,3% powierzchni BB-L OP charakteryzuje się wynikami w przedziale 301–400 W/m^2, 32,2% obszaru znajdowało się w zakresie 401–500 W/m^2, natomiast 1,0% najbardziej korzystnych obszarów przekracza wartość 501 W/m^2.

Wskaźnik średniej gęstości wiatru opiera się o warunki wietrzne danego terenu, wysokość nad poziom terenu oraz powierzchnię omiotu rotora elektrowni wiatrowej. Zgodnie z zestawieniem zaprezentowanym w pierwszej części niniejszego rozdziału postęp technologiczny w obszarze lądowej energetyki wiatrowej sprawił, iż standardem w dzisiejszych czasach są turbiny wysokie (gdzie wysokość położenia piasty to około 150 m), o większej mocy zainstalowanej (4–7 MW) i wyposażone w rotory o średnicy rzędu 150–170 metrów. Dlatego też nowe instalacje osiągają wyraźnie lepsze wyniki, wykorzystując korzystniejsze warunki wietrzne.

Warunki wiatrowe niewątpliwie stanowią podstawowy czynnik w zakresie sytuowania elektrowni wiatrowych. Należy jednak zaznaczyć, iż proces przygotowania inwestycji tego typu musi uwzględniać również inne uwarunkowania, takie jak minimalne odległości od zabudowy mieszkaniowej, ochronę obszarów cennych przyrodniczo, zapewnienie bezpieczeństwa żeglugi powietrznej i wiele innych. Szczegółowe omówienie tych elementów oraz wyznaczenie obszarów możliwej realizacji turbin wiatrowych wraz z szacunkowym potencjałem produkcji energii zostanie zaprezentowane w dalszej części opracowania.

5.1.2. Analiza warunków wodnych

Aktualny stan oraz uwarunkowania w ramach sektora

Energetyka wodna jest jedną z najdłużej wykorzystywanych technologii OZE. Produkcja energii w nowoczesnych elektrowniach wodnych odbywa się poprzez zasilanie turbin napędzających generator. Zasadniczo można wyróżnić trzy typy tych instalacji:

- elektrownie przepływowe – wykorzystujące naturalny spływ, gdzie produkcja energii jest ściśle związana z poziomem wody w rzece;
- elektrownie zbiornikowe (retencyjne) – wykorzystują wodę gromadzoną w zbiorniku zaporowym;
- elektrownie szczytowo-pompowe – magazynują energię poprzez pompowanie wody do górnego zbiornika, po czym odzyskują ją podczas przepływu wody przez turbiny w kierunku przeciwnym.

Wszystkie typy elektrowni wodnych poza produkcją energii pełnią miejscowo rolę budowli regulujących przepływ wody w rzece. Dlatego też należy podkreślić ich znaczenie jako urządzeń służących do zapewnienia bezpieczeństwa przeciwpowodziowego.

Na terenie BB-L OP znajduje się łącznie 39 instalacji zarejestrowanych w publicznych rejestrach jako obiekty hydrotechniczne produkujące energię elektryczną. W Brandenburgii Wschodniej odnotowano osiem tego typu obiektów, w województwie lubuskim – 31. Biorąc pod uwagę moc zainstalowaną elektrowni wodnych w BB-L OP, znakomita większość zalicza się do kategorii małych elektrowni wodnych (MEW) o mocy minimalnej od 54 kW do 2,64 MW. Największym obiektem jest bez wątpienia położona w miejscowości Dychów (FKR) elektrownia szczytowo-pompowa o mocy niemal 88 MW. Obiekt powstał w 1936 roku na rzece Bóbr i stanowi najstarszą obecnie działającą elektrownię tego typu w Polsce. Wraz z elektrowniami przepływowymi na rzekach Bóbr, Nysa Łużycka i Kwisa tworzą Zespół Elektrowni Wodnych Dychów, o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 103 MW. Większość instalacji powiązanych w tym kompleksie jest położona w granicach administracyjnych województwa lubuskiego.

Moc zainstalowana elektrowni wodnych nie oddaje w pełni ich znaczenia w systemie elektroenergetycznym. Ważnym czynnikiem jest typ instalacji. W BB-L OP, poza elektrownią szczytowo-pompową w Dychowie (FKR), znajduje się również elektrownia zbiornikowa Talsperre Spremberg (SPN), o mocy zainstalowanej ok. 1 MW. Obie elektrownie pozwalają na kontrolę poziomu generacji energii z uwagi zastosowany system zapór i zastawek, przy czym elektrownia szczytowo-pompowa w Dychowie ma dodatkowo możliwości w zakresie uruchamiania generacji w okresach szczytowego zapotrzebowania. Pozostałe obiekty (37) to typowe elektrownie przepływowe.

Mapa 9. Rozmieszczenie elektrowni wodnych oraz ich typów w BB-L OP wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych na podstawie danych Google Sattelite, OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg przy pomocy oprogramowania GIS

Możliwości lokalizacji nowych instalacji w energetyce wodnej

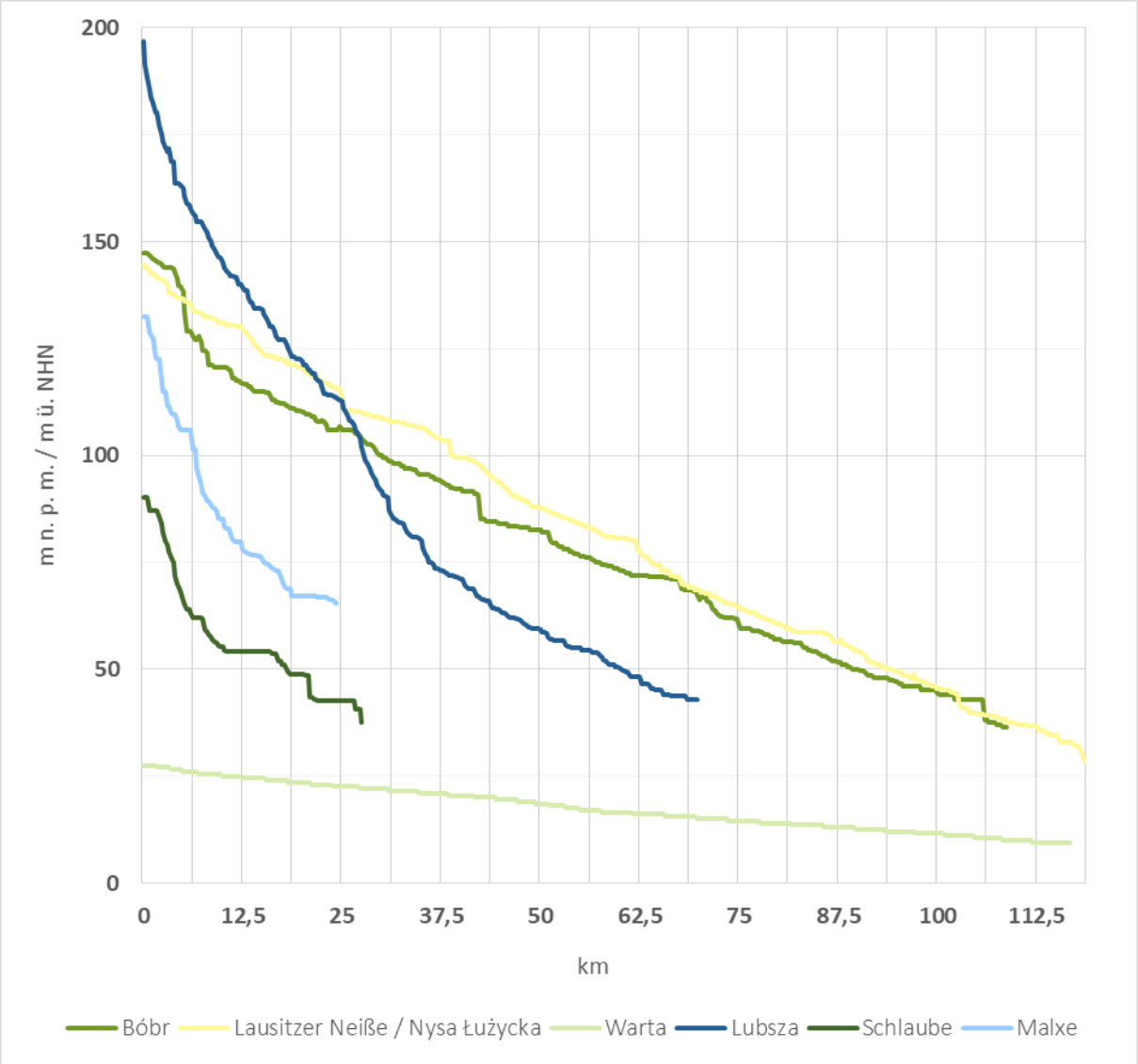
W celu oceny potencjału do lokalizowania elektrowni wodnych na terenie BB-L OP zdecydowano się na wykonanie analizy wartości wskaźnika spadu podłużnego wybranych rzek referencyjnych. We wstępnej fazie wytypowano 18 rzek i ich odcinków przy wykorzystaniu geometrii obiektów z ogólnodostępnego źródła[22]. Mowa tutaj o rzekach biegnących wzdłuż granicy Polska–Niemcy, tj. Odra i Nysa Łużycka, rzek na terenie Brandenburgii Wschodniej, tj. Malxe, Schlaube, Großes Fließ – Malxe, Löcknitz, Spree (I – III) oraz położonych na terenie województwa lubuskiego – Bóbr, Ilanka, Lubsza, Noteć, Obra, Obrzyca, Pliszka, Szprotawa i Warta. Przyjęto typologię i sposób doboru charakterystyczny dla dorzecza Odry, czyli wytypowano przykłady referencyjne spośród dopływów I i II rzędu, o stosunkowo naturalnym przebiegu. Pominięto w tym ujęciu kanały żeglugowe (np. Oder-Spree Kanal, Friedrich-Wilhelm Kanal).

Na podstawie geometrii rzek przeprowadzono próbkowanie punktowe w interwale 250 m, przy wykorzystaniu danych wysokościowych z usługi *Copernicus DEM 30 m*. W ten sposób możliwe było uzyskanie dokładnych profili podłużnych wybranych rzek obszaru BB-L OP przy zachowaniu jednolitej metodyki analiz. Poniżej przedstawiono wizualizację profili podłużnych rzek, ograniczono się jednak do czterech najbardziej reprezentatywnych względem wyników przykładów.

Teren BB-L OP to obszar typowo nizinny. W południowej części znajdują się obszary pofałdowane, do wysokości ok. 250 m n.p.m., natomiast co do zasady rzeźba nie jest urozmaicona. Jedynymi wyjątkami są mocno wcięte w teren pradoliny: Toruńsko-Eberswaldzka, Warszawsko-Berlińska i Barucko-Głogowska. Taki charakter ma odzwierciedlenie w postaci występowania rzek o nizinnym charakterze, który objawia się spokojnym biegiem związanym z niewielkim spadkiem podłużnym. Tego typu ciekami są m.in. Odra, Warta i Noteć. Z drugiej strony, warto zwrócić uwagę na rzeki charakteryzujące się bardziej zróżnicowanym przebiegiem. W BB-L OP spływają one w kierunku północnym, będąc dopływami Odry. Mowa tutaj o Nysie Łużyckiej, Bobrze, Lubszy oraz o stosunkowo mniejszych – Schlaube i Malxe. Rzeki te, szczególnie w swoim górnym biegu, posiadają umiarkowanie szybszy nurt, wąskie koryta i w połączeniu z istotnie większym spadkiem posiadają umiarkowany lub co najmniej dobry potencjał dla lokalizowania instalacji hydroenergetycznych. Potwierdzeniem tego są istniejące instalacje – np. elektrownie wodne w górnym biegu rzeki Bóbr w Lubuskiem czy też obiekty na Nysie Łużyckiej.

[22] OpenStreetMap – usługa mapowa online, jednolita pod względem metodyki wyznaczania geometrii obiektów liniowych.

Wykres 24. Profil podłużny wybranych rzek obszaru BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych OpenStreetMap, Copernicus Global DEM, przy pomocy oprogramowania GIS

Dla lepszego zobrazowania zjawiska warto zwrócić uwagę na wyniki wskaźnika średniego spadu podłużnego, czyli podstawowej miary służącej do oceny wstępnej przydatności cieku na cel lokalizowania instalacji hydroenergetycznych. Jak widać, typowo nizinna Warta, zarówno w pełnym przebiegu, jak i w górnym biegu, charakteryzuje się średnim spadem na poziomie 0,2–0,3 m/km. Nie oznacza to, że jest to ciek całkowicie nieprzydatny pod analizowanym kątem, natomiast montaż jakichkolwiek elementów hydrotechnicznych, które miałyby produkować energię, wiąże się z koniecznością realizacji budowli piętrzących – jazów i stopni. W praktyce są to inwestycje kosztowne, skomplikowane i silnie oddziaływujące na środowisko naturalne. Z drugiej strony, warto zwrócić uwagę na Bóbr oraz Nysę Łużycką. Dla obu rzek ogólny średni spad podłużny wynosi 1,0 m/km przebiegu, przy czym Bóbr ma wyraźnie wyższą wartość w swoim górnym biegu (2,7 m/km) w stosunku do Nysy Łużyckiej (1,1 m/km). Obie rzeki kwalifikują się w tym ujęciu jako posiadające umiarkowany potencjał do budowy elektrowni wodnych, przy czym należy zaznaczyć, że aktualnie funkcjonują tu takie budowle. Na Bobrze już w latach 20. i 30.

XX w. zrealizowano Zespół Elektrowni Wodnych Dychów, a niektóre z elektrowni zaliczanych do tej grupy znajdują się również na Nysie Łużyckiej.

Tabela 7. Charakterystyka wybranych rzek pod kątem możliwości lokalizacji instalacji hydroenergetycznych

Rzeka	Długość rzeki [km]	Średni spad podłużny – dla całego przebiegu [m/km]	Długość odcinka – górny bieg [km]	Średni spad podłużny – dla górnego biegu [m/km]
Bóbr	110,0	1,0	10,0	2,7
Nysa Łużycka	118,5	1,0	38,0	1,1
Warta	116,8	0,2	10,0	0,3
Lubsza	69,8	2,2	25,0	3,4
Schlaube	27,5	1,9	8,0	4,0
Malxe	24,3	2,8	8,0	5,4

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych OpenStreetMap, Copernicus Global DEM, przy pomocy oprogramowania GIS

W toku analiz stwierdzono również występowanie rzek, które posiadają wstępny potencjał do lokalizowania nowych elektrowni wodnych. Mowa tutaj o rzekach Lubsza, Obra, Obrzyca i Szprotawa w województwie lubuskim, a także Schlaube, Malxe, Spree i Stober w Brandenburgii Wschodniej. Posiadają one korzystne wartości wskaźnika średniego spadu podłużnego, zarówno w całym przebiegu, jak i w górnym biegu. Drugim obszarem, istotnym w kontekście oceny przydatności rzek dla energetyki wodnej są średnie przepływy w ujęciu wieloletnim. Opierając się na danych instytucji takich jak Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU), Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) oraz Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW) możliwa jest przybliżona ocena poszczególnych cieków. Co ważne, dane tych instytucji w zakresie wartości średniego przepływu (Q) mierzonego w jednostce m3/s nie są jednolite i często obejmują różne okresy historyczne a także odmienne interwały. Zdarza się, że instytucje dysponują jedynie informacją o poziomie wody na wodowskazie. Niemniej na podstawie tych danych wyszczególniono cztery główne grupy w zależności od wartości orientacyjnego średniego przepływu (Q) :

- bardzo wysoka (~100 m3/s <) - rzeki Odra i Warta;
- wysoka (~30 – 100 m3/s) - rzeki Noteć, Bóbr, Nysa Łużycka;
- umiarkowana (~5 – 30 m3/s) - rzeki Spree, Malxe, Obra;
- niska (~5 m3/s) - rzeki Obrzyca, Schlaube, Szprotawa, Stöbber.

Z punktu widzenia możliwości wykorzystania hydroenergetycznego największe znaczenie mają nie tylko wartości przepływu, ale również występowanie odpowiedniego spadu oraz istniejącej infrastruktury hydrotechnicznej. W związku z tym największy potencjał lokalizacyjny należy wiązać z większymi dopływami Odry, w szczególności Bobrem i Nysą Łużycką, natomiast na mniejszych ciekach, takich jak Lubsza, Obra, Obrzyca, Malxe czy Stöbber, ewentualne wykorzystanie energetyczne powinno być rozpatrywane przede wszystkim w odniesieniu do istniejących jazów, progów i innych obiektów piętrzących.

Niemniej, należy zaznaczyć, iż przydatność tych cieków, jak i wszystkich pozostałych wyżej wymienionych, ocenia się pod kątem realizacji obiektów zaliczanych jako małe elektrownie wodne (MEW) o nominalnej mocy zainstalowanej w zakresie 1–3 MW. Wpływ na taką przydatność mają uwarunkowania naturalne, takie jak wcześniej wspomniana rzeźba terenu oraz konieczność uwzględnienia wszelkich wymogów w zakresie ochrony środowiska. Instalacje hydrotechniczne stanowią duże zagrożenie pod kątem wpływu na lokalne stosunki wodne (m.in. poziom wód gruntowych czy siedliska bagienne), stan ekologiczny wód (m.in. przekształcania morfologiczne koryta rzecznego), ciągłość ekologiczną rzek (m.in. utrudnianie migracji ryb i rumowiska) czy też wpływu na obszary chronione. Nie bez znaczenia są również zjawiska związane z postępującymi zmianami klimatu – zmniejszenie ilości opadów i coraz częściej postępująca susza hydrologiczna wprost przekładają się na ograniczenie zasobów wodnych. Dlatego też w ramach BB-L OP rekomenduje się skupienie się na działaniach umożliwiających dalsze funkcjonowanie i ewentualną rozbudowę istniejących instalacji.

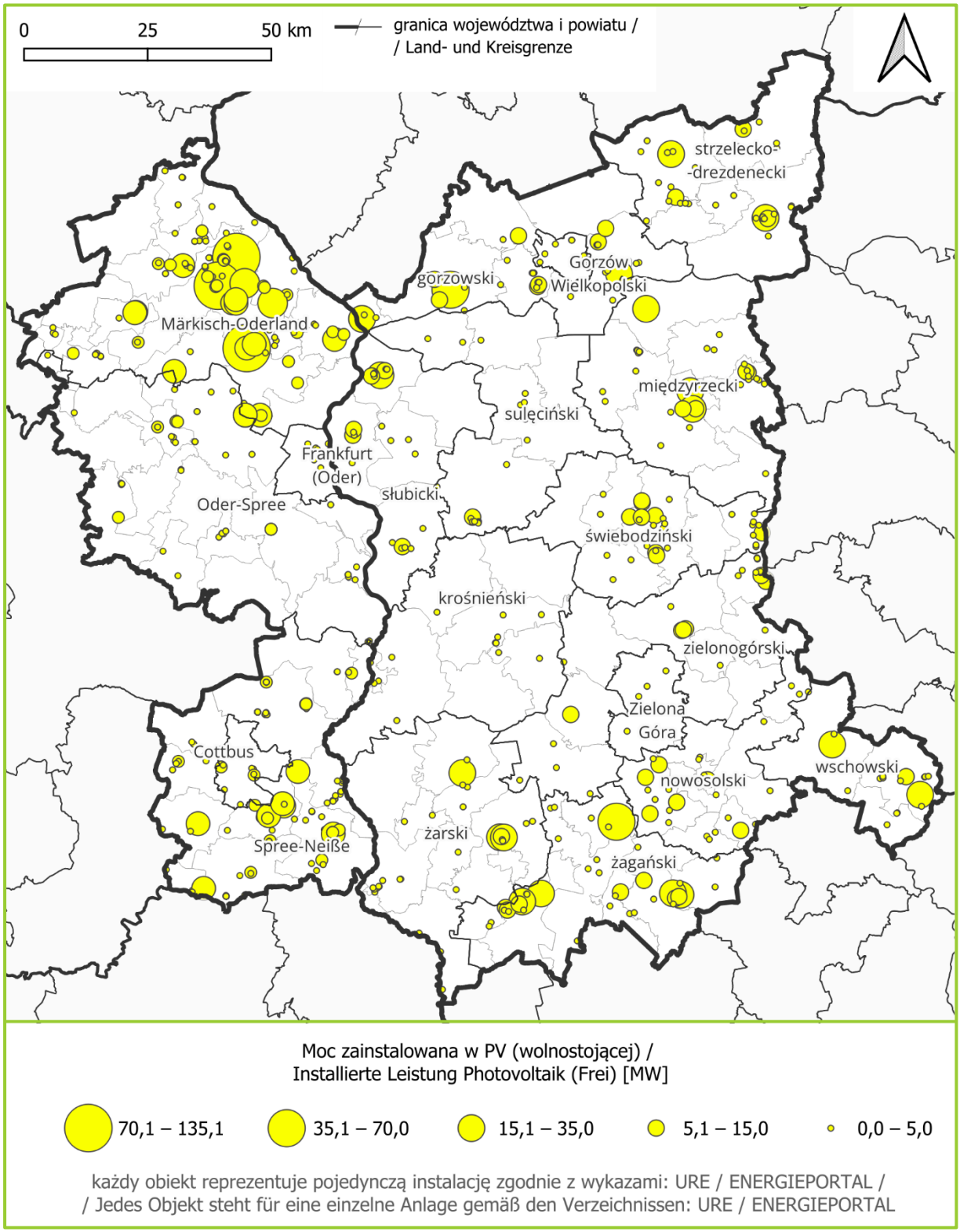
5.1.3. ANALIZA USŁONECZNIENIA I PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO

Aktualny stan instalacji fotowoltaicznych w BB-L OP

Analizując obecny stan i trendy w ramach technologii pozyskiwania energii ze słońca, należy wyróżnić dwa dominujące segmentu rynku fotowoltaicznego. Pierwszym z nich są instalacje zawodowe wolnostojące. W BB-L OP, w wyniku analiz bazujących na ogólnodostępnych źródłach dotyczących rozmieszczenia farm fotowoltaicznych, zinwentaryzowano łącznie 749 pojedynczych instalacji zawodowych[23]. Należy zaznaczyć, iż szczególnie w województwie lubuskim liczba parków fotowoltaicznych jest również zależna od sposobu klasyfikacji poszczególnych obiektów na etapie uzyskiwania pozwoleń budowlanych i realizacji przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Częstym zjawiskiem, zarówno w Niemczech, jak i w Polsce, jest realizowanie dużych parków fotowoltaicznych w postaci zespołu pojedynczych instalacji o mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 1 - 10 MW. Wiąże się to m.in. z etapowaniem inwestycji przez inwestorów, uwarunkowaniami terenowymi lub innymi zabiegami formalnymi. Dlatego też faktycznym punktem odniesienia dla rozmieszczenia tych obiektów w przestrzeni BB-L OP jest kompilacja rzeczywistej ich lokalizacji wraz z konkretnym wolumenem mocy zainstalowanej.

[23] Przetworzenie danych ogólnodostępnych – Google Sattelite, OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg przy pomocy oprogramowania GIS [6.2026].

Mapa 10. Rozmieszczenie instalacji PV i ich moc zainstalowana w BB-L OP wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Google Sattelite, OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg przy pomocy oprogramowania GIS

W tym ujęciu obszarami o największym stopniu wykorzystania pod kątem lokalizowania wolnostojącej technologii PV są niemieckie powiaty Spree-Neiße (SPN) i Märkisch-Oderland (MOL), gdzie znajduje się 336 instalacji o

łącznej mocy zainstalowanej brutto na poziomie 1781,9 MW (MOL – 124, 1208,8 MW; SPN – 212; 573,1 MW). Wyraźnie zobrazowała się w tym wypadku różnica pomiędzy przewagą wielkoskalowych instalacji w północnej części regionu Brandenburgii Wschodniej oraz większej liczby jednostkowo mniejszych farm fotowoltaicznych na południu. W przypadku województwa lubuskiego rozmieszczenie jest mniej zróżnicowane. Zasadniczo największa liczba instalacji w połączeniu z wysokim wolumenem mocy zainstalowanej znajduje się w powiatach żagańskim (38; 222,7 MW) oraz gorzowskim (36; 208,1 MW), następnie wyróżnić można powiaty międzyrzecki (32; 145,6 MW), strzelecko-drezdenecki (33, 121,4 MW) oraz szereg jednostek przekraczających łącznie poziom 100 MW mocy zainstalowanej (powiaty: żarski, słubicki, świebodziński). Jedynym powiatem w polskiej części BB-L OP, który wyraźnie odbiega pod kątem zlokalizowanych na jego terenie instalacji jest powiat krośnieński, gdzie stwierdzono obecność 13 farm fotowoltaicznych o łącznym wolumenie mocy zainstalowanej na poziomie 16 MW. Oznacza to, że na tym obszarze nie występuje żaden obiekt o charakterze wielkopowierzchniowym.

Jak wskazano w poprzednich rozdziałach, zarówno w części niemieckiej, jak i polskiej, odnotowano wyraźne wzrosty mocy zainstalowanej w energetyce solarnej. Proces ten jest powiązany z przyspieszeniem realizacji elektrowni słonecznych w postaci wielkoskalowych farm fotowoltaicznych oraz rozwojem technologicznym wpływającym na poprawę efektywności pracy instalacji. Zarówno w Brandenburgii Wschodniej, jak i w województwie lubuskim można zaobserwować, iż farmy fotowoltaiczne oddawane do użytkowania w ciągu ostatniej dekady w głównej mierze stanowią instalacje przekraczające jednostkowo 5 MW mocy zainstalowanej, osiągając niekiedy wartości zbliżone do 30–50 MW i więcej. Przykładami tego typu inwestycji w polskiej części BB-L OP są instalacje położone w gminach Witnica (FGW) oraz Brzeźnica (Chotków – FZG) o mocy zainstalowanej odpowiednio: 65 MW oraz 40 MW. W Brandenburgii Wschodniej największymi farmami fotowoltaicznymi są natomiast zespoły położone w miejscowościach Neuhardenberg (153 MW), Neutrebbin (151 MW) oraz Vierlinden (70 MW) – wszystkie zgrupowane w granicach powiatu Märkisch-Oderland (MOL). Ww. obiekty zostały oddane do użytkowania w latach 2021–2026.

Tabela 8. Parametry techniczne paneli fotowoltaicznych, porównanie 2005–2025

Rok:	2005	2025
Powierzchnia potrzebna do zainstalowania 1 MWp	1,2–1,5 ha	0,8–1,3 ha
Moc pojedynczego panelu	150–220 Wp	430–700 Wp
Roczna degradacja generacji mocy	0,7–1,0%	0,25–0,5%
Czas pracy paneli	20–25 lat	30–40 lat
Współczynnik wykorzystania (CF)	12–15%	20–25%
Koszt modułu	3–5 €/Wp	0,1–0,2 €/Wp

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych publikowanych przez producentów

Skok technologiczny obserwowany w obszarze produkcji energii elektrycznej z instalacji OZE nie pominął sektora PV. Do powszechnego użytku weszły nowoczesne ogniwa fotowoltaiczne o wyższej mocy, co przekłada się na zwiększenie możliwości generacji energii przy zmniejszeniu terenochłonności instalacji. Ponadto ograniczono degradację paneli, wydłużając ich żywotność – obecnie szacuje się, że panele będą pracować przez około 30–40 lat, a więc niemal dwukrotnie dłużej niż inwestycje realizowane w roku 2005. Należy również wspomnieć, że powszechne stało się stosowanie paneli bifacjalnych, wykorzystujących promieniowanie docierające zarówno do przedniej, jak i tylnej strony ogniwa – szczególnie efektywnych w przypadku wysokiego albedo podłoża. Wszystkie opisywane cechy przełożyły się na wyraźną poprawę wartości współczynnika wykorzystania (CF) nowoczesnych instalacji fotowoltaicznych, który w korzystnych warunkach może osiągnąć poziom 20–25%. Możliwości współczesnych paneli, w parze z upowszechnieniem się tej technologii (zarówno w wydaniu farm wielkoobszarowych, jak i prywatnych instalacji prosumenckich), przełożyły się na zmniejszenie kosztów jednostkowych. Szacuje się, że aktualna cena rynkowa ogniw fotowoltaicznych spadła do poziomu 0,1–0,2 €/Wp zwiększając opłacalność realizacji farm o dużej mocy.

Drugim dominującym segmentem rynku są instalacje fotowoltaiczne realizowane na dachach i fasadach budynków. Pod tym kątem warto zaznaczyć, iż w Brandenburgii Wschodniej można wskazać szereg obiektów tego typu, które stanowią elektrownie zawodowe (komercyjne – nie prosumenckie) osiągając niekiedy znaczną moc zainstalowaną (nawet 5 MW). Na podstawie danych *Energieportal Brandenburg* stwierdzono występowanie 1 566 instalacji o tym charakterze o łącznej mocy zainstalowanej sięgającej 459,6 MW. W województwie lubuskim nie stwierdzono występowania tego rodzaju instalacji PV z uwagi na brak ogólnodostępnych danych. Dopełnieniem pracy całego systemu elektroenergetycznego jest fotowoltaika prosumencka. Na przykładzie danych ogólnopolskich można wskazać, iż w 2025 roku ten segment rynku odpowiadał za generację około 5% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Dla porównania fotowoltaika zawodowa (wolnostojąca) odpowiadała za około 6,5% generacji. Co ciekawe, mimo że instalacje prosumenckie odpowiadają w Polsce za około 58% mocy zainstalowanej w segmencie fotowoltaiki, ich udział w produkcji energii jest mniejszy aniżeli farm fotowoltaicznych. Wynika to z faktu, iż instalacje zawodowe korzystają często z ogniw o wyższych parametrach, są lokowane i utrzymywane w optymalny sposób. Nie bez znaczenia pozostaje zjawisko przewymiarowania instalacji PV względem potrzeb odbiorcy – co jest częste w przypadku instalacji prosumenkich. Sytuacja w Brandenburgii Wschodniej jest co do zasady analogiczna, przy czym trend realizowania domowych instalacji PV rozpoczął się na tym terenie wcześniej i na większą skalę niż w Polsce.

Warunki generacji energii ze słońca

Lokalizowanie paneli fotowoltaicznych na danym terenie związane jest bezpośrednio m.in. z czynnikami dotyczącymi samego nasłonecznienia, rzeźby terenu, występowania przeszkód wpływających na zacienienie, zjawiska albedo, a także dostępności otwartej przestrzeni do realizacji projektu. Z uwagi na szerokość geograficzną najintensywniej oświetlone obszary to te z ekspozycją południową. Oznacza to, że moduły fotowoltaiczne najczęściej montuje się w tym kierunku, przy czym zdarza się również układ wschód-zachód celem wydłużania

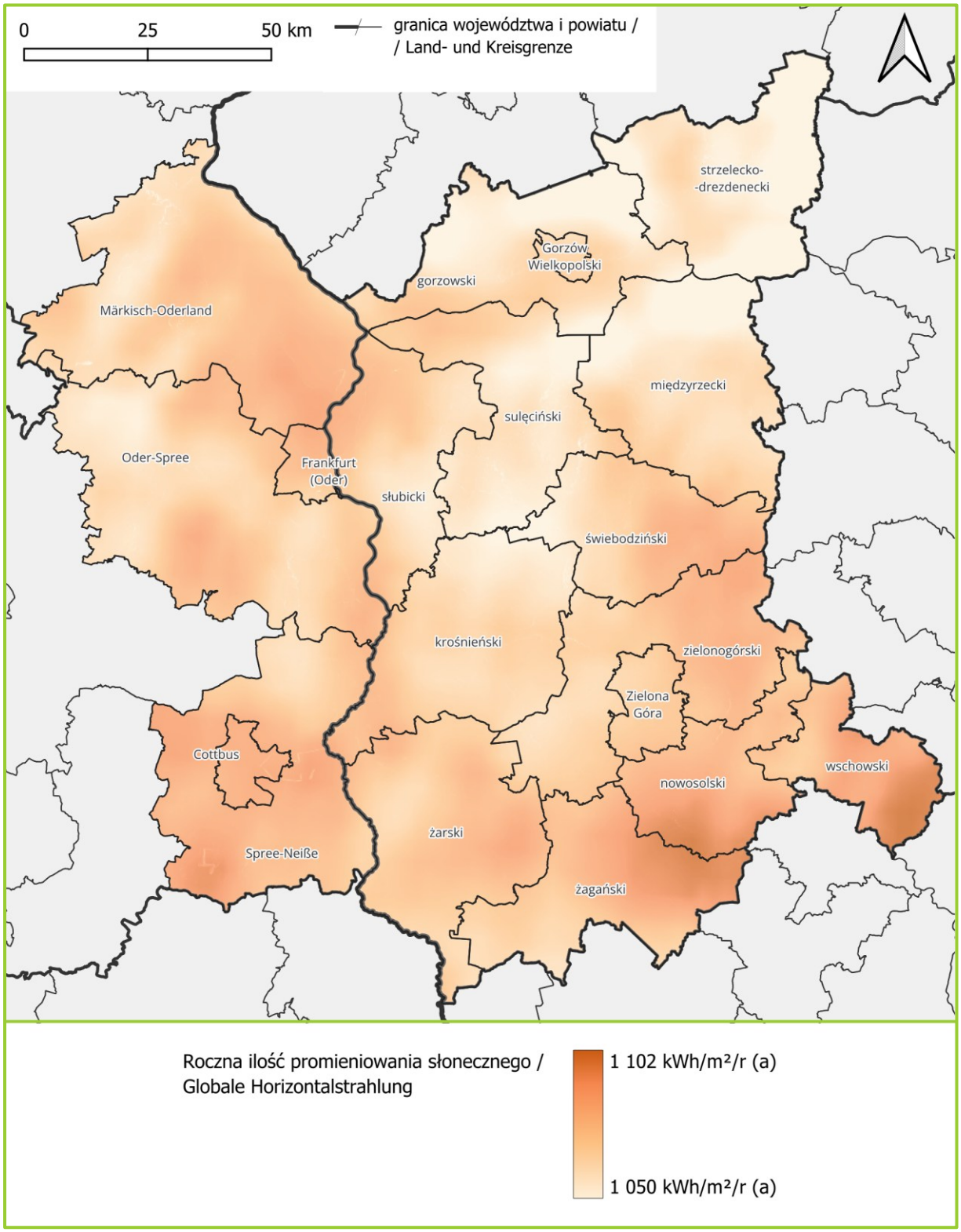
czasu naświetlania w obrębie danej farmy wiatrowej. Problem przemieszczania się słońca ponad horyzontem możliwy jest do zniwelowania poprzez montaż paneli z tzw. *trackerami*[24]. Niemniej kluczowym czynnikiem decydującym o rozmieszczeniu instalacji fotowoltaicznych jest ukształtowanie terenu. Z uwagi na ww. aspekt konieczności zapewnienia odpowiedniej ekspozycji paneli względem słońca konieczne jest uwzględnienie lokalnej topografii – najlepszymi lokalizacjami są łagodnie nachylone stoki o ekspozycji południowej, północne natomiast wpływają na ograniczenie czasu naświetlenia. Dlatego też mocno pofalowane tereny nie są optymalnym terenem dla lokalizowania farm fotowoltaicznych. W tym układzie deweloperzy projektów OZE aktywnie szukają otwartych terenów o mało zróżnicowanej rzeźbie. Dodatkowym atutem jest również brak lokalnych zadrzewień i możliwość zachowania odległości od ścian lasów. Tego typu tereny, przy odpowiednio dużej przestrzeni, dają szansę na osiągnięcie odpowiedniej skali projektu pod kątem przyszłej komercjalizacji. Farmy fotowoltaiczne charakteryzują się dużą wrażliwością ekonomiczną z uwagi na m.in. wysokie koszty infrastruktury towarzyszącej (okablowania, falowników, stacji elektroenergetycznych), dlatego też odpowiednia lokalizacja umożliwiająca ograniczenie do minimum nakładów inwestycyjnych zwiększa szanse na powodzenie inwestycji.

Podstawowym czynnikiem warunkującym efektywność instalacji fotowoltaicznych jest ilość energii promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi. Do oceny zasobów energii słonecznej najczęściej wykorzystuje się wskaźnik *Global Horizontal Irradiation* (GHI), określający całkowitą ilość promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię poziomą w danej lokalizacji. Wskaźnik ten stanowi podstawową miarę potencjału energetyki słonecznej i jest powszechnie wykorzystywany w analizach lokalizacyjnych oraz ocenie produktywności instalacji fotowoltaicznych. Na potrzeby niniejszej analizy wykorzystano dane publikowane przez portal *Global Solar Atlas,* celem uzyskania jednorodnych wyników dla całego terenu opracowania.

Na obszarze BB-L OP wartości GHI oscylują w granicach 1050–1102 kWh/m²/rok. Zróżnicowanie przestrzenne jest niewielkie. Wyróżnić można obszary powiatów: wschowskiego (FWS), nowosolskiego (FNW), żagańskiego (FZG), zielonogórskiego (FZI), żarskiego (FZA) i świebodzińskiego (FSW) po stronie polskiej oraz Spree-Neiße (SPN) i Märkisch-Oderland (MOL), jako wyróżniające się pod kątem nasłonecznienia. Jednak co do zasady wartości bezwzględne wskaźnika wskazują, iż potencjał terenu jest korzystny dla lokalizowania instalacji fotowoltaicznych, dlatego też kluczowe znaczenie pod kątem wyboru mają uwarunkowania lokalne.

[24] System automatycznej zmiany kąta i kierunku nachylenia paneli fotowoltaicznych w zależności od pory dnia.

Mapa 11. Roczna ilość promieniowania słonecznego docierająca do powierzchni gruntu (GHI)

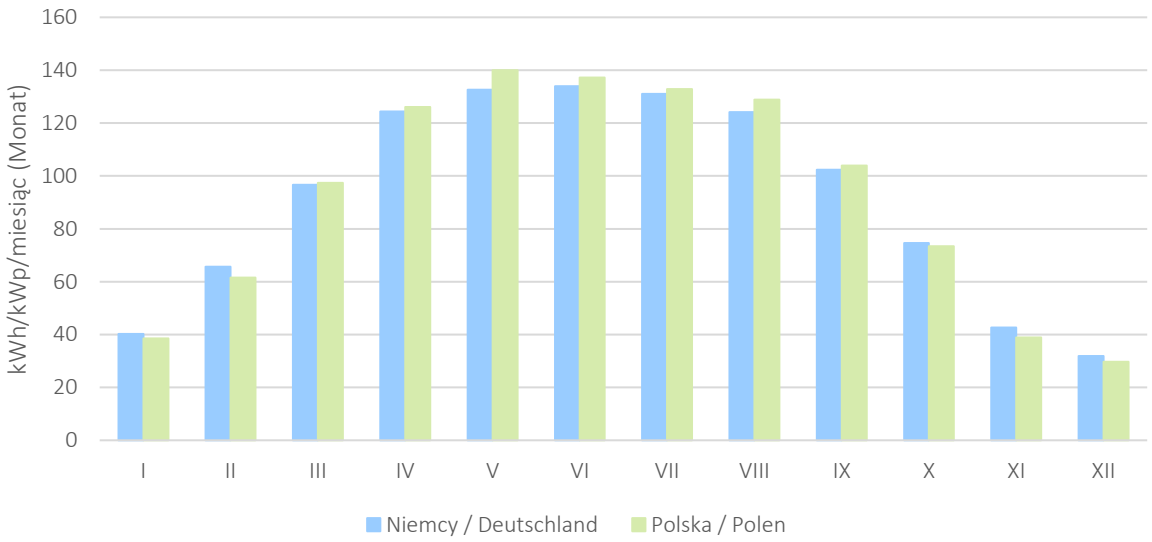


Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Global Solar Atlas

Nieduże zróżnicowanie przestrzenne wskaźnika GHI nie oznacza jednak, że poziom nasłonecznienia i związane z nim możliwości generacji energii w ogniwach fotowoltaicznych są stałe. Z uwagi na fakt, iż wysokość słońca nad

horyzontem, a wraz z tym czas ekspozycji poszczególnych instalacji na promienie słoneczne zmienia się wraz z porami roku, efekt w postaci wolumenu wygenerowanej energii elektrycznej ulega naturalnym fluktuacjom. Bazując na średnich danych dla Polski i Niemiec, na każdy 1 kWp mocy zainstalowanej można spodziewać się wyników produkcji energii w przedziale 30–140 kWh. Najwyższe wartości instalacje PV na tej szerokości geograficznej osiągają w miesiącach wiosenno-letnich, tj. w okresie kwiecień–sierpień, gdy wyraźnie przekraczają wartość 100 kWh na każdy zainstalowany kW. Średnio najniższe wyniki osiągane są w grudniu (około 30 kWh). Ukazuje to główną wadę pogodozależnych źródeł odnawialnych, które w miesiącach niskiej produktywności potrzebują systemowego wsparcia w postaci instalacji sterowalnych, szczytowych lub odpowiedniego wolumenu instalacji do magazynowania energii.

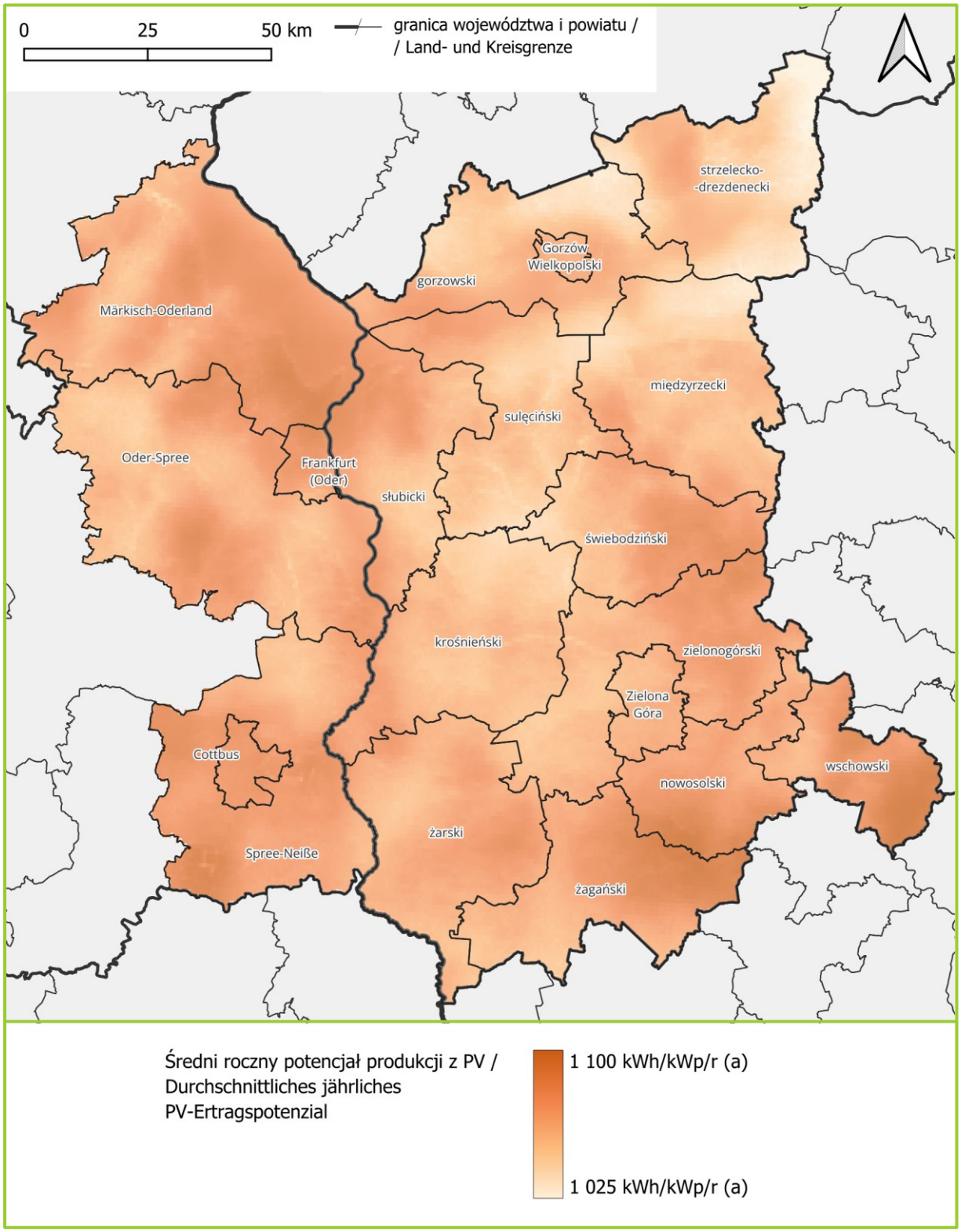
Wykres 25. Średni miesięczny potencjał produkcji energii z PV w Polsce i Niemczech



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Global Solar Atlas

W ujęciu przestrzennym warto zwrócić uwagę na szacunkowe możliwości produkcji w ujęciu rocznym w BB-L OP. Co do zasady tereny o największym potencjale pokrywają się z wartościami wskaźnika GHI. Łącznie na terenie objętym analizą można spodziewać się wyników w granicach 1025–1100 kWh na każdy zainstalowany kWp w ujęciu rocznym, co odpowiada standardowi rynkowemu dla opłacalności projektów fotowoltaicznych na tej szerokości geograficznej. Stanowi to kolejne potwierdzenie faktu szybkiego wzrostu mocy zainstalowanych w technologii fotowoltaicznej w ostatnich latach i pozwala zakładać dalszy wzrost, jeżeli nie wystąpią obiektywne okoliczności (np. związane ze zmianami legislacyjnymi) uniemożliwiające rozwój tej gałęzi OZE.

Mapa 12. Średni roczny potencjał produkcji energii z PV w BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Global Solar Atlas

Warunki solarne niewątpliwie stanowią podstawowy czynnik w zakresie sytuowania farm fotowoltaicznych. Należy jednak zaznaczyć, iż proces przygotowania inwestycji tego typu musi uwzględniać inne uwarunkowania, takie jak minimalne odległości od zabudowy mieszkaniowej, ochrony obszarów cennych przyrodniczo, zapewnienia

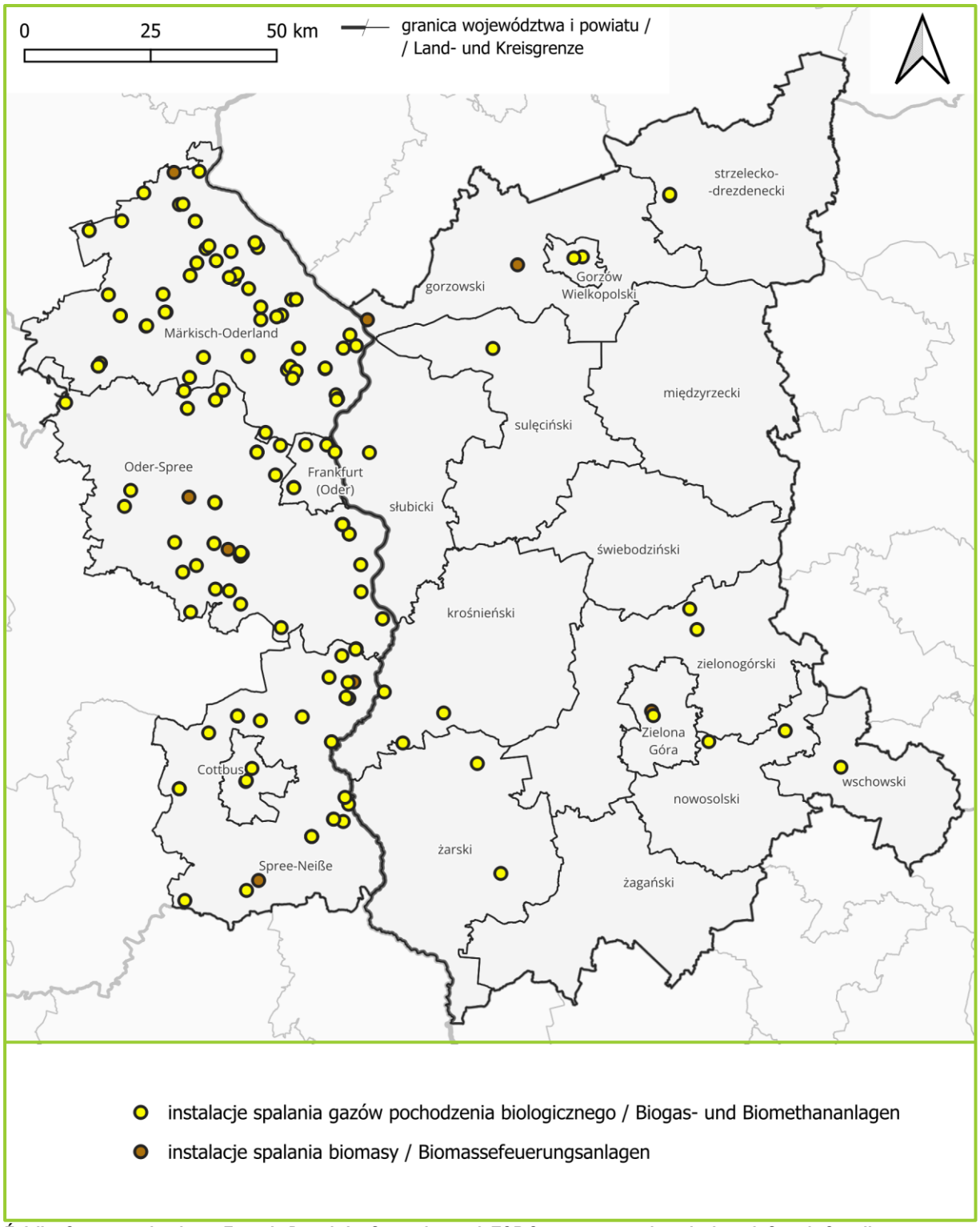
bezpieczeństwa przeciwpożarowego i wielu innych. Szczegółowe omówienie tych elementów oraz wyznaczenie obszarów możliwej realizacji PV wraz z szacunkowym potencjałem produkcji energii zostanie zaprezentowany poniżej.

5.1.4. ANALIZA POTENCJAŁU BIOMASY, BIOGAZU I WYKORZYSTANIA ODPADÓW

Aktualny stan segmentu biogaz / biomasa / odpady w BB-L OP

Opisując pozostałe warunki rozwoju OZE w BB-L OP, w pierwszej kolejności należy skupić na istniejących instalacjach umożliwiających produkcję energii z biogazów i biomasy. Pierwsza z takich instalacji opiera się na procesie pozyskiwania biogazu, biometanu lub gazu składowiskowego w związku z biologicznym rozkładem materii organicznej celem późniejszego wtłoczenia go do silnika gazowego napędzającego generator. Ubocznym produktem tego procesu jest ciepło, które często jest wykorzystywane do ogrzewania budynków (kogeneracja). Instalacje wykorzystujące biomasę (stałą lub ciekłą) opierają się natomiast na bezpośrednim jej spalaniu. Zasadniczo uznaje się, że są to dodatkowe, stabilne źródła mogące w pewnym stopniu uzupełniać miks energetyczny oparty na pogodozależnych instalacjach, takich jak PV czy elektrownie wiatrowe. Analiza rozmieszczenia instalacji opartych o biogaz i biomasę w BB-L OP wykazała obecność 193 tego typu obiektów, z czego 172 znajdowało się na terenie Brandenburgii Wschodniej, natomiast 21 zlokalizowano w województwie lubuskim. Znakomita większość z nich to instalacje biogazowe (185). Głównym typem obserwowanym na analizowanym terenie były biogazownie rolnicze, wykorzystujące produkty uboczne prowadzonej produkcji rolnej (kiszonka, kukurydza, gnojowica). W ostatniej dekadzie, szczególnie w ramach wielkoskalowej produkcji rolniczej, technologia odzysku biogazu istotnie się upowszechniła. Jak widać po niemieckiej stronie BB-L OP, skala tego zjawiska jest wyraźnie większa, natomiast na całym obszarze można zauważyć postępujący trend łączenia działalności rolniczej (np. kurników, hodowli bydła, przetwórstwa rolno-spożywczego) z produkcją energii z biogazu. Z uwagi na fakt, że instalacje tego typu opierają się na paliwie pozyskiwanym z bieżącej aktywności danego zakładu, jednostkowa moc zainstalowana co do zasady odzwierciedla jej skalę. W tym ujęciu instalacje biogazowe w BB-L OP nie przekraczają 2 MW mocy zainstalowanej, natomiast standardem rynkowym, zarówno w województwie lubuskim, jak i w Brandenburgii Wschodniej, są obiekty o maksymalnej mocy do 1 MW. W wyraźnie mniejszym stopniu obserwuje się wykorzystanie innych paliw, tj. biometanu i gazu składowiskowego.

Mapa 13. Rozmieszczenie instalacji produkujących energię z biomasy i paliw pochodzenia biologicznego w BB-L OP wg stanu na maj 2026 r.



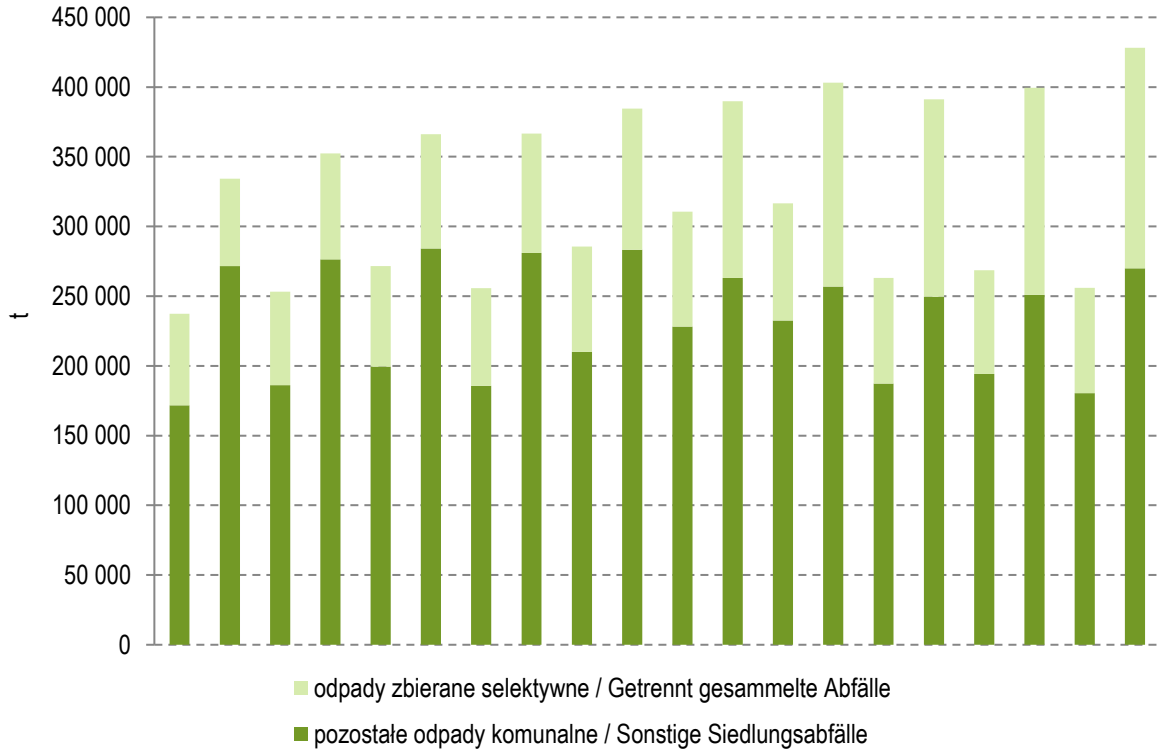
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Google Sattelite, OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg przy pomocy oprogramowania GIS

Analizując sektor pozyskiwania energii z biomasy, należy zaznaczyć, iż w jego ramach funkcjonują najczęściej wyraźnie bardziej wydajne instalacje. Przykładowe obiekty w granicach BB-L OP w tym segmencie rynku przekraczają 2 MW mocy zainstalowanej, przy czym w Brandenburgii Wschodniej zlokalizowano instalację

przekraczającą 18 MW (Beeskow – LOS), natomiast w województwie lubuskim – 7 MW (Kostrzyn nad Odrą – FGW). Oba zakłady zajmują się spalaniem biomasy drzewnej.

O ile rozwój instalacji związanych bezpośrednio z prowadzeniem działalności rolniczej lub popularnego na tym terenie przetwórstwa drzewnego jest zależny od jednostkowego stanu i perspektyw danego przedsiębiorstwa, o tyle możliwość wykorzystania gazu składowiskowego lub spalania biomasy pozostałej w procesie oczyszczania ścieków to w głównej mierze pochodna dostępności odpadów w systemie komunalnym. W tym ujęciu realizacja instalacji wytwarzających energię w dużym stopniu zależy od strategicznych decyzji władz rządowych i samorządowych, które organizują system odbioru i przetwarzania odpadów na danym terenie.

Wykres 26. Ilość odpadów wytworzonych w BB-L OP, w tym udział odpadów zebranych selektywnie, w latach 2015–2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych GUS oraz Ministerium für Land- und Ernährungswirtschaft

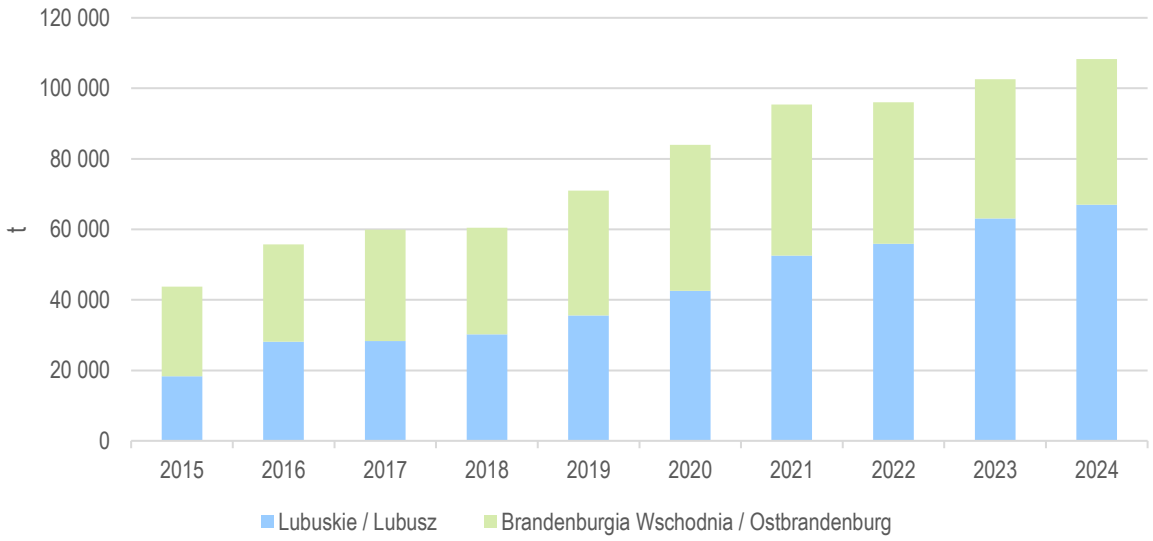
Pod kątem ilości odpadów wytworzonych zauważa się, iż w 2024 roku odnotowano niemal 685 000 ton na całym obszarze BB-L OP, z czego 428 249 ton przypadało na województwo lubuskie, natomiast 255 917 ton wytworzono w Brandenburgii Wschodniej. Jednak w ujęciu energetycznym, dla sektora OZE kluczowa jest kategoria odpadów zbieranych selektywnie, w których zawierają się m.in. bioodpady będące możliwe do wykorzystania jako potencjalny substrat dla biogazowni, kompostowni i fermentacji[25]. W granicach BB-L OP w 2024 roku łącznie

[25] Część odpadów niepodlegających zbiórce selektywnej może zostać wykorzystana w procesie termicznego przekształcania odpadów komunalnych. Jednakże z uwagi na fakt, że strumień odpadów zawiera zarówno frakcje biogeniczne, jak i materiały pochodzenia kopalnego, instalacje te nie mogą zostać zaklasyfikowane jako OZE, a jedynie Waste-to-Energy, Abfallverwertung.

wytworzono i zebrano selektywnie 233 772 tony odpadów. Co ważne, ilość odpadów zebranych w ten sposób nieprzerwanie rośnie zarówno w polskiej (2015 – 62 750 t; 2024 – 158 217 t), jak i niemieckiej części (2015 – 65 656 t; 2024 – 75 555 t). Warto również zwrócić uwagę na stopniowy wzrost udziału odpadów zebranych selektywnie w województwie lubuskim. W 2015 roku jedynie 19% odpadów stanowiły frakcje selektywne, w 2024 roku było to już 37%. W Brandenburgii Wschodniej udział odpadów selektywnych wynosi stabilne ~30% już od ponad dekady.

Istotnym źródłem energii z sektora gospodarki odpadami są wysokokaloryczne paliwa alternatywne RDF, bioodpady komunalne, frakcja mokra wydzielana w procesach MBP oraz odpady zielone. Frakcje te mogą być wykorzystywane odpowiednio w procesach termicznego przekształcania odpadów, fermentacji beztlenowej lub spalania biomasy, stanowiąc potencjalne źródło energii elektrycznej, cieplnej oraz biogazu. RDF charakteryzuje się najwyższym potencjałem energetycznym, natomiast bioodpady, frakcja mokra i zielona stanowią istotną bazę surowcową dla produkcji biogazu.

Wykres 27. Ilość odpadów biodegradowalnych wytwarzanych na terenie BB-L OP w latach 2015–2024



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych GUS oraz Ministerium für Land- und Ernährungswirtschaft

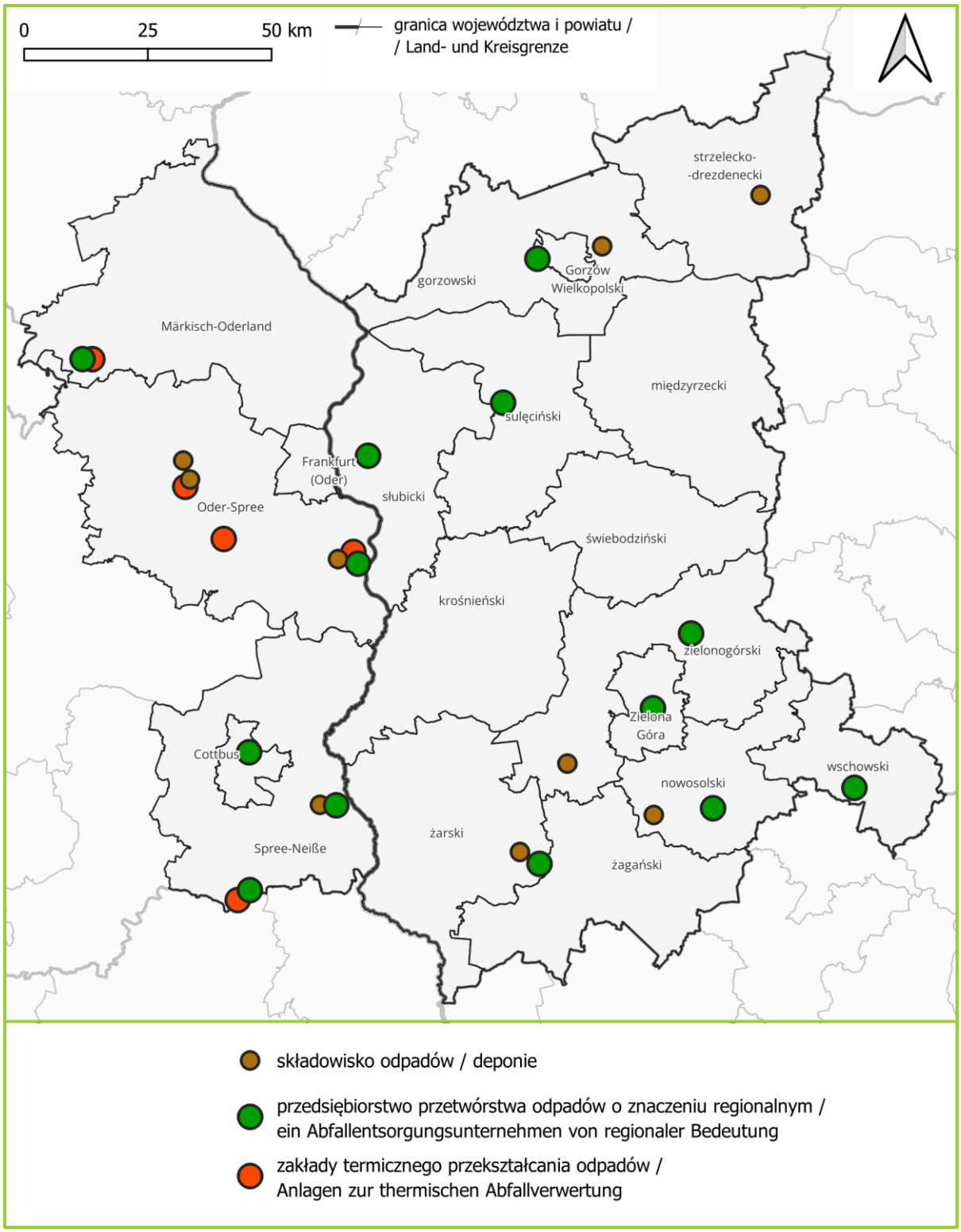
Analizując ilość odpadów biodegradowalnych wytwarzanych i mogących służyć w następstwie jako substrat dla wytwarzania energii, należy zwrócić uwagę, że zarówno w województwie, jak i w Brandenburgii Wschodniej ilość tego typu składników rośnie. W 2014 r. było to odpowiednio 18 343 t i 25 375 t a w 2024 r. już 66 970 t i 41 295 t. Łącznie mowa tutaj o 108 265 t materiału, który w odpowiednich warunkach może zasilić instalacje do produkcji energii z OZE. Jak widać, na analizowanym terenie obserwuje się rosnący potencjał do wykorzystania tego substratu jako paliwa w procesie generacji energii z biogazu i biomasy, w szczególności w zakresie pozyskiwania gazu składowiskowego, biomasy stałej czy biometanu.

Uwarunkowania dla rozwoju nowych instalacji OZE w segmencie biogaz / biomasa / odpady

Lokalizowanie nowych obiektów służących produkcji energii w kooperacji z działaniem systemu zbierania i przetwarzania odpadów zależy oczywiście od dostępności substratu (opisanego w poprzedniej części) oraz decyzji w zakresie sposobu ich przetwarzania w kontekście aktualnych uwarunkowań politycznych i dostępności środków publicznych. W BB-L OP funkcjonuje szereg przedsiębiorstw o znaczeniu regionalnym, które zajmują się przetwórstwem odpadów. Mowa tutaj o typowym recyklingu, jak również wykorzystaniu poszczególnych frakcji w procesach pozyskiwania RDF, fermentacji bioodpadów czy gazu składowiskowego. Zarówno w województwie lubuskim, jak i w Brandenburgii Wschodniej funkcjonują zakłady, które mogą uzupełniać zakres swojej działalności w kierunku energetycznego wykorzystywania odpadów. Część z nich prowadzi już tego typu prace, niemniej, z uwagi na rosnącą nominalnie ilość odpadów, a w szczególności bioodpadów, pojawia się szansa na zwiększenie skali wykorzystania tych frakcji. W kontekście czynnych i nieczynnych składowisk odpadów pozostaje możliwość pozyskiwania gazy składowiskowego. Na terenie BB-L OP funkcjonuje obecnie dziewięć czynnych składowisk. Dodatkowo można znaleźć szereg obiektów podlegających rekultywacji – niestety z racji braku pełnej statystyki dla polskiej części BB_L OP nie ma możliwości oceny potencjału w tym zakresie. Powszechnym sposobem zagospodarowania terenów byłego składowiska odpadów w Brandenburgii Wschodniej jest lokalizowanie na nich farm fotowoltaicznych. Warto zwrócić uwagę, że na terenie Brandenburgii Wschodniej pracuje pięć zakładów termicznego przekształcania odpadów. Co prawda nie należy wprost uwzględniać tego typu instalacji jako potencjału dla produkcji energii z OZE, natomiast stanowią one istotny element systemu gospodarki odpadami, a niekiedy traktuje się je na równi z energią odnawialną. Mowa tutaj zasadniczo o procesie spalania odpadów, który zaklasyfikować można jako odzysk energii umożliwiający wykorzystanie jej w postaci ciepła lub energii elektrycznej.

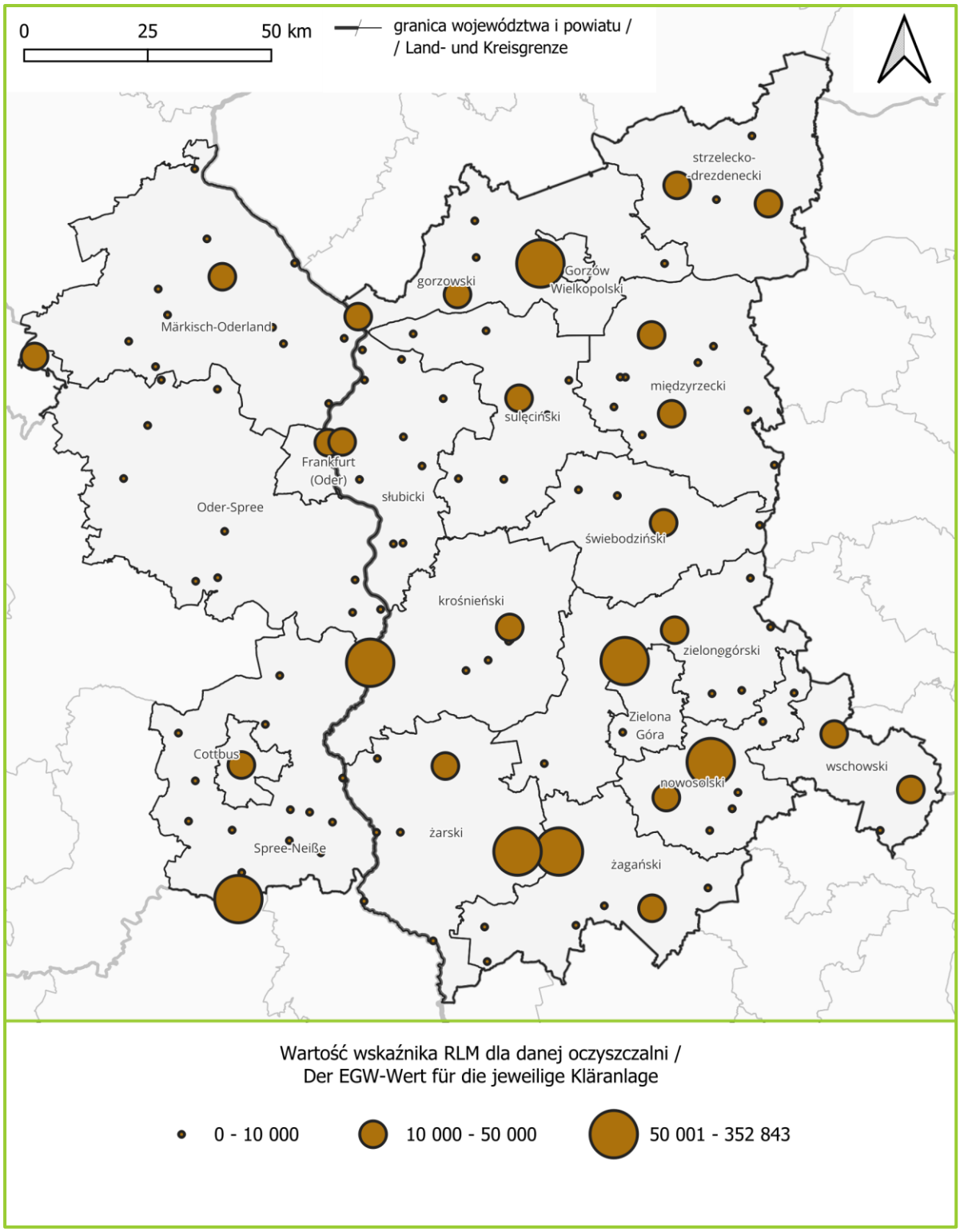
Drugim obszarem, w ramach którego możliwe jest określenie teoretycznego potencjału dla realizacji instalacji odnawialnych źródeł energii jest biogaz związany z przetwarzaniem ścieków. Dostępne dla BB-L OP dane wskazują, iż na tym obszarze funkcjonuje około 124 instalacji klasyfikowanych jako obiekty gospodarki ściekowej, służące do separacji frakcji stałej i separacji pozostałych zanieczyszczeń. Każda z tych instalacji posiada potencjał, by przy zastosowaniu odpowiednich rozwiązań produkować biogaz. Należy jednak zaznaczyć, iż jedynie niektóre z tych obiektów mają szansę realnie wpłynąć na regionalny system elektroenergetyczny. Kluczowym dla oceny potencjału jest wskaźnik RLM (EGW), określający ładunek zanieczyszczeń dopływających do oczyszczalni przeliczony na równoważną liczbę mieszkańców. W przypadku BB-L OP znakomita większość oczyszczalni charakteryzuje się wartościami wskaźnika nieprzekraczającymi 10 000 RLM. Takie, stosunkowo ograniczone dobowe obciążenie instalacji przekłada się na niewielki potencjał do produkcji biogazu.

Mapa 14. Rozmieszczenie obiektów związanych ze składowaniem i przetwórstwem odpadów w BB-L OP wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych Urzędu Marszałkowskiego Województwa Lubuskiego, IBDO.pl, Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU) przy pomocy oprogramowania GIS

Mapa 15. Lokalizacja oczyszczalni ścieków w BB-L OP i ich potencjał dla produkcji biogazu wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych WIOŚ w Zielonej Górze, IBDO.pl, Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU) przy pomocy oprogramowania GIS

Oczyszczalnie tego typu, poza teoretyczną możliwością realizacji instalacji do odbioru biogazu, nie charakteryzują się znacznym potencjałem mogącym przełożyć się na realny wpływ sytuacji w ujęciu makro. Nieco wyższe parametry mogą zostać osiągnięte w oczyszczalniach, w których wysokość wskaźnika RLM znajduje się w przedziale 10 001–50 000 RLM (20 przypadków).

Takie obiekty mogą być, i częściowo już są, wykorzystywane do produkcji biogazu zasilającego w dalszej kolejności m.in. generatory prądotwórcze. Najwyższy potencjał mają oczyszczalnie, gdzie dzienne obciążenie instalacji przekracza wyraźnie 500 000 RLM. W BB-L OP funkcjonuje siedem obiektów typu i są one rozmieszczone w sąsiedztwie większych miast lub stref gospodarczych, tj. Gorzowa Wielkopolskiego, Zielonej Góry, Sprembergu (SPN), Gubina (FKR), Nowej Soli (FNW), Żagania (FZG) i Żar (FZA).

5.2. OCENA POTENCJAŁU ROZWOJU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

5.2.1. ISTNIEJĄCE I POTENCJALNE BARIERY PRZESTRZENNO-ŚRODOWISKOWE W ODNIESIENIU DO MOŻLIWOŚCI REALIZACJI INWESTYCJI ZWIĄZANYCH Z OZE

Elektrownie wiatrowe

Ocena potencjału terenu dla realizacji elektrowni wiatrowych została poprzedzona analizą podstawowych uwarunkowań lokalizacyjnych związanych z tym segmentem. Zostały one przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 9. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji elektrowni wiatrowych

Cecha:	Polska	Niemcy
Odległość od zabudowy mieszkaniowej	Minimum 700 m	Ustalana indywidualnie na podstawie wyników analiz (m.in hałas, migotanie cienia) Realnie ok. 1 000 m Określana w ramach BImSchG[26]
Zabezpieczenie obszarów cennych przyrodniczo	Zakaz realizacji instalacji w granicach: parków narodowych, parków krajobrazowych, rezerwatów przyrody Natura 2000 Minimalna odległość: od parku narodowego – 10 x TH, od rezerwatu przyrody – 500 m	Zakaz realizacji instalacji w granicach: parków narodowych, rezerwatów przyrody Natura 2000, rezerwatów biosfery
Ograniczenie wpływu na środowisko w ujęciu lokalnym	Konieczność przeprowadzenia monitoringów środowiskowych i zbadania potencjalnego oddziaływania na ptaki, nietoperze i siedliska, całość badana	Konieczność przeprowadzenia monitoringów środowiskowych i zbadania potencjalnego oddziaływania na ptaki, nietoperze i siedliska, całość badana

[26] BImSchG - pozwolenie na podstawie Bundes-Immissionsschutzgesetz czyli zintegrowane zezwolenie na realizację inwestycji wydawane przez LfU (Landesamt für Umwelt Brandenburg).

Cecha:	Polska	Niemcy
	w ramach procedury wydania decyzji środowiskowej	w ramach studium środowiskowego przy pozwoleniu BImSchG
Odległość od linii elektroenergetycznych	Minimalna odległość od linii elektroenergetycznych najwyższych napięć: 3 x D lub 2 x TH Realnie oznacza to odległości na poziomie 500 m W przypadku WN (110 kV) sytuacja wygląda inaczej i nie występują dla nich regulacje na poziomie krajowym Zależnie od operatora przyjmuje się odległość na poziomie 250 m	Określana w ramach prowadzenia procedur planistycznych na poziomie lokalnym i landowym zgodnie z lokalnymi uwarunkowaniami Realnie przyjmuje się odległości w zakresie 100–250 m dla linii wysokich i najwyższych napięć
Ochrona krajobrazu naturalnego i kulturowego	Ocena każdorazowo na etapie planowania przestrzennego, procedury środowiskowej, a także przy wydawaniu pozwolenia na budowę Istotna rola Audytu Krajobrazowego, czyli dokumentu regionalnego, który określa granice szczególnie cennych krajobrazowo obszarów	Uwzględniane podczas przygotowywania planów regionalnych i później badane w trakcie wydawania BImSchG
Potrzeby obronności państwa i lotnictwo cywilne	Ocena każdorazowo na etapie planowania przestrzennego, procedury środowiskowej, a także przy wydawaniu pozwolenia na budowę	Uwzględniane podczas przygotowywania planów regionalnych i później badane w trakcie wydawania BImSchG
Odległości od dróg i linii kolejowych	Ocena każdorazowo na etapie planowania przestrzennego, a także przy wydawaniu pozwolenia na budowę	Uwzględniane podczas przygotowywania planów regionalnych i później badane w trakcie wydawania BImSchG
Pozostałe uwarunkowania	Możliwości realizacji dróg dojazdowych, minimalne odległości od istniejących instalacji, wymagania technologiczne w zakresie przyłączenia farmy do sieci elektroenergetycznej i inne niewymienione – wg szczegółowych warunków i norm charakterystycznych dla tego typu zainwestowania	

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Aby odzwierciedlić wyżej wymienione cechy oraz w celu dokonania analiz przestrzennych umożliwiających delimitację terenów możliwej lokalizacji elektrowni wiatrowych w BB-L OP, wykorzystano szereg ogólnodostępnych danych referencyjnych. Mowa tutaj o:

- minimalnych odległościach od zabudowy mieszkaniowej – zastosowano 800 m celem odzwierciedlenia realnych możliwości sytuowania instalacji zarówno w Polsce, jak i Niemczech w kontekście aktualnych parametrów technicznych nowoczesnych turbin wiatrowych – dane referencyjne dla budynków mieszkalnych: właściwe powiatowe EGiB oraz ALKIS Vereinfacht WFS Brandenburg;
- obszarach cennych przyrodniczo, tj. objętych formami ochrony – wykluczenie lokalizowania elektrowni wiatrowych w ramach form niedopuszczających takiego zainwestowania oraz zachowanie niezbędnych odległości wymaganych przepisami w Polsce – dane referencyjne dla tych obszarów: GDOŚ oraz INSPIRE Protected Sites;

- wykluczeniu lokalizowania elektrowni wiatrowych na terenach leśnych[27] i zbiornikach wodnych – przy wykorzystaniu danych z usługi *OpenStreetMap*;
- wykluczeniu lokalizowania elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych i wojskowych – przy wykorzystaniu danych z usługi *OpenStreetMap;*
- wykluczeniu lokalizowania elektrowni wiatrowych na terenie i w bezpośrednim sąsiedztwie infrastruktury technicznej i transportowej, tj. linii elektroenergetycznych NN i WN, kluczowych dróg, linii kolejowych oraz lotnisk – przy wykorzystaniu danych z usługi *OpenStreetMap;*
- wykluczeniu lokalizowania elektrowni wiatrowych zbyt blisko istniejących instalacji tego typu, przy czym docelowo w ramach określenia potencjału sektora zostanie omówiony obszar repoweringu;
- Wykluczenie terenów już zajętych przez OZE (głównie PV) – przy wykorzystaniu danych Google Sattelite, OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg.

Tabela 10. Główne obszary wyłączeń dla lokalizacji elektrowni wiatrowych w BB-L OP

Cecha:	Lubuskie		Brandenburgia Wschodnia		Łączna pow. wyłączona [km²]	% BB-L OP
	Pow. wyłączo-na [km²]	% Lubuskie	Pow. wyłączo-na [km²]	% Brandenburgia Wschodnia		
Odległość od zabudowy mieszkaniowej	7064,99	50,51	4179,46	65,45	**11 244,45**	**55,19**
Odległość od linii elektroenergetycznych	388,11	2,77	242,44	3,80	**630,55**	**3,09**
Teren lotnisk	4,10	0,03	8,09	0,13	**12,19**	**0,06**
Bufor bezpieczeństwa od głównych dróg publicznych	98,39	0,70	90,23	1,41	**188,62**	**0,93**
Bufor bezpieczeństwa od linii kolejowych	99,40	0,71	81,50	1,28	**180,90**	**0,89**
Bufor bezpieczeństwa od elektrowni wiatrowych	52,99	0,38	200,50	3,14	**253,49**	**1,24**
Teren zbiorników wodnych	461,73	3,30	248,67	3,89	**710,40**	**3,49**
Teren lasów	7302,20	52,20	2474,49	38,75	**9 776,69**	**47,99**
Formy ochrony przyrody	4288,20	30,66	2198,76	34,43	**6 486,96**	**31,84**
Tereny wojskowe	209,65	1,50	37,74	0,59	**247,39**	**1,21**
Tereny przemysłowe	52,86	0,38	42,60	0,67	**95,46**	**0,47**
Powierzchnie wyłączone przez poszczególne czynniki nie sumują się z uwagi na nakładanie się; sumaryczny obszar wyłączony na podstawie ww. cech wynosi:					**19 000,36**	**93,26**

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

[27] W przypadku Niemiec możliwe jest realizowanie farm wiatrowych na terenach leśnych, przy czym na terenie Wschodniej Brandenburgii tego typu inwestycje występują jednostkowo i wymagają wystąpienia specyficznych warunków – w szczególności w zakresie ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa przeciwpożarowego. Trend ten nie ma odzwierciedlenia w Polsce. Na ten moment analiza pomija więc tego typu rozwiązanie, przy czym w rozdziale dot. wniosków i rekomendacji temat zostanie przytoczony i wskazany jako jeden z kierunków rozwoju dla sektora OZE.

Uwarunkowaniami mającymi największy wpływ na możliwość lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenie BB-L OP są obszary wyłączone ze względu na konieczność zachowania bezpiecznych odległości od zabudowy mieszkaniowej, terenów leśnych oraz form ochrony przyrody. Każdorazowo ich obecność eliminuje około 50% terenu zarówno w województwie lubuskim, jak i w Brandenburgii Wschodniej. Pozostałe dobrane cechy stanowią tło w ujęciu regionalnym, przy czym mają niebagatelną rolę w ujęciu miejscowym – szczególnie w zakresie ustaleń w procedurach planistycznych.

Całkowity potencjał BB-L OP pod kątem lokalizowania energetyki wiatrowej po wyłączeniach wynosi 6,74% powierzchni, tj. 1373,24 km^2. Obszar ten zostanie poddany dalszym pracom analitycznym pod kątem możliwości sytuowania nowych mocy zainstalowanych w tej technologii oraz atrakcyjności poszczególnych lokalizacji.

Elektrownie słoneczne

Ocena potencjału terenu dla realizacji farm fotowoltaicznych została poprzedzona analizą podstawowych uwarunkowań lokalizacyjnych związanych z tym segmentem. Zostały one przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 11. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji PV

Cecha:	Polska	Niemcy
Odległość od zabudowy mieszkaniowej i pozostałej	Brak odgórnych ustaleń, możliwość lokalizowania instalacji podlega ocenie na etapie przygotowania dokumentacji planistycznej oraz środowiskowej Realnie, przy wielkoskalowych instalacjach przyjmuje się odległość minimalną na poziomie 200 m od zabudowy mieszkaniowej oraz 25 metrów od pozostałych obiektów celem zapewnienia bezpieczeństwa, w szczególności pożarowego	
Zabezpieczenie obszarów cennych przyrodniczo	Zakaz realizacji instalacji w granicach parków narodowych i rezerwatów przyrody	
Ograniczenie wpływu na środowisko w ujęciu lokalnym	Konieczne wykonanie monitoringów / screeningów środowiskowych oraz przeprowadzenie procedury wydania decyzji środowiskowej dla inwestycji	Ocena środowiskowa przeprowadzana na etapie procedury planistycznej
Ochrona gruntów rolnych wysokich klas	Ścisła ochrona gruntów rolnych klas I–III wymagająca zgody Ministra Rolnictwa, w praktyce uwarunkowanie uniemożliwiające sytuowanie PV na terenach tego typu	Preferencja dla lokalizowania PV na terenach dawnych składowisk odpadów, terenów pokopalnianych, przemysłowych i nieużytków – brak formalnego zakazu wykorzystywania gruntów rolnych (nawet o wysokich parametrach bonitacyjnych)
Ochrona krajobrazu naturalnego i kulturowego	Oceniana zarówno na etapie planistycznym, jak i w ramach badań środowiskowych	
Potrzeby obronności państwa	Oceniane na etapie planistycznym, w szczególności w sytuacji sąsiedztwa z obszarami o kluczowym znaczeniu dla obronności	
Lotnictwo cywilne	Na etapie planistycznym możliwe negatywne stanowiska organów dla	Bardziej elastyczne podejście, zdarza się, że lokalizowanie PV w sąsiedztwie lotnisk jest

Cecha:	Polska	Niemcy
	lokalizacji sąsiadujących z lotniskami / lądowiskami, w szczególności z uwagi na ryzyko oślepiania pilotów w czasie podejścia do lądowania	preferowane – podejście uwzględnia rozwój technologiczny zmniejszający ryzyko występowania efektu oślepiania pilotów
Pozostałe uwarunkowania	Możliwości realizacji infrastruktury towarzyszącej dla instalacji, wymagania technologiczne w zakresie przyłączenia farmy do sieci elektroenergetycznej i inne niewymienione – wg szczegółowych warunków i norm charakterystycznych dla tego typu zainwestowania	

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

By odzwierciedlić wyżej wymienione cechy oraz w celu dokonania analiz przestrzennych umożliwiających delimitację terenów możliwej lokalizacji farm fotowoltaicznych w BB-L OP, wykorzystano szereg ogólnodostępnych danych referencyjnych. Mowa tutaj o:

- minimalnych odległościach od zabudowy – zastosowano 200 m względem zabudowy mieszkaniowej oraz 25 m od reszty terenów zabudowanych celem odzwierciedlenia realnych możliwości sytuowania dużych instalacji zarówno w Polsce, jak i Niemczech – dane referencyjne dla budynków mieszkalnych: właściwe powiatowe EGiB oraz ALKIS Vereinfacht WFS Brandenburg oraz BDOO;
- obszarach cennych przyrodniczo, tj. objętych formami ochrony – wykluczenie lokalizowania PV w ramach form niedopuszczających takiego zainwestowania oraz zachowanie niezbędnych odległości wymaganych przepisami w Polsce – dane referencyjne dla tych obszarów: GDOŚ oraz INSPIRE Protected Sites;
- wykluczeniu lokalizowania PV na terenach leśnych i zbiornikach wodnych – przy wykorzystaniu danych z usługi *OpenStreetMap*;
- wykluczeniu lokalizowania PV na terenach przemysłowych i wojskowych – przy wykorzystaniu danych z usługi *OpenStreetMap;*
- wykluczeniu lokalizowania PV na terenie i w bezpośrednim sąsiedztwie infrastruktury technicznej i transportowej, tj. linii elektroenergetycznych NN i WN, kluczowych dróg i linii kolejowych – przy wykorzystaniu danych z usługi *OpenStreetMap;*
- wykluczeniu terenów już zajętych przez OZE, istniejące farmy fotowoltaiczne oraz w sąsiedztwie istniejących elektrowni wiatrowych celem minimalizacji ryzyka występowania strat spowodowanych np. zjawiskiem miotania lodem – przy wykorzystaniu danych Google Sattelite, OpenStreetMap, URE oraz Energieportal Brandenburg.

Tabela 12. Główne obszary wyłączeń dla lokalizacji PV w BB-L OP

Cecha:	Lubuskie		Brandenburgia Wschodnia		Łączna pow. wyłączo-na [km²]	% BB-L OP
	Pow. wyłączo-na [km²]	% Lubuskie	Pow. wyłączo-na [km²]	% Brandenburgia Wschodnia		
Odległość od zabudowy	2041,96	14,60	1435,63	22,48	**3 477,59**	**17,07**
Odległość od linii elektroenergetycznych	75,44	0,54	46,88	0,73	**122,32**	**0,60**

Cecha:	Lubuskie		Brandenburgia Wschodnia		Łączna pow. wyłączo-na [km²]	% BB-L OP
	Pow. wyłączo-na [km²]	% Lubuskie	Pow. wyłączo-na [km²]	% Brandenburgia Wschodnia		
Bufor bezpieczeństwa od głównych dróg publicznych	125,89	0,90	111,11	1,74	**237,00**	**1,16**
Bufor bezpieczeństwa od linii kolejowych	52,59	0,38	44,21	0,69	**96,80**	**0,48**
Bufor bezpieczeństwa od istniejących instalacji OZE	23,16	0,17	77,23	1,21	**100,39**	**0,49**
Teren zbiorników wodnych	461,73	3,30	248,67	3,89	**710,40**	**3,49**
Teren lasów	7302,20	52,20	2474,49	38,75	**9 776,69**	**47,99**
Formy ochrony przyrody	378,12	2,70	268,02	5,76	**746,14**	**3,66**
Tereny wojskowe	209,65	1,50	37,74	0,59	**247,39**	**1,21**
Tereny przemysłowe	52,86	0,38	42,60	0,67	**95,46**	**0,47**
Powierzchnie wyłączone przez poszczególne czynniki nie sumują się z uwagi na nakładanie się; sumaryczny obszar wyłączony na podstawie ww. cech wynosi:					**13 812,52**	**67,80**

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Uwarunkowaniami mającymi największy wpływ na możliwość lokalizacji PV na terenie BB-L OP są obszary leśne. Szczególnie silnie zalesione województwo lubuskie charakteryzuje się wysokim wskaźnikiem wyłączenia dla PV w tym ujęciu. Warto zaznaczyć, iż istotnym ograniczeniem jest również konieczność zachowania bezpiecznej odległości od zabudowy – łącznie 17,07% terenu BB-L OP zostało wyłączone z tego powodu. Pozostałe dobrane cechy stanowią tło w ujęciu regionalnym, przy czym mają niebagatelną rolę w ujęciu miejscowym – szczególnie w zakresie ustaleń w procedurach planistycznych.

Całkowity potencjał BB-L OP pod kątem lokalizowania energetyki wiatrowej po wyłączeniach wynosi 32,20% powierzchni, tj. 6561,08 km². Obszar ten zostanie poddany dalszym pracom analitycznym pod kątem możliwości sytuowania nowych mocy zainstalowanych w tej technologii oraz atrakcyjności poszczególnych lokalizacji.

Elektrownie wodne

Ocena potencjału terenu dla realizacji projektów energetyki wodnej została poprzedzona analizą podstawowych uwarunkowań lokalizacyjnych związanych z tym segmentem. Zostały one przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 13. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji elektrowni wodnych

Cecha:	Polska	Niemcy
Ochrona środowiska naturalnego, w tym formy ochrony przyrody	Konieczność uzyskania decyzji środowiskowej (i odpowiednika po stronie niemieckiej) – ocenie podlega zarówno potencjalny wpływ na środowisko w wydaniu lokalnym, jak i potencjalne szkodliwe oddziaływanie na formy ochrony przyrody (jeśli występują)	
Wykorzystanie rzeki na cele produkcyjne	Konieczność uzyskania zezwolenia wodnoprawnego do wykorzystania wód płynących na cel produkcji energii	
Zachowanie stanu jednolitej części wód	Oznacza dochowanie przepisów Ramowej Dyrektywy Wodnej, która wskazuje na konieczność zachowania stanu jednolitej części wód w formie niepogorszonej – w praktyce eliminuje większość projektów w energetyce wodnej	
Zgodność z lokalnymi aktami planistycznymi	Konieczność zachowania zgodności z regulacjami planistycznymi na poziomie lokalnym	

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

W ujęciu metodycznym nie zdecydowano się na delimitację opartą o analizę danych wsadowych ze względu na:

- ograniczony obszar delimitacji – skupiony wzdłuż kilku wybranych rzek, bez znaczącego zróżnicowania potencjału;
- niską dostępność kluczowych danych, w szczególności w zakresie średnich przepływów dobowych w rzekach BB-L OP;
- niski potencjał do lokalizowania nowych, istotnych instalacji hydrenergetycznych z uwagi na wcześniej opisane, obiektywne uwarunkowania;
- niskie prawdopodobieństwo powodzenia dla nowych projektów w tym segmencie spowodowane przeszkodami formalnymi (Ramowa Dyrektywa Wodna).

Niemniej, nadal obserwuje się szansę dla lokalizowania niewielkich instalacji oraz rozwoju istniejących mocy zainstalowanych w tym segmencie. Z tego względu w dalszych analizach potencjału OZE w BB-L OP zostaną wskazane obszary, w których obserwuje się największe szanse dla procedowania tego typu projektów.

Biogaz / biomasa / odpady

Ocena potencjału terenu dla realizacji projektów w segmencie biogaz / biomasa / odpady została poprzedzona analizą podstawowych uwarunkowań lokalizacyjnych. Zostały one przedstawione w poniższych tabelach.

W zakresie instalacji wykorzystujących biogaz głównym czynnikiem różnicującym względem innych technologii jest konieczność ścisłej ochrony stosunków wodnych. Technologia zakłada wykorzystanie substratów biologicznych w procesie fermentacji. W wyniku tego procesu powstaje poferment zawierający istotną ilość czynników szkodliwych, które przy ewentualnej awarii powodują istotne zagrożenie dla środowiska, w szczególności wód powierzchniowych i gruntowych.

Tabela 14. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji instalacji wykorzystujących biogaz

Cecha:	Polska	Niemcy
Ochrona środowiska naturalnego, w tym formy ochrony przyrody	Konieczność uzyskania decyzji środowiskowej (i odpowiednika po stronie niemieckiej) dla większości biogazowni (w szczególności dla większych instalacji) – ocenie podlega zarówno potencjalny wpływ na środowisko w wydaniu lokalnym, jak i potencjalne szkodliwe oddziaływanie na formy ochrony przyrody (jeśli występują)	
Gospodarka wodna	Konieczność oceny, czy inwestycja nie wpłynie negatywnie na strefy ochronne ujęć wód podziemnych, czy pojawią się problemy zagospodarowaniem pofermentu lub inwestycja znajduje się na obszarze zagrożenia powodziowego – ocena na etapie decyzji środowiskowej (i odpowiednika po stronie niemieckiej)	
Zgodność z lokalnymi aktami planistycznymi	Konieczność zachowania zgodności z regulacjami planistycznymi na poziomie lokalnym	

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Instalacje wykorzystujące biomasę są natomiast w gruncie rzeczy obiektami spalającymi paliwa, które charakteryzują się wytwarzaniem spalin odprowadzanych bezpośrednio do atmosfery. W tym przypadku głównymi obszarami zainteresowania odpadów są rodzaj i jakość spalanego paliwa, a także docelowa ilość emisji wraz z zastosowanymi rozwiązaniami minimalizującymi (np. filtry).

Tabela 15. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji instalacji wykorzystujących biomasę

Cecha:	Polska	Niemcy
Ochrona środowiska naturalnego, w tym formy ochrony przyrody	Konieczność uzyskania decyzji środowiskowej (i odpowiednika po stronie niemieckiej) dla większości instalacji wykorzystujących biomasę (w szczególności dla większych instalacji) – ocenie podlega zarówno potencjalny wpływ na środowisko w wydaniu lokalnym, jak i potencjalne szkodliwe oddziaływanie na formy ochrony przyrody (jeśli występują)	
Ochrona powietrza i przeciwdziałanie innym emisjom,	Konieczność oceny, czy inwestycja nie wpłynie negatywnie na powietrze i inne aspekty – ocena na podczas wydawania pozwolenia emisyjnego / zintegrowanego (i odpowiednika po stronie niemieckiej – BImSchG)	

w tym wytwarzaniu i zagospodarowaniu odpadów	
Zgodność z lokalnymi aktami planistycznymi	Konieczność zachowania zgodności z regulacjami planistycznymi na poziomie lokalnym

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Biorąc pod uwagę instalacje wykorzystujące odpady, można wyróżnić obiekty ich termicznego przekształcania, stąd też ważnym aspektem badanym na etapie zgód formalnych poza emisjami są źródło i skład odpadów, a także sposób zagospodarowania pozostałego materiału (żużlu, popiołów). Sposób zagospodarowania gazu składowiskowego oraz biogazu wytwarzanego z fermentacji osadów powstających z oczyszczania ścieków kwalifikuje się do regulacji związanych z biogazem i został omówiony wcześniej.

W ujęciu metodycznym skupiono się na obszarach, w których dostępne są jednorodne dane wskazujące na możliwość dalszej rozbudowy systemu zagospodarowania odpadów poprzez rozwijanie instalacji komunalnych o potencjalnie największych możliwościach produkcji energii, tj.:

- rozwoju istniejących obiektów wykorzystujących odpady w procesie ich termicznego przekształcania, a także potencjalnych, nowych lokalizacjach;
- rozwoju instalacji wykorzystujących gaz składowiskowy oraz biogaz bazujący na osadach powstających w procesie oczyszczania ścieków.

Tabela 16. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji instalacji wykorzystujących odpady

Cecha:	Polska	Niemcy
Ochrona środowiska naturalnego, w tym formy ochrony przyrody	Konieczność uzyskania decyzji środowiskowej (i odpowiednika po stronie niemieckiej) dla większości instalacji odpadowych (w szczególności dla większych instalacji) –ocenie podlega zarówno potencjalny wpływ na środowisko w wydaniu lokalnym, jak i potencjalne szkodliwe oddziaływanie na formy ochrony przyrody (jeśli występują)	
Ochrona powietrza i przeciwdziałanie innym emisjom, w tym wytwarzaniu i zagospodarowaniu odpadów	Konieczność oceny, czy inwestycja nie wpłynie negatywnie na powietrze i inne aspekty, w tym dostępność i sposób zagospodarowania odpadów, a także pozostałości po procesie przetworzenia – ocena na podczas wydawania pozwolenia emisyjnego / zintegrowanego (i odpowiednika po stronie niemieckiej – BImSchG)	

Zgodność z lokalnymi aktami planistycznymi	Konieczność zachowania zgodności z regulacjami planistycznymi na poziomie lokalnym

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

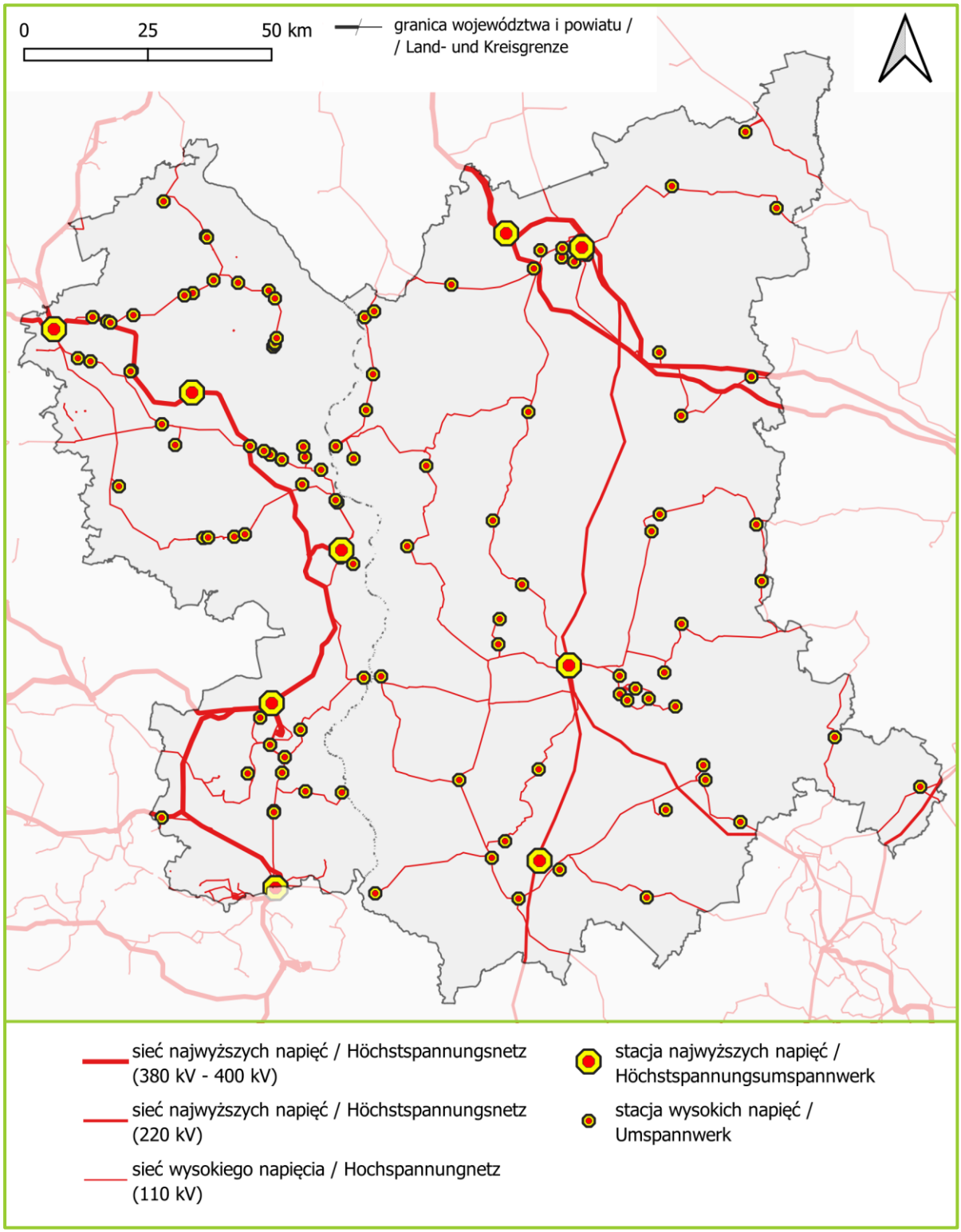
W przypadku mniejszych instalacji, takich jak biogazownie rolnicze czy też instalacje wykorzystujące biomasę, ocena potencjału pozostaje teoretyczna z uwagi na brak jednorodnych danych dot. producentów paliwa. Mowa tutaj głównie o istotnych możliwościach produkcji biomasy leśnej (drzewnej) z uwagi na rozbudowany sektor przetwórstwa drewna – produkcja półproduktów drzewnych i mebli. Dopełnieniem jest biomasa rolnicza, szczególnie istotna na terenie Brandenburgii Wschodniej.

5.2.2. OCENA INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ Z OCENĄ MOCY PRZYŁĄCZENIOWEJ ORAZ OGRANICZENIA SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH I MAGAZYNÓW ENERGII

Stan i dostępność sieci elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć

Najlepiej przygotowany do realizacji projekt OZE może pozostać jedynie zbiorem formalnych zgód i analiz, jeżeli nie zostanie dla niego pozyskana możliwość oddania wytworzonej energii do sieci elektroenergetycznej. W przypadku dwóch głównych elementów miksu energetycznego BB-L OP, czyli energetyki wiatrowej oraz solarnej, kluczowym odbiorcą energii jest sieć wysokiego i najwyższego napięcia. Przez analizowany teren przebiegają oba typy sieci cechujące się poziomem napięć od 110 kV przez 220 kV, charakterystyczne dla systemu niemieckiego 380 kV oraz 400 kV. Najważniejszymi elementami sieci są stacje elektroenergetyczne Baczyna (FGW), Gorzów (FGW), Leśniów (FZI), Żagań Marszewo (FZG), Neuenhagen (MOL), Heinersdorf (LOS), Eisenhuttenstadt (LOS), Preilack (SPN) i Graustein (SPN – częściowo). Każdy z tych obiektów jest niezbędny do utrzymania funkcjonowania sieci przesyłowej i transformacji energii na niższe napięcia celem przekazania jej do sieci wysokiego napięcia i dalej – do odbiorców końcowych. Sieć wysokiego napięcia stanowi poziom pośredni. Lokalizuje się na niej znacznie większą liczbę stacji transformatorowych, których zadaniem jest przekazanie energii do sieci najniższych napięć. Na tym poziomie zachodzi również kluczowy z punktu widzenia sektora OZE proces, w którym instalacje OZE planuje się przyłączać bezpośrednio do sieci najwyższych napięć. Dotychczas to właśnie sieć wysokiego napięcia (110 kV) była głównym systemem dla przyłączania instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych. Doskonale obrazuje to rozmieszczenie stacji elektroenergetycznych na liniach 110 kV we Brandenburgii Wschodniej. Częstym rozwiązaniem w ramach przyłączania projektu OZE było wykorzystanie pośredniego głównego punktu odbioru GPO w formie rozdzielni sieciowej (popularnie nazywanej „wcinką"). Dlatego też na jednej linii elektroenergetycznej spotkać można szereg rozdzielni odbierających energię ze źródeł rozproszonych.

Mapa 16. Elementy sieci najwyższych i wysokich napięć na terenie BB-L OP wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych OpenStreetMap, PSE, ENEA, E.DIS Netz oraz 50Herz przy pomocy oprogramowania GIS

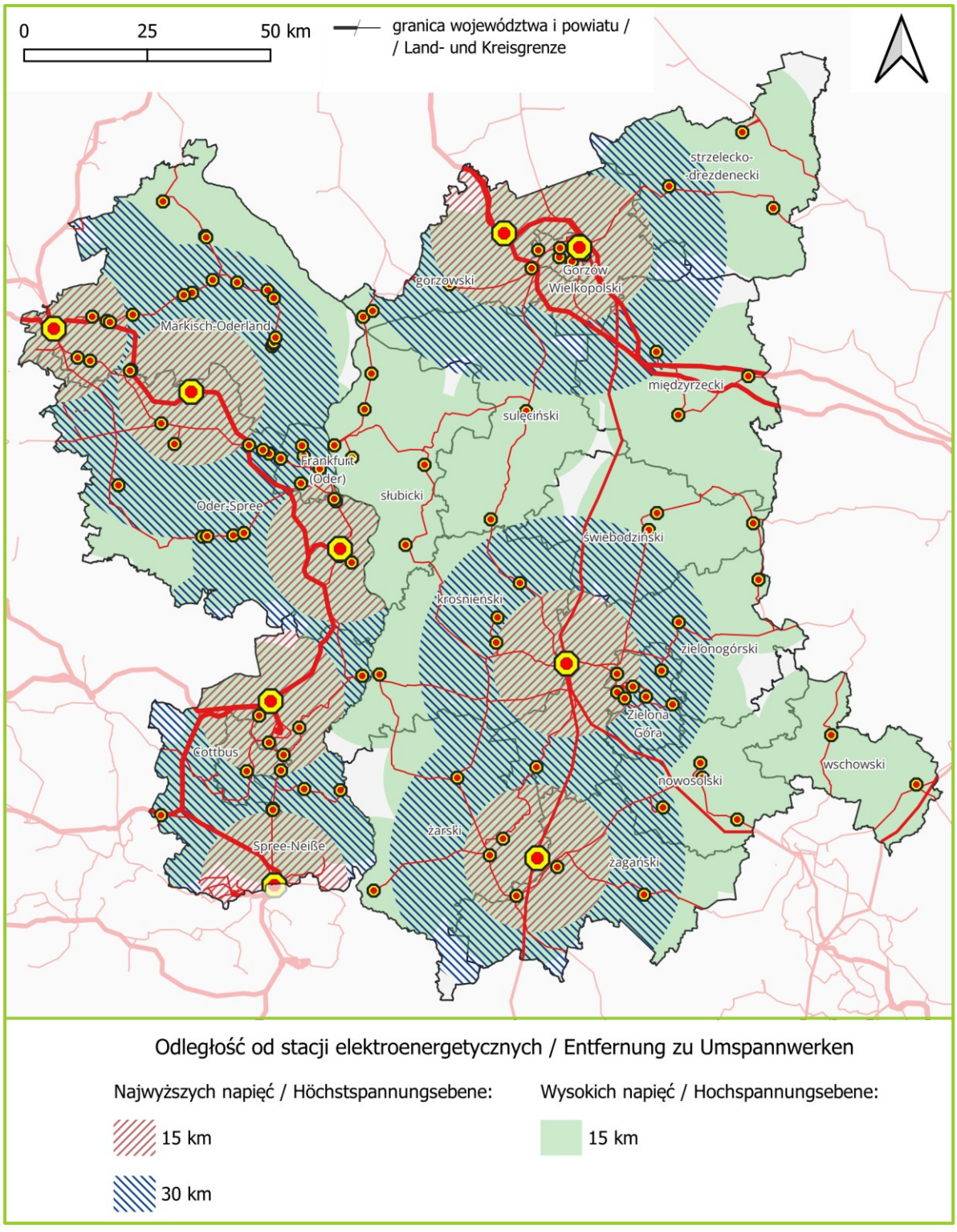
W województwie lubuskim tego typu sytuacje również mają miejsce (np. rozdzielnia sieciowa dla farmy wiatrowej Golice – FSL), natomiast z racji mniejszego wolumenu źródeł odnawialnych nie jest to tak wyraźne jak we Brandenburgii Wschodniej. Co bardzo istotne, obserwowany na rynku projektów OZE trend, w którym realizowane są inwestycje o mocy zainstalowanej 50 MW, 100 MW i większych, skłania inwestorów do starania się o odbiór energii bezpośrednio przez operatorów dystrybucyjnych. Takie procesy oznaczają, iż będzie rosło zainteresowanie obiektami na sieciach najwyższych napięć. Z racji specyfiki sieci przesyłowej jedynymi możliwościami przyłączenia będą istniejące i nowe stacje elektroenergetyczne, co będzie wymagać istotnych nakładów inwestycyjnych – ten proces można zaobserwować w przypadku stacji Baczyna (FGW), która jest aktualnie modernizowana.

Odległość do punktu przyłączenia to jedna z głównych determinant wpływających na poziom opłacalności projektu OZE. Infrastruktura techniczna, taka jak kable lub trafostacje, to obiekty istotnie wpływające na CAPEX[28] każdej inwestycji. Im dalej do punktu przyłączenia, tym większe nakłady są konieczne do zrealizowania trasy kablowej, a to oznacza mniejszą stopę zwrotu z inwestycji. Należy pamiętać, iż przyłączenie do sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć wymaga wyraźnie wyższych nakładów aniżeli inwestycja podłączana do sieci wysokiego napięcia czy też lokalnego systemu. Wszystkie te elementy wraz z kosztami przygotowania każdego projektu wymagają by był on zbilansowany. Dlatego też odległość od punktu przyłączenia jest kluczowa pod kątem oceny skali projektu. Im większe odległości, tym większą mocą zainstalowaną i efektywnością pracy powinien się odznaczać. Jak wiadomo, energetyka wiatrowa prezentuje większą produktywność względem fotowoltaiki, efektywność pracy instalacji biogazowych jest za to mniejsza i cechuje się raczej mniejszymi możliwościami przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

W ujęciu przestrzennym teren BB-L OP jest stosunkowo równomiernie wyposażony w sieci wysokich napięć i stacje elektroenergetyczne. Występują fragmenty położone w większej odległości niż 15 km od stacji, przy czym z reguły znajdują się one w bezpośrednim sąsiedztwie przebiegu linii dając szansę do realizacji przyłącza w formie rozdzielni sieciowej. Odmiennie wygląda sytuacja dostępu do stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć. Niemalże cały teren Brandenburgii Wschodniej znajduje się w granicach obszaru 15–30 km do tych obiektów. Przy odpowiedniej skali i technologii taki dystans może być zrekompensowany i zapewnić rentowność projektu OZE. Niestety w województwie lubuskim występują jedynie cztery tego typu obiekty, z czego tylko znajdująca się w północnej części Baczyna Systemowa (w budowie) to stacja 400/220/110 kV o najwyższych możliwościach przyłączania instalacji. Pozostałe obiekty to stacje na linii 220 kV o mniejszych możliwościach. Dodatkowo analiza odległościowa dotycząca możliwości przyłączania OZE wskazuje, że w województwie lubuskim znaczna część jego obszaru znajduje się w odległości przekraczającej 30 km.

[28] Nakłady inwestycyjne.

Mapa 17. Odległość od stacji elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć wg stanu na maj 2026 r.



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie danych OpenStreetMap, PSE, ENEA oraz 50Herz przy pomocy oprogramowania GIS

Warto zwrócić uwagę na teoretyczne możliwości transgranicznego przyłączania instalacji OZE. W teorii występują regulacje dopuszczające otrzymanie warunków przyłączenia w innym kraju (Polska – Niemcy), jednakże wymagają

one uzgodnień operatorów po obu stronach, rozwiązania kwestii podatkowych i bilansujących. W praktyce operatorzy krajowi oczekują, by źródła wytwórcze były przyłączone w kraju, w którym się znajdują, i preferują takie rozwiązania. Dlatego też transgraniczna wymiana występuje nie na poziomie pojedynczych źródeł wytwórczych podłączanych do zagranicznych punktów odbioru, a w ramach interkonektorów sterowanych na poziomie centralnym/systemowym. W tym miejscu należy wspomnieć o projekcie DEPloy w rejonie ośrodków Guben-Gubin, który zakłada budowę zintegrowanego systemu OZE, w tym parku wiatrowo-fotowoltaicznego, który będzie zasilał system ciepłowniczy obu miast, jak i lokalny przemysł po obu stronach granicy. Może więc być przykładem działania transgranicznego w zakresie wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej w układzie transgranicznym. Projekt ten znajduje się obecnie w fazie planowania.

Przyłączanie projektów OZE do sieci elektroenergetycznej w kontekście regulacji na terenie BB-L OP

Analiza możliwości przyłączania projektów OZE nie może opierać się jedynie na dostępności przestrzennej punktów przyłączenia lub linii elektroenergetycznych. Ogromne znaczenie przy rozwoju tego typu inwestycji mają regulacje dotyczące procesu pozyskiwania zezwoleń przez właściwych operatorów.

Zarówno w Polsce, jak i w Niemczech inwestorzy muszą wykonać podobne kroki, by otrzymać możliwość przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Całość rozpoczyna się od złożenia wniosku o warunki przyłączenia (Netzanschlussbegehren) do odpowiedniego operatora. W województwie lubuskim są to Enea (wysokie napięcie i niżej) oraz PSE (najwyższe napięcie), w Brandenburgii Wschodniej odpowiednikami są E.DIS[29] (wysokie napięcie i niżej), a także 50Herz (najwyższe napięcie). Następnie wyspecjalizowane komórki dokonują oceny wniosku oraz analizują możliwości techniczne elementów systemu (Netzverträglichkeitsprüfung), które są powiązane z planowanym przez inwestora punktem przyłączenia. Dopiero po przeprowadzeniu tych prac możliwe jest wydanie warunków przyłączenia, w których określa się:

1. czy jest szansa na przyłączenie danego projektu do sieci zarządzanej przez danego Operatora,
2. w którym miejscu oraz w jakiej technologii możliwe jest przyłączenie,
3. jaką moc przyłączeniową może posiadać dany projekt,
4. w jakim terminie Inwestor musi podpisać umowę przyłączeniową (Netzanschlussvertrag),
5. w jakim terminie projekt musi być gotowy do oddania mocy do systemu.

Bardzo ważnym punktem poza ustaleniem warunków technicznych jest określenie kluczowych terminów obligujących Inwestora do podpisania umowy przyłączeniowej oraz realizacji projektu i wytworzenia energii. Wydanie warunków przyłączenia to zasadniczo deklaracja danego Operatora w zakresie rezerwacji mocy w systemie dla podmiotu rozwijającego projekt OZE. Parafowanie pomiędzy tymi dwoma stronami umowy przyłączeniowej (często ok. 1–2 lata od wydania warunków przyłączenia) pogłębia deklaracje oraz narzuca na Inwestora istotne kary w przypadku niewywiązania się z obowiązku mocowego. Termin odprowadzenia mocy to

[29] Częściowo występują też operatorzy tacy jak MITNETZ STROM oraz lokalnie Stadtwerke.

już ostatni etap, który kończy formalnie proces przyłączenia projektu OZE. Zasadnicza różnica między podejściem niemieckim i polskim to sam stosunek do oceny wniosków.

W przypadku systemu niemieckiego obowiązują zasady dotyczące preferencji dla przyłączania projektów OZE oraz poziomu dojrzałości projektu poddawanego ocenie. Oznacza to, że w Brandenburgii Wschodniej z jednej strony posiadają one priorytet przy wydawaniu warunków przyłączenia, z drugiej natomiast właściwy Operator systemu ocenia projekty poprzez poziom ich zaawansowania oraz wiarygodność Inwestora (wydane decyzje lokalizacyjne, zabezpieczenie gruntu, dotychczas zrealizowane inwestycje). W Polsce do niedawna na szeroką skalę stosowany był natomiast tzw. system „kolejkowy", w którym o kolejności wydawania warunków przyłączenia decydował termin złożenia wniosku. Prowadziło to do wydawania warunków przyłączenia dla projektów o minimalnych szansach na końcową realizację i braku możliwości zarezerwowania mocy przyłączeniowej dla inwestycji o realnej wartości dla systemu elektroenergetycznego. Z tego względu w Polsce wprowadzono modyfikacje w prawie energetycznym[30] zakładające wprowadzenie rocznego terminu obowiązywania warunków przyłączenia, zwiększenia zaliczek wpłacanych przez Inwestorów na poczet składanych wniosków oraz obowiązku spełniania tzw. „kamieni milowych" w miarę zbliżania się do terminu oddania pierwszych kWh mocy do systemu.

Potencjał przyłączenia projektów OZE do sieci elektroenergetycznej

By ocenić realny potencjał przyłączenia projektów OZE do sieci na danym terenie, należy dokonać nie tylko mapowania rozmieszczenia infrastruktury elektroenergetycznej. Na fakt dostępności danej lokalizacji przyłączenia składa się m.in. aktualne obciążenie sieci związane z lokalnym zapotrzebowaniem czy przepływami tranzytowymi. Dodatkowo należy ocenić obecną liczbę przyłączonych instalacji, które generują energię elektryczną wraz z aktualnym stanem technicznym kluczowej infrastruktury, a także planowane inwestycje. Tego typu analizy są wykonywane przez operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w procesie wydawania warunków przyłączenia dla projektów nowych mocy wytwórczych.

Na potrzeby przygotowania niniejszej analizy zdecydowano się na przeprowadzenie ankiety wśród operatorów mających na celu pozyskanie szczegółowych informacji w zakresie obecnej skali wnioskowanych mocy przyłączeniowych oraz planów inwestycyjnych. Niestety, w toku badania nie pozyskano informacji obrazujących aktualną sytuację. Dodatkowo autorzy nie dotarli do publikowanych, oficjalnych danych operatorów w zakresie dostępnych mocy przyłączeniowych oraz procedowanych wniosków o warunki przyłączenia[31] w Brandenburgii Wschodniej. Dlatego też zdecydowano, by przeanalizować informacje udostępniane publicznie opisujące sytuację w województwie lubuskim.

[30] Wejście w życie – kwiecień 2026.

[31] Procedowanych, tj. będących aktualnie rozpatrywanych przez operatorów a także wydanych warunkach i odrzuconych wnioskach.

PSE, czyli krajowy operator, w zakresie sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć publikuje informacje z następujących obszarów tematycznych:

- instalacji planowanych do przyłączenia,
- wydanych decyzji odmownych,
- wniosków oczekujących na weryfikację,
- wniosków kompletnych czekających na ocenę.

Wg stanu na kwiecień 2026 krajowy operator planuje przyłączenie około 8,4 GW mocy zainstalowanej do stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć. Największy udział w tym wolumenie stanowią magazyny energii elektrycznej w technologii BESS (41%, 3,5 GW), następnie OSDn[32] (31%, 2,6 GW), PV (19%, 1,6 GW), PV + BESS (7%, 0,6 GW), elektrownie wiatrowe (2%, 0,2 GW). Warto zwrócić uwagę na wysokie wartości wydanych warunków przyłączenia dla magazynów energii, pokazujące świadomość operatora w zakresie konieczności stabilizacji systemu oraz OSD w różnych konfiguracjach dopuszczających realizację projektów hybrydowych.

Kolejną kluczową informacją z punktu widzenia szacowania dostępności mocy przyłączeniowych są odmowy przyłączenia do sieci. W rejestrach PSE odnotowano 48 przypadków skutkujących niepowodzeniem przy rozpatrywaniu wniosku o warunki przyłączenia do stacji elektroenergetycznych na terenie województwa lubuskiego. Łączna planowana moc przyłączeniowa dla tych projektów wynosiła 10,6 GW, przy czym odmowie podlegało m.in. 5,5 GW mocy w OSD, 2,6 GW dla BESS oraz 1,2 GW dla PV. Ukazuje to ograniczone możliwości przyjęcia nowych mocy zainstalowanych, co może wskazywać na konieczność dalszych inwestycji infrastrukturalnych. Należy zaznaczyć, iż w kolejce znajdują się kompletne i oczekujące na weryfikację wnioski o mocy zainstalowanej na poziomie 8,0 GW. Zważywszy na fakt, iż znaczny wolumen został w ostatnim czasie odrzucony przez PSE, należy spodziewać się kolejnych trudności w przyłączaniu nowych instalacji, w tym OZE, do sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć.

Na poziomie sieci elektroenergetycznej wysokich napięć operator Enea przygotował cały system prezentujący dostępną moc przyłączeniową dla każdej stacji elektroenergetycznej. Dostępna moc w województwie lubuskim zawiera się w przedziale 0,2–48,2 MW i dotyczy 29 lokalizacji równomiernie rozmieszczonych na analizowanym terenie. Łącznie dostępna moc przyłączeniowa dla infrastruktury zarządzanej przez Enea wyniosła 340 MW. Należy zaznaczyć, że operator proceduje aktualnie około 1,3 GW mocy zainstalowanej w ramach projektów w tzw. „II grupie" przyłączeniowej. Mowa tutaj o instalacjach średniej wielkości, gdzie moc zainstalowana oscyluje w granicach 10–70 MW. Największy udział w tym miksie posiadają magazyny energii (29%, 0,4 GW), następnie elektrownie wiatrowe (24%, 0,3 GW) i PV (17%, 0,2 GW). Ponadto w toku są aż 134 wnioski w ramach „III grupy" przyłączeniowej, obejmującej mniejsze instalacje nieprzekraczające 10 MW mocy zainstalowanej, przy czym znakomita część to obiekty o mocy 1–5 MW. O przyłączenie ubiegają się w jej ramach zarówno magazyny energii,

[32] OSDn – operator niezależnego systemu dystrybucyjnego, przyłączenie projektu wykorzystującego lokalną sieć dystrybucyjną zarządzaną przez inwestora realizującego projekt OZE.

PV i OSD, jak i mniejsze instalacje związane z wykorzystaniem biomasy, biogazu a także kogeneracji. Łączna moc procedowana w ramach tej grupy to 0,5 GW.

Magazyny energii jako element stabilizujący system elektroenergetyczny

Nasycenie systemu elektroenergetycznego źródłami pogodozależnymi (OZE) przy jednocześnie ograniczonej podaży mocy w źródłach dyspozycyjnych prowadzi do konieczności uwzględnienia w planach inwestycyjnych obiektów mających za zadanie stabilizację sieci. Instalacjami tego typu są obiekty magazynujące energię, takie jak elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny wodorowe, magazyny ciepła, CAES[33] a także BESS[34]. Spośród tych technologii największe znaczenie w trwającym procesie transformacji energetycznej mają bateryjne systemy magazynowania energii (BESS). Główną zasadą działania tego segmentu jest pobór energii w trakcie szczytów produkcji energii (np. w wietrzne i słoneczne dni), magazynowanie oraz oddawanie jej do sieci w momentach kluczowych dla zapewnienia stabilności całego systemu. Dzięki temu dochodzi do minimalizacji ryzyka poważnych awarii oraz wykorzystuje się energię wytworzoną (najczęściej) przez OZE w dłuższej perspektywie – dokonując przesunięcia jej wykorzystania w trakcie trwania doby.

Analizując ten segment w BB-L OP, należy zwrócić uwagę, iż kluczowe obiekty o charakterze stabilizacyjnym zostały już wymienione. Mowa tutaj o Elektrowni Wodnej Dychów (FKR), czyli najstarszej elektrowni szczytowo-pompowej w Polsce, wraz z zespołem elektrowni na rzekach Bóbr, Szprotawa i Nysa Łużycka oraz (w dużo mniejszym wydaniu) elektrowni wodnej na Talsperre Spremberg (SPN). Należy jednak zaznaczyć, że energetyka wodna nie jest sektorem, który rozwija się dynamicznie. Zupełnie odmiennie prezentuje się sytuacja bateryjnych systemów magazynowania (BESS) – w ostatnich latach obserwuje się istotne przyspieszenie w rozwoju tego typu instalacji.

W BB-L OP magazyny energii (BESS) występują zarówno jako instalacje o niewielkiej mocy, współpracujące ze źródłami wytwórczymi o niewielkiej mocy (np. przydomowe PV lub element instalacji biogaz / biomasa), jak i stosunkowo duże obiekty zlokalizowane w sąsiedztwie istotnych ośrodków przemysłowych / wytwórczych. Na podstawie danych udostępnionych na portalu *Energieportal Brandenburg* wyselekcjonowano m.in. magazyn energii zlokalizowany w sąsiedztwie Kraftwerg Schwarze Pumpe (SPN) o mocy zainstalowanej na poziomie 66 MW. Następnie warto wyróżnić szereg BESS o mocach 4–5 MW związanych z farmami fotowoltaicznymi w miejscowościach Dolgelin, Neuhardenbherg i Letschin (wszystkie MOL) oraz mniejsze instalacje o podobnym charakterze w Gottesgabe i Alttrebin (1–2 MW, MOL). Jak widać, wymienione obiekty znajdują się na terenie Wschodniej Brandenburgii. W województwie lubuskim nie stwierdzono występowania BESS, który zaliczałby się do kategorii instalacji o istotnym wpływie na system elektroenergetyczny. Segment ten nadal jest reprezentowany na poziomie urządzeń przydomowych, prosumenckich.

[33] Compressed Air Energy Storage – magazyny oparte o technologię sprężania powietrza.
[34] Battery Energy Storage System – magazyny oparte o technologię bateryjną.

W przyszłości spodziewane jest istotne przyspieszenie w zakresie realizacji inwestycji w segmencie BESS. Mowa tutaj zarówno o rozwiązaniach wspierających instalacje prosumenckie, gdzie realnie największe znaczenie będą miały obiekty realizowane w sąsiedztwie źródeł wytwórczych (OZE), a jak i punktach przyłączenia do sieci. Z uwagi na dużą zmienność w potencjale wytwórczym źródeł pogodozależnych oraz wzrastające znaczenie OZE w całym systemie elektroenergetycznym (zarówno w Polsce jak i w Niemczech), rozwój systemów magazynowania energii jest niezbędny dla zapewnienia nieprzerwanych dostaw energii do odbiorców końcowych.

5.2.3. METODYKA OKREŚLENIA POTENCJAŁU PRZESTRZENNEGO ROZWOJU OZE

Potencjał dla lokalizacji elektrowni wiatrowych w BB-L OP

Tereny pozostałe po wykluczeniach z rozdziału 5.1.1. zostaną wykorzystane w toku analiz lokalizacyjnych. Po wykluczeniu obszarów, których geometria nie pozwala na realne wykorzystanie na cel energetyki wiatrowej nastąpi wybór obszarów o największym potencjale i ich parametryzacja. Następnie każdy z obszarów zostanie przyporządkowany do jednostki podziału administracyjnego celem agregacji potencjału. Po stronie lubuskiej punktem odniesienia takiej waloryzacji będzie gmina, a po stronie brandenburskiej będzie to związek gmin (Gemeindeverbänden), co jest spowodowane zbyt małą powierzchnią oraz zbyt dużym zróżnicowaniem wewnętrznym brandenburskich gmin.

Tabela 17. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego:

Cecha	Jednostka	Wpływ	
Możliwa moc do zainstalowania – założenie: 7 MW na 1 EW	MW	0–20	0 pkt
		21–50	1 pkt
		51<	3 pkt
Potencjał produkcji energii wyrażony przez wysokość wskaźnika średniej gęstości wiatru na wysokości 150 m	W/m^2	>350	0 pkt
		351–450	1 pkt
		451<	3 pkt
Odległość od potencjalnego punktu przyłączenia (stacji elektroenergetycznej)	najwyższe napięcie [km]	30<	0 pkt
		15–30	1 pkt
		<15	3 pkt
	wysokie napięcie [km]	10<	0 pkt
		<10	2 pkt
Lokalizacja w sąsiedztwie istniejących elektrowni wiatrowych (promień 1 km)	TAK/NIE	NIE	0 pkt
		TAK	1 pkt

Cecha	Jednostka	Wpływ	
Lokalizacja na terenie dopuszczającym elektrownie wiatrowe na podstawie regulacji lokalnych (polityka przestrzenna)	TAK/NIE (w zależności od % pokrycia)	NIE	0 pkt
		TAK (>50% pokrycia)	1 pkt
		TAK (51%< pokrycia)	3 pkt
Lokalizacja w obszarze objętym formami ochrony przyrody, które potencjalnie ograniczają możliwość realizacji projektu (OChK, LSG)	TAK/NIE (w zależności od % pokrycia)	NIE	3 pkt
		TAK (>30% pokrycia)	1 pkt
		TAK (31%< pokrycia)	0 pkt

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Wynikiem będzie macierz gmin o największym potencjale do lokalizowania projektów energetyki wiatrowej. Prezentacja pełnych wyników będzie możliwa po uzyskaniu danych w zakresie możliwości przyłączenia OZE do sieci po stronie polskiej i niemieckiej.

Potencjał dla lokalizacji elektrowni wodnych w BB-L OP

Tereny wskazane jako potencjalne dla lokalizacji elektrowni wodnych w rozdziale 5.1.2. zostaną wykorzystane w toku dalszych analiz. Następnie każdy z obszarów zostanie przyporządkowany do jednostki podziału administracyjnego celem agregacji potencjału. Po stronie lubuskiej punktem odniesienia takiej waloryzacji będzie gmina, a po stronie brandenburskiej będzie to związek gmin (Gemeindeverbänden).

Tabela 18. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego:

Cecha	Jednostka	Wpływ	
W przebiegu rzeki zaklasyfikowanych jako potencjalnych na cel lokalizowania instalacji hydroenergetycznych	TAK/NIE	NIE	0 pkt
		TAK	1 pkt
Sąsiedztwo istniejących elektrowni wodnych (w ciągu rzeki, na której tego typu instalacje zostały zrealizowane)	TAK/NIE	NIE	0 pkt
		TAK	1 pkt

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Wynikiem będzie macierz gmin o największym potencjale do lokalizowania projektów energetyki wodnej. Prezentacja pełnych wyników będzie możliwa po uzyskaniu danych w zakresie możliwości przyłączenia OZE do sieci po stronie niemieckiej.

Potencjał dla lokalizacji elektrowni słonecznych w BB-L OP

Tereny pozostałe po wykluczeniach z rozdziału 5.1.3. zostaną wykorzystane w toku analiz lokalizacyjnych. Po wykluczeniu obszarów, których geometria nie pozwala na realne wykorzystanie na cel energetyki solarnej, nastąpi wybór obszarów o największym potencjale i ich parametryzacja. Następnie każdy z obszarów zostanie przyporządkowany do jednostki podziału administracyjnego celem agregacji potencjału. Po stronie lubuskiej punktem odniesienia takiej waloryzacji będzie gmina, a po stronie brandenburskiej będzie to związek gmin (Gemeindeverbänden).

Tabela 19. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego:

Cecha	Jednostka	Wpływ	
Możliwa moc do zainstalowania – założenie: 0,7 MW/ha	MW	>50	0 pkt
		51–250	1 pkt
		251<	3 pkt
Potencjał produkcji energii ze słońca	kWh/kWp/rok	>1050	0 pkt
		1051<	1 pkt
Odległość od potencjalnego punktu przyłączenia (stacji elektroenergetycznej)	najwyższe napięcie km	16<	-
		6–15	1 pkt
		<5	3 pkt
	wysokie napięcie km	5<	-
		<5	1 pkt
Lokalizacja w obszarze objętym formami ochrony przyrody, które potencjalnie ograniczają możliwość realizacji projektu (Natura 2000, Parki Krajobrazowe, OChK, FFH, LSG, Biosphärenreservate)	TAK/NIE (w zależności od % pokrycia)	NIE	3 pkt
		TAK (>30% pokrycia)	1 pkt
		TAK (31%< pokrycia)	0 pkt

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Wynikiem będzie macierz gmin o największym potencjale do lokalizowania projektów energetyki solarnej. Prezentacja pełnych wyników będzie możliwa po uzyskaniu danych w zakresie możliwości przyłączenia OZE do sieci po stronie niemieckiej.

Potencjał dla lokalizacji instalacji Biogaz / biomasa / odpady w BB-L OP

Tereny wskazane jako potencjalne dla lokalizacji instalacji w sektorze biogaz / biomasa / odpady w rozdziale 5.1.4. zostaną wykorzystane w toku dalszych analiz. Następnie każdy z obszarów zostanie przyporządkowany do jednostki podziału administracyjnego celem agregacji potencjału. Po stronie lubuskiej punktem odniesienia takiej waloryzacji będzie gmina, a po stronie brandenburskiej będzie to związek gmin (Gemeindeverbänden).

Tabela 20. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego:

Cecha	Jednostka	Wpływ	
Wartość wskaźnika RLM dla oczyszczalni ścieków	Liczba mieszkańców	>10000	0 pkt
		10001–50000	1 pkt
		50001<	3 pkt
Obecność aktywnych składowisk odpadów lub obiektów przetwarzania i ich ewentualne powiązanie z zakładami termicznego przekształcania	TAK/NIE	NIE	0 pkt
		TAK	1 pkt
		TAK (spalarnia w sąsiedztwie)	3 pkt

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Wynikiem będzie macierz gmin o największym potencjale do lokalizowania projektów w sektorze biogaz / biomasa / odpady. Prezentacja pełnych wyników będzie możliwa po uzyskaniu danych w zakresie możliwości przyłączenia OZE do sieci po stronie niemieckiej.

6. EKONOMICZNY WYMIAR TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ I INSTRUMENTY JEJ FINANSOWANIA

6.1. DOTYCHCZASOWE INWESTYCJE W SEKTORZE OZE NA ANALIZOWANYM OBSZARZE

6.1.1. ZIDENTYFIKOWANE INWESTYCJE W OZE

Fotowoltaika (PV)

Energetyka fotowoltaiczna stanowi najdynamiczniej rozwijający się segment OZE w województwie lubuskim. Jak podaje IEO, na koniec 2024 roku znajdywało się tu 522 instalacji PV o łącznej mocy 882 MW, co plasuje Lubuskie na czwartym miejscu pod względem liczby instalacji i drugim miejscu pod względem mocy w Polsce.

W Tabela 21 zestawiono kluczowe inwestycje w farmy PV w województwie. Jedną z pierwszych inwestycji w fotowoltaikę był projekt **Gubin 1**, który został otwarty w 2014 roku i był w momencie otwarcia drugą największą farmą fotowoltaiczną w Polsce[35]. Wartość projektu wyniosła 8 mln zł, co daje koszt jednostkowy na poziomie ok. 5,43 mln zł za 1 MW. Inwestycja uzyskała dofinansowanie w wysokości 50% z Lubuskiego Regionalnego Programu Operacyjnego. Wraz z rozwojem rynku OZE w województwie zaczęto jednak realizować instalacje o znacznie większej mocy. W 2021 roku oddano do użytku farmę fotowoltaiczną **Witnica**, będącą wówczas jedną z największych w kraju. Projekt kosztował ok. 170 mln zł, co w przeliczeniu na koszt jednostkowy daje ok. 2,63 mln zł za 1 MW. Ze względu na postęp technologiczny oraz efekt skali był to koszt znacznie niższy niż w przypadku farmy Gubin 1. Projekt Witnica powstał bez subsydiów, a jego stabilność finansową zabezpieczono poprzez zawarcie 10-letniej umowy PPA (ang. *Power Purchase Agreement*) z firmą Górażdże Cement S.A. na zakup energii.

W latach 2022–2025 w województwie sukcesywnie inwestowano w nowe farmy PV. Wśród inwestorów znalazła się Polenergia SA, największa polska prywatna grupa energetyczna z projektami **Sulechów 1, 2 i 3** o łącznej mocy 29,5 MW oraz **Szprotawa 1 i 2** o łącznej mocy 67 MW, będąca na czerwiec 2026 rok największą farmą PV w województwie lubuskim. Jej całkowity koszt wyniósł ok. 150 mln zł, co w przeliczeniu na koszt jednostkowy wynosi ok. 2,2 mln zł za 1 MW. Oprócz Polenergii SA, wśród inwestorów lub operatorów kluczowych projektów w tym okresie znalazł się m.in. Projekt Solartechnik, EDP Renewables, Engie, Vortex Energy czy Orlen.

Dodatkowo w województwie lubuskim inwestuje się w kolejne farmy fotowoltaiczne. W tabeli przedstawiono pięć kluczowych inwestycji, które są obecnie w fazie budowy. Największy projekt, o mocy 165 MWp, to **PV LION** realizowany w miejscowości Krzepielów w gminie Sława (moc szczytowa instalacji). Projekt będzie zasilać

[35] Gubin: oficjalne otwarcie największej farmy fotowoltaicznej w Polsce - Gramwzielone.pl (dostęp: 10.06.2026 r.).

w energię elektryczną około 51 tysięcy gospodarstw domowych rocznie. Obecnie jest w fazie budowy, a zakończenie planowane jest na 2027 rok.

Drugim największym planowanym projektem jest instalacja **Żary-Marciszów** o łącznej mocy 127 MW z planowanym otwarciem w 2029 roku. 22 grudnia 2025 roku Bank Gospodarstwa Krajowego podpisał umowę z R.Power na udzielenie pożyczki w kwocie 206,6 mln zł na realizacje inwestycji. W przeliczeniu na koszt jednostkowy to ok. 1,63 mln zł za 1 MW. Pożyczone środki pochodzą z Funduszu Wsparcia Energetyki (FWE) z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Pełna pula funduszu wynosi 67,2 mld zł, a jego zadaniem jest przyspieszenie procesu dekarbonizacji oraz poprawa efektywności energetycznej dzięki lepszej integracji OZE z krajowym systemem elektroenergetycznym[36].

Kolejnym dużym projektem jest **farma Grabno** o łącznej mocy 100 MW. Afcon Renewable Energy (należąca do izraelskiej grupy Afcon Holdings) na realizację projektu uzyskał kredyty o wartości 262 mln zł od PKO Banku Polskiego i Banku Millennium. W przeliczeniu na 1 MW to 2,6 mln zł. Inwestycja będzie się składać z dwóch obiektów: Grabno Północ i Grabno Południe – każdy po 50 MW – i zajmie powierzchnię około 130 hektarów, czyli obszar porównywalny z ponad 180 boiskami piłkarskimi. Inwestycja ma być również wyposażona w cyfrowe systemy zarządzania energią, co wg generalnego wykonawcy projektu, firmy Electrum, ma pozwolić na automatyczne reagowanie na zmienne warunki pracy oraz optymalizowanie produkcji energii w czasie rzeczywistym. Dodatkowo wśród kluczowych inwestycji zidentyfikowano projekty **Stary Dworek** (45 MW), **Raków** (50 MW) i **Gubin** (17 MW), które obecnie znajdują się w fazie budowy.

Tabela 21. Kluczowe inwestycje w fotowoltaikę w województwie lubuskim

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[37]	Inwestor / operator
Gubin 1	1,5	Czynny	2014	8 162 617 zł	Środki własne, 50% kosztów pokryte z dofinansowania w ramach Lubuskiego Regionalnego Programu Operacyjnego	Przedsiębiorstwo Energetyczne Gubin sp. z o.o.[38]
Witnica	64,6	Czynny	2021	ok. 170 mln zł	Środki własne	BayWa r.e.[39]
Sulechów (1, 2 i 3)	29,5	Czynny	2022	-	Środki własne	Polenergia S.A.[40],[41],[42]

[36] Polska energetyka z historycznym wsparciem. BGK zakontraktował 67,2 mld zł – pełną pulę Funduszu Wsparcia Energetyki (dostęp 26.06.2026 r.).
[37] Środki własne oznacza finansowanie projektu ze źródeł korporacyjnych oraz instrumentów dłużnych inwestora (kredyty, pożyczki), z wyłączeniem dotacji publicznych.
[38] Farma fotowoltaiczna Gubin 1 - Inwestycje Energetyczne (dostęp: 10.06.2026 r.).
[39] Farma fotowoltaiczna Witnica - Inwestycje Energetyczne (dostęp: 10.06.2026 r.).
[40] FF Sulechów 1 - Energia z przyszłości - Polenergia (dostęp: 10.06.2026 r.).
[41] FF Sulechów 2 - Energia z przyszłości - Polenergia (dostęp: 10.06.2026 r.).
[42] FF Sulechów 3 - Energia z przyszłości - Polenergia (dostęp: 10.06.2026 r.).

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[37]	Inwestor / operator
Górzyce i Żabice	40	Czynny	2023	-	Środki własne	Projekt Solartechnik[43]
Chotków	31	Czynny	2023	-	Środki własne	EDP Renewables, Orlen
Murzynowo	24	Czynny	2023	ok. 100 mln zł	Środki własne	Solar West Poland sp. z o.o. (obecnie Engie Zielona Energia)[44]
Osów	21	Czynny	2024	-	Środki własne	Grupa Electrum i R.Power[45]
Szprotawa (1 i 2)	67	Czynny	2025	ok. 150 mln zł	Środki własne	Polenergia S.A.[46]
Strzelce Krajeńskie	32	Czynny	2025	-	Środki własne	Vortex Energy[47]
Grabno	100	W budowie	2026	262 mln zł	Środki własne (kredyt o wartości 262 mln zł)	Afcon Renewable Energy[48], [49]
PV LION (Sława)	165[50]	W budowie	2027	-	Środki własne	OX2[51]
Stary Dworek	45	W budowie	2027	-	Środki własne	Pad Res[52]
Raków	50	W budowie	2027	-	Środki własne	Pad Res
Gubin	17	W budowie	-		Środki własne	ABO Energy Polska[53]
Żary-Marciszów	127	Planowany	2029	206,6 mln zł	100% pożyczka z Funduszu Wsparcia Energetyki[54]	R.Power[55],[56]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

[43] Projekt Solartechnik uruchomił farmy PV o łącznej mocy 40 MW – PST – Włącz dobrą energię (dostęp: 10.06.2026 r.).
[44] Francuzi na dużych zielonych zakupach w Polsce - Cleaner Energy (dostęp: 10.06.2026 r.).
[45] W Osowie działa jedna z największych farm fotowoltaicznych w Polsce z zastosowaniem trackerów solarnych (dostęp: 10.06.2026 r.).
[46] Polenergia uruchamia farmę fotowoltaiczną o mocy 67 MW w Szprotawie za 150 mln zł — ZielonyRozwój.pl (dostęp: 18.06.2026 r.).
[47] (20) Post | LinkedIn.
[48] Electrum buduje jedną z najnowocześniejszych farm PV w Polsce – Gramwzielone.pl (dostęp: 18.06.2026 r.).
[49] Clifford Chance w sfinansowaniu sąsiednich izraelskich fotoinstalacji w Lubuskiem | Rynek Prawniczy (dostęp: 26.06.2026 r.).
[50] OX2 podaje tylko wartość MWp, czyli moc szczytową (*ang. peak*) paneli.
[51] OX2 rozpoczął w Polsce budowę farmy fotowoltaicznej PV LION o mocy 165 MWp – OX2 (dostęp: 18.06.2026 r.).
[52] PAD RES inwestuje w kolejne dwie farmy fotowoltaiczne o łącznej mocy 95 MW - SERWIS INFORMACYJNY CIRE 24 (dostęp: 18.06.2026 r.).
[53] Farma fotowoltaiczna PV Gubin (dostęp: 18.06.2026 r.).
[54] **Fundusz Wsparcia Energetyki** to zasilany z pożyczek Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) program finansowy o wartości ponad 67 mld zł, przeznaczony na modernizację polskich sieci elektroenergetycznych oraz rozwój odnawialnych źródeł energii w celu przyspieszenia transformacji energetycznej kraju.
[55] Żary-Marciszów – R.Power Renewables (dostęp: 18.06.2026 r.).
[56] Tauron i R.Power z pożyczkami na fotowoltaikę z Funduszu Wsparcia Energetyki - Gramwzielone.pl (dostęp: 18.06.2026 r.).

W Brandenburgii Wschodniej fotowoltaika stanowi kluczowy segment odnawialnych źródeł energii i istotny element regionalnego miksu energetycznego. Jak wskazano w rozdziale 4.2, łączna moc zainstalowanych instalacji PV wynosi 2 594,3 MW, co jest wartością ponad dwukrotnie wyższą niż w województwie lubuskim i odpowiada za około 58% całkowitej mocy OZE w regionie. Dynamiczny rozwój sektora obserwowano w latach 2009–2012 oraz po 2020 roku.

Jednym z pierwszych wielkoskalowych projektów fotowoltaicznych w analizowanym regionie był **Solarpark Lieberose**, uruchomiony w 2009 roku na terenie dawnego poligonu wojskowego w gminie Turnow-Preilack (powiat Spree-Neiße). Instalacja o mocy około 52,8 MW była w momencie oddania do użytku największą elektrownią fotowoltaiczną w Niemczech oraz jedną z największych na świecie. Jej realizacja wpisywała się w koncepcję wykorzystania terenów powojskowych i zdegradowanych pod rozwój odnawialnych źródeł energii, co stało się charakterystycznym elementem transformacji energetycznej Brandenburgii Wschodniej.

Kolejną grupę inwestycji stanowią instalacje realizowane na terenach dawnych lotnisk wojskowych, które odegrały istotną rolę w rozwoju wielkoskalowej fotowoltaiki w regionie. W analizowanym obszarze zidentyfikowano cztery takie projekty, uruchomione w latach 2011–2012, o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej około 314 MWp. Należą do nich farmy fotowoltaiczne **Cottbus-Drewitz** (ok. 30 MWp), **Fürstenwalde** (ok. 40 MWp), **Neiße-Malxetal** (ok. 99 MWp) oraz **Neuhardenberg** (ok. 145 MWp), która w momencie uruchomienia była największą farmą fotowoltaiczną w Europie[57].

Analizowane projekty reprezentują dwa odmienne modele zagospodarowania terenów dawnych lotnisk. W przypadku instalacji Cottbus-Drewitz oraz Neuhardenberg funkcja lotnicza została częściowo zachowana – elektrownie fotowoltaiczne zlokalizowane są poza pasami startowymi i kluczową infrastrukturą, co umożliwia dalsze wykorzystanie obiektów na potrzeby ruchu lotniczego. Przykładowo, lotnisko Neuhardenberg dalej obsługuje ruch lotów prywatnych i biznesowych. Odmienny model obserwuje się natomiast w przypadku farm Fürstenwalde oraz Neiße-Malxetal, które powstały na lotniskach całkowicie wyłączonych z eksploatacji, gdzie instalacje PV zajmują niemal cały obszar dawnych obiektów lotniskowych.

Po okresie dynamicznego rozwoju dużych farm fotowoltaicznych w latach 2009–2012 nastąpiło wyraźne spowolnienie, związane ze zmianami w niemieckim systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii, które ograniczyły opłacalność wielkoskalowych inwestycji PV. W kolejnych latach rozwój sektora w Brandenburgii Wschodniej zwolnił i koncentrował się głównie na mniejszych i rozproszonych instalacjach, bez realizacji nowych farm o skali porównywalnej z projektami sprzed 2013 roku. Powrót inwestycji wielkoskalowych nastąpił dopiero po 2020 roku, czemu sprzyjał przede wszystkim istotny spadek kosztów technologii fotowoltaicznej, który pozwolił na realizację części projektów bez wsparcia systemowego.

Po 2020 roku rozwój wielkoskalowych instalacji fotowoltaicznych w Brandenburgii Wschodniej koncentruje się przede wszystkim w powiecie Märkisch-Oderland. Na koniec 2021 roku w gminie Neuhardenberg niemiecki

[57] 201911_bne_study_biodiversity_profits_from_pv-1.pdf (dostęp: 9.07.2026 r.).

inwestor EnBW uruchomił dwie wielkoskalowe farmy PV o łącznej mocy około 300 MWp. Jak podaje inwestor, instalacje te są w stanie zasilać około 90 000 gospodarstw domowych rocznie. Pierwsza z nich, **Alttrebbin**, zajmuje powierzchnię około 149 ha, a druga, **Gottesgabe**, około 133 ha. Obie farmy powstały na płaskim terenie wcześniej wykorzystywanym rolniczo i zostały zrealizowane bez wykorzystania mechanizmów wsparcia w ramach systemu EEG. Teren inwestycji jest użytkowany na podstawie długoterminowych umów dzierżawy z prywatnymi właścicielami, obowiązujących do 2051 roku, z możliwością ich przedłużenia.

Kolejną grupę inwestycji w powiecie Märkisch-Oderland stanowią projekty o mniejszej skali, poniżej 100 MW. Przykładem jest farma fotowoltaiczna **Wuschewier** o mocy około 58 MWp, uruchomiona w 2024 roku przez spółkę EnviTec Biogas. Projekt ten wyróżnia się udziałem inwestora wywodzącego się z sektora biogazu, co wskazuje na rosnącą dywersyfikację uczestników rynku OZE. Instalacja została zlokalizowana na terenach o charakterze rolniczym, co wpisuje się w obserwowany po 2020 roku trend wykorzystania takich obszarów pod produkcję energii. Podobny charakter mają inwestycje **Petershagen** o mocy około 70 MW, oddana do użytku w 2024 roku przez Naturstrom AG, oraz **Letschin** o mocy około 60 MWp, uruchomiona w 2025 roku przez Energiekontor AG. W przypadku farmy Petershagen widoczny jest również aspekt ekonomiczny i społeczny inwestycji. Gmina korzysta z opłat i wpływów z podatku od działalności gospodarczej (Gewerbesteuer), a inwestor angażuje się w inicjatywy lokalne, m.in. współfinansując instalację fotowoltaiczną na budynku przedszkola oraz przekazując środki finansowe na jej realizację. Jak podaje inwestor, farma Letschin wytwarza energię odpowiadającą rocznemu zapotrzebowaniu niemal 21 000 gospodarstw domowych w Niemczech i funkcjonuje w oparciu o długoterminową umowę zakupu energii (PPA) zawartą z niemieckim odbiorcą przemysłowym, co stanowi przykład rynkowego modelu sprzedaży energii w nowych instalacjach fotowoltaicznych.

Kolejną inwestycją w powiecie Märkisch-Oderland jest farma fotowoltaiczna **Görlsdorf** o mocy około 87 MW, realizowana przez EnBW na obszarze około 91 ha terenów wcześniej użytkowanych rolniczo. Projekt wyróżnia się uwzględnieniem aspektów środowiskowych – obejmuje m.in. rozwój łąk o charakterze kwietnym, tworzenie korytarzy ekologicznych, nasadzenia krzewów i drzew oraz prowadzenie wypasu owiec, co sprzyja zwiększeniu bioróżnorodności. Jednocześnie inwestycja generuje istotne korzyści ekonomiczne dla gminy Vierlinden, która może liczyć na roczne wpływy rzędu około 170 000 euro w ramach tzw. „Solar-Euro". W celu zwiększenia akceptacji społecznej dla inwestycji w OZE w Brandenburgii wprowadzono ustawę o specjalnych opłatach z odnawialnych źródeł energii (BbgEESG), która zobowiązuje operatorów fotowoltaicznych instalacji naziemnych o mocy powyżej 1 MW do wnoszenia rocznej opłaty na rzecz gmin w wysokości 2 000 euro za każdy megawat zainstalowanej mocy. Opłata ta dotyczy instalacji PV oddanych do użytku po 31 grudnia 2024 roku.

Wśród planowanych i realizowanych inwestycji w Brandenburgii Wschodniej kluczową rolę odgrywają projekty zlokalizowane w południowej części regionu (powiat Spree-Neiße i miasto Cottbus), powiązane z transformacją terenów pogórniczych w Łużycach. Szczególne znaczenie ma koncepcja tzw. **GigawattFactory**, rozwijana przez koncern LEAG (Lausitz Energie Bergbau AG), drugiego co do wielkości producenta energii elektrycznej w Niemczech i kluczowego podmiotu sektora węgla brunatnego, stanowiąca zintegrowaną strategię

przekształcenia dawnego zagłębia węgla brunatnego w nowoczesny ośrodek energetyki odnawialnej[58]. Koncepcja GigawattFactory opiera się na trzech podstawowych filarach technologicznych: odnawialnych źródłach energii, w szczególności elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych rozwijanych na terenach pogórniczych, wielkoskalowych magazynach energii oraz jednostkach gazowych przygotowanych do wykorzystania wodoru (H_2-ready), które mają pełnić funkcję rezerwową w okresach niedoboru energii z OZE. W efekcie model ten wykracza poza pojedyncze projekty i zakłada budowę elastycznego systemu energetycznego, zdolnego zastąpić znaczną część mocy dotychczasowych elektrowni węglowych LEAG.

Skala przedsięwzięcia jest znacząca w kontekście regionalnym i krajowym. Jak deklarował sam koncern w 2022 roku, do 2030 r. LEAG planuje zbudować w Łużycach największe centrum energii odnawialnej w Niemczech, o łącznej mocy 7 GW, wystarczającej teoretycznie do zasilenia około 4 mln gospodarstw domowych. Szacowane nakłady inwestycyjne na realizację całego programu GigawattFactory przekraczają 10 mld euro. Bazą dla tych inwestycji jest około 33 tys. ha terenów pogórniczych będących w posiadaniu koncernu, określanych przez LEAG jako obszary o relatywnie niskiej konfliktowości z ochroną przyrody i mieszkańcami, umożliwiające przy tym bezpośrednie podłączenie do niemieckiej i europejskiej sieci wysokiego napięcia[59].

Wśród konkretnych projektów fotowoltaicznych wchodzących w skład GigawattFactory na terenie Brandenburgii Wschodniej wyróżnia się kilka inwestycji na różnym etapie realizacji. Pierwszą z nich jest **Energiepark Bohrau**, budowany na zrekultywowanych terenach pogórniczych dawnej odkrywki Jänschwalde, w powiecie Spree--Neiße. Pierwsza faza projektu, o mocy 133 MWp, jest obecnie w fazie budowy, a planowane oddanie do użytku ma nastąpić w drugiej połowie 2026 r. Kolejny etap budowy ma zostać zrealizowany w najbliższych latach, dodatkowo zwiększając łączną moc parku.

Kolejnym projektem PV w ramach GigawattFactory jest budowa największej pływającej elektrowni słonecznej w Niemczech – **Cottbuser Ostsee**. Instalacja o mocy 29 MWp realizowana jest na powstającym sztucznym jeziorze Cottbuser Ostsee (w miejscu dawnej odkrywki Cottbus-Nord), będzie składać się z ponad 51 000 modułów fotowoltaicznych zamontowanych na około 1 800 platformach pływających, zakotwiczonych za pomocą systemu pali osadzonych w dnie zbiornika. Początkowo planowano realizację instalacji na jeszcze suchym dnie odkrywki i jej stopniowe unoszenie się wraz z postępującym procesem zalewania terenu, stanowiącym element rekultywacji wyrobiska. Ze względu jednak na szybsze niż zakładano tempo napełniania zbiornika, zdecydowano się na pełną realizację projektu w technologii pływającej. Harmonogram inwestycji uległ dodatkowemu przesunięciu z powodu niekorzystnych warunków pogodowych – na przełomie 2024 i 2025 roku silny sztorm uszkodził część konstrukcji, co wymusiło jej wzmocnienie oraz budowę falochronu. W rezultacie uruchomienie instalacji planowane jest na drugą połowę 2026 roku.

Trzecim z planowanych projektów PV w ramach GigawattFactory jest park **Hühnerwasser/Wolkenberg**, lokalizowany na zrekultywowanych terenach odkrywki Welzow-Süd w gminie Spremberg. Projekt rozwijany przez

[58] Power producer LEAG plans €10bln renewables 'GigawattFactory' in lignite mining area | Clean Energy Wire (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[59] Łużyce staną się zieloną potęgą Niemiec | LEAG (dostęp: 9.07.2026 r.).

EP New Energies we współpracy z LEAG zakładał pierwotnie budowę elektrowni fotowoltaicznej o mocy do 300 MWp na powierzchni około 350 ha. Uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego nr 114 „Solarpark Hühnerwasser/Wolkenberg" przyjęto w lipcu 2022 r. W 2026 r., w związku ze zmianą celów oraz zakresu przedsięwzięcia, miasto Spremberg zmieniło nazwę procedowanego planu na „Energiepark Hühnerwasser/Wolkenberg". Jednocześnie nowy cel planistyczny rozszerzono o możliwość lokalizacji instalacji wiatrowych i magazynów energii. Zmiana ta wskazuje, że projekt nadal znajduje się na etapie planistycznym, a jego koncepcja pozostaje przedmiotem dalszych prac i modyfikacji[60].

Tabela 22. Kluczowe inwestycje w fotowoltaikę w Brandenburgii Wschodniej

Nazwa Projektu	Moc [MWp*]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[61]	Inwestor / operator
Lieberose	52,8	Czynny	2009	-	-	Juwi Group, First Solar[62]
Furstenwalde	39,6	Czynny	2011		-	RC Partners[63]
Cottbus-Drewitz	30,2	Czynny	2011	-	-	RC Partners[64]
NeißeMalxetal	99	Czynny	2012	-	-	Green Tower, Preschen PB Photovoltaik und Grundstücke, Allianz SE[65],[66],[67]
Neuhardenberg	145	Czynny	2012	-	-	Enerparc[68],[69]
Alttrebbin	149	Czynny	2021	-	Środki własne	EnBW[70],[71]
Gottesgabe	151	Czynny	2021	-	Środki własne	EnBW[72],[73]
Wuschewier	58	Czynny	2024	-	Środki własne	EnviTec Biogas[74], [75]
Petershagen	70	Czynny	2024	-	Środki własne	Naturstrom AG[76],[77]

[60] 2990_Spremberg (9.07.2026 r.).
[61] Środki własne oznacza finansowanie projektu ze źródeł korporacyjnych oraz instrumentów dłużnych inwestora (kredyty, pożyczki), z wyłączeniem dotacji publicznych.
[62] Former Red base goes over to Green operations – NS Energy (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[63] RC Partners | Fürstenwalde (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[64] Partnerzy RC | Cottbus-Drewitz (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[65] NeißeMalxetal Solarpark – Global Energy Monitor (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[66] NeißeMalxetal (Green Tower) Solarpark – Global Energy Monitor (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[67] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[68] Solar-Cluster Neuhardenberg, Deutschland | ENERPARC AG (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[69] Deutschlands größter Solarpark fertiggestellt | energate messenger+ (dostęp: 7.07. 2026 r.).
[70] Alttrebbin Solar Park | EnBW (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[71] Alttrebin Solarpark – Global Energy Monitor (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[72] Park Słoneczny Gottesgabe | EnBW (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[73] Gottesgabe Solar – Global Energy Monitor (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[74] EnviTec Wind|Solar GmbH & Co. KG embraces technological openness for the climate transition | EnviTec Biogas (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[75] PVA Wuschewier solar farm – Global Energy Monitor (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[76] Park Słoneczny Petershagen | W 100% odnawialne źródła energii od Naturstrom (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[77] Park Słoneczny Petershagen (dostęp: 9.07. 2026 r.).

Nazwa Projektu	Moc [MWp*]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[61]	Inwestor / operator
Letschin	60	Czynny	2025	-	Środki własne	Energiekontor AG[78]
Görlsdorf	87	Czynny	2026	-	Środki własne	EnBW[79], [80]
Vogelsang	59	Planowany	2026	-	Środki własne	Energiekontor AG[81],[82]
Bohrau Energy Park *(część konceptu GigawattFactory)*	133	W budowie	2026	-	Środki własne	LEAG[83]
Cottbuser Ostsee *(część konceptu GigawattFactory)*	29	W budowie	2026	-	Środki własne	LEAG[84],[85],[86]
Hühnerwasser-Wolkenberg *(część konceptu GigawattFactory)*	300	Planowany	-	-	Środki własne	EPNE, LEAG[87]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

Moc podano w MWp (megawatach szczytowych), zgodnie ze standardem stosowanym na rynku niemieckim dla instalacji fotowoltaicznych.

Elektrownie wiatrowe

W przeciwieństwie do dynamicznie rozwijającej się fotowoltaiki, energetyka wiatrowa w województwie lubuskim rozwija się w wolniejszym tempie, co jest częściowo podyktowane normami odległościowymi. Zgodnie z Zasadą 10H elektrownia musi być oddalona od zabudowań mieszkalnych o co najmniej dziesięciokrotność wysokości turbiny, choć nowelizacja z marca 2023 r. pozwoliła gminom, w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, ustalić mniejszą odległość – nie mniejszą jednak niż bezwzględne minimum 700 metrów. Dodatkowe ograniczenia wynikają z ochrony przyrody – zakaz lokalizacji na terenach parków narodowych, rezerwatów, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000 – oraz z wymaganych odległości od sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć. Próba dalszego złagodzenia przepisów (obniżenie minimum do 500 metrów) została zawetowana przez Prezydenta RP w 2025 r., co utrzymuje dotychczasowy reżim 700 metrów.

W Tabela 23 zestawiono kluczowe inwestycje w energetykę wiatrową w województwie. Pierwszą dużą inwestycją była **farma Golice**, oddana do użytku w 2012 roku przez hiszpańską spółkę Acciona. Projekt o mocy 38 MW

[78] Energiekontor uruchamia park słoneczny Letschin i rozszerza własne portfolio parków | Energiekontor AG (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[79] Park Słoneczny Görlsdorf | EnBW (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[80] Solarpark Görlsdorf versorgt Region mit Sonnenenergie | EnBW (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[81] Projekty Solar Park | Udział obywateli Energiekontor (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[82] Vogelsang solar farm – Global Energy Monitor (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[83] GigawattFactory continues to grow | LEAG (dostęp: 8.07. 2026 r.).
[84] Montage Deutschlands größter Floating-PV-Anlage auf dem Cottbuser Ostsee beginnt | LEAG (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[85] Starke Schäden an Floating-Photovoltaik-Anlage: 29 Megawatt gehen vorerst nicht ans Netz - pv magazine Deutschland (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[86] Elektrownia słoneczna nad Bałtyckim Morzem Cottbus: Rozpoczęcie po burzy zaplanowane na późne lato – Radio Cottbus (dostęp: 9.07. 2026 r.).
[87] LEAG und EPNE planen 300 MW Solar in der Rekultivierung von Welzow-Süd | LEAG (dostęp: 9.07. 2026 r.).

kosztował 223 mln zł, co odpowiada kosztowi jednostkowemu na poziomie ok. 5,87 mln zł za 1 MW, a jego realizację częściowo wsparto dofinansowaniem unijnym w wysokości 40 mln zł z Programu Infrastruktura i Środowisko. W 2015 roku oddano do użytku dwie obecnie największe farmy w województwie. Pierwsza z nich, farma wiatrowa Rzepin, również nazywana Lubiechnia Wielka, to 29 turbin o łącznej mocy 58 MW. Za projekt odpowiadała francuska spółka EDF Energies Nouvelles, natomiast w 2019 roku właścicielem farmy została spółka celowa New Co Sab 37, a zarządzanie jej eksploatacją przejęła spółka Quadran Polska (obecnie działająca pod nazwą Qair). Druga z nich to **farma Mycielin** składająca się z 23 turbin o łącznej mocy 46 MW i zrealizowana przez Polenergię S.A. W przypadku obu farm nie podano do wiadomości publicznej wartości projektów, a farmy nie zostały wsparte dotacjami publicznymi. Dodatkowo w 2016 roku Enea uruchomiła w Baczynie mniejszą farmę o mocy 14,1 MW.

Po kilkuletniej przerwie oddano do użytku w regionie dwie nowe farmy wiatrowe. W 2021 roku EDF Renewables uruchomiło **farmę Górzyca** o mocy 24 MW (12 turbin) i wartości ok. 140 mln zł, co daje koszt jednostkowy zbliżony do farmy Golice, na poziomie ok. 5,83 mln zł za 1 MW. W tym samym roku szwedzka spółka OX2 oddała do użytku **farmę Żary** o mocy 21 MW (7 turbin o mocy 3 MW).

Obecnie w województwie lubuskim kluczową inwestycją w fazie planowania jest **farma Trzebiechów Bojadła**, rozwijana przez Eurowind Energy, o planowanej maksymalnej mocy do 122 MW. Turbiny mają zostać rozmieszczone w dwóch gminach: na terenie gminy Trzebiechów planowanych jest 9 turbin, a na terenie gminy Bojadła – 8 turbin. Projekt zakłada budowę jednostek o wysokości do 260 m i mocy jednostkowej do maks. 7 MW, a więc znacznie silniejszych niż na dotychczasowych farmach w regionie, których moc oscylowała pomiędzy 2–3 MW. Jak podaje Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW), najnowsze turbiny o mocy ponad 5 MW są bardziej produktywne w wytwarzaniu energii, osiągając wskaźnik wykorzystania mocy na poziomie ok. 40–50%, podczas gdy starsze jednostki o mocy 2–3 MW osiągają zazwyczaj wskaźnik rzędu 30–35%[88] – warto jednak zaznaczyć, że rzeczywista produktywność w dużej mierze zależy również od lokalnych warunków wietrznych. Dodatkowo, według szacunków Eurowind Energy, docelowa produkcja energii pozwoli pokryć roczne zapotrzebowanie ok. 85 tys. gospodarstw domowych. Uzyskanie pozwolenia na budowę planowane jest na lata 2027–2029.

W województwie lubuskim jest prowadzony pilotażowy projekt w zakresie budowy farm wiatrowych na terenach leśnych. Działania realizowane są w ramach programu Lasów Państwowych „**Las Energii**". Według strony inwestora Eurowind Energy pilotaż zakłada powstanie maksymalnie do 10 turbin o mocy 6–7 MW każda w dwóch lokalizacjach: w gminie Sława (nadleśnictwa Nowa Sól oraz Sława Śląska) i gmina Skwierzyna (nadleśnictwo Skwierzyna). Inwestor szacuje maksymalną moc na 72 MW dla każdej lokalizacji.

Projekt budzi jednak liczne kontrowersje natury prawnej i środowiskowej. We wrześniu 2025 roku Najwyższa Izba Kontroli negatywnie oceniła jego realizację, wskazując, że ustawa o lasach nie przewidywała wykorzystania

[88] Wind-Energy-in-Poland-2026.pdf (dostęp: 10.06.2026 r.).

gruntów leśnych do budowy elektrowni wiatrowych, a obowiązujące w momencie podpisania umów plany zagospodarowania przestrzennego nie dopuszczały tam takich inwestycji. Zdaniem NIK kontynuacja projektu wymagałaby uprzedniej zmiany przepisów, czego jak dotąd nie zrealizowano. Lasy Państwowe nie zgodziły się z tą oceną, podkreślając, że działają zgodnie z ustawą o lasach, a pilotaż ma charakter testowy i naukowy[89]. Krytycznie do projektu odniosła się również Państwowa Rada Ochrony Przyrody, wskazując na ryzyko dla chronionych gatunków ptaków i nietoperzy. Ostatecznie nie jest więc jeszcze przesądzone, czy i w jakim kształcie projekt zostanie zrealizowany, choć warto zaznaczyć, że farmy wiatrowe na terenach leśnych funkcjonują już w innych krajach, m.in. w Finlandii, Szwecji i Niemczech (w tym w Brandenburgii Wschodniej).

Kolejną dużą inwestycją jest projekt farmy wiatrowej **Strzelce Krajeńskie**, gdzie inwestorem jest również Eurowind Energy. Według strony inwestora maksymalna moc instalacji miałaby wynieść 93,15 MW, co pozwoliłoby zasilić ok. 65 tys. gospodarstw domowych rocznie. Projekt napotkał jednak istotną przeszkodę formalną – we wrześniu 2025 roku Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska w Gorzowie Wielkopolskim odmówił wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla wariantu zakładającego budowę 25 turbin o mocy 6,2 MW każda, a w lutym 2026 roku Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska utrzymał tę decyzję w mocy, oddalając odwołanie spółki.

Podstawą odmowy było niespełnienie wymogu zachowania minimalnej odległości 700 m od zabudowy mieszkalnej, wynikającego z faktu, że teren inwestycji objęty jest miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego uchwalonym w 2011 roku, a więc jeszcze przed wejściem w życie ustawy wiatrakowej z 2016 roku. Sporna okazała się przy tym sama metoda liczenia tej odległości: Eurowind Energy argumentowało, że należy ją mierzyć od okręgu obejmującego promień wirnika turbiny (metoda właściwa dla pozwoleń na budowę), co pozwoliłoby spełnić wymóg. GDOŚ uznał jednak, że dla decyzji środowiskowej wydawanej na podstawie „starego" MPZP jedyną prawidłową metodą jest liczenie odległości od granicy terenu, na którym plan dopuszcza lokalizację elektrowni wiatrowej. Przy takim sposobie obliczeń najbliższe budynki mieszkalne znalazły się w odległości jedynie 373–532 m od planowanych terenów inwestycyjnych, a więc poniżej wymaganego minimum, co ostatecznie przesądziło o odmowie zgody na realizację przedsięwzięcia w zgłoszonym kształcie. Decyzja GDOŚ jest ostateczna w administracyjnym toku instancji, choć spółce przysługuje skarga do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie.

Tabela 23. Kluczowe inwestycje w energetykę wiatrową w województwie lubuskim

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[90]	Inwestor / Operator
Golice	38	Czynny	2012	223 mln zł	Środki własne, 40 mln zł	Acciona[92]

[89] Wiatraki w lesie zgodne z prawem? Lasy Państwowe nie zgadzają się z wynikami kontroli NIK – GLOBENERGIA (dostęp: 06.07.2026 r.).
[90] Środki własne oznacza finansowanie projektu ze źródeł korporacyjnych oraz instrumentów dłużnych inwestora (kredyty, pożyczki), z wyłączeniem dotacji publicznych.
[92] Farma wiatrowa Golice gotowa – Gramwzielone.pl (dostęp: 10.06.2026 r.).

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[90]	Inwestor / Operator
					dofinansowania unijnego[91]	
Rzepin / Lubiechnia Wielka	58	Czynny	2015	-	Środki własne	EDF Energies Nouvelles, Qair Group[93],[94]
Mycielin	46	Czynny	2015	-	Środki własne	Polenergia S. A. [95]
Baczyna	14,1	Czynny	2016	-	Środki własne	Enea[96]
Górzyca	24	Czynny	2021	140 mln zł	Środki własne	EDF Renewables[97]
Żary	21	Czynny	2021	-	Środki własne	OX2[98]
Trzebiechów Bojadła	Max 122	Planowany	Uzyskanie pozwolenia na budowę planowane jest do 2029 r.	-	Środki własne	Eurowind Energy[99]
Las Energii (Sława i Skwierzyna)	Max 144	Pilotaż	-	-	-	Lasy Państwowe i Eurowind Energy[100], [101]
Strzelce Krajeńskie	Max 93	Odmowa (GDOŚ utrzymał w mocy odmowną decyzje RDOŚ)102	-	-	Środki własne	Eurowind Energy[103]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

Energetyka wiatrowa stanowi drugi, obok fotowoltaiki, filar transformacji energetycznej Brandenburgii Wschodniej. W przeciwieństwie do sektora PV, którego dynamiczny rozwój koncentrował się głównie na terenach pokopalnianych, lotniskach i gruntach rolnych, rozwój energetyki wiatrowej w regionie przebiegał stopniowo od początku XXI wieku i opierał się przede wszystkim na wieloetapowej rozbudowie istniejących obszarów koncentracji elektrowni wiatrowych. Analiza kluczowych projektów wskazuje, że znaczna część największych farm wiatrowych

[91] Potwierdzono unijne dofinansowanie dla farmy wiatrowej Golice (dostęp: 10.06.2026 r.).
[93] EDF Energies Nouvelles commissions the Rzepin wind farm (58 MW) in Poland - EDF power solutions (dostęp: 10.06.2026 r.).
[94] Rzepin – Qair Group (dostęp: 10.06.2026 r.).
[95] FW Mycielin – Energia z przyszłości - Polenergia (dostęp: 10.06.2026 r.).
[96] Baczyna: nowa farma wiatrowa Enei | Raporty bieżące i okresowe | Serwis Relacji Inwestorskich Grupy Enea (dostęp: 10.06.2026 r.).
[97] EDF Renewables otworzyło nową farmę wiatrową w gminie Górzyca - ZielonaGospodarka.pl (dostęp: 10.06.2026 r.).
[98] Żary – OX2 (dostęp: 10.06.2026 r.).
[99] Projekt Trzebiechów Bojadła | Eurowind Energy Polska (dostęp: 10.06.2026 r.).
[100] Energia z wiatru – Lasy dla klimatu (dostęp: 10.06.2026 r.).
[101] Pilotażowy projekt Sława i Skwierzyna | Eurowind Energy Polska (dostęp: 10.06.2026 r.).
[102] Decyzja Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska z 24 lutego 2026 r., znak: DOOŚ-WDŚIII.420.28.2025.MRO.4 - Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska – Portal Gov.pl (dostęp: 10.06.2026 r.).
[103] Projekt Strzelce Krajeńskie | Eurowind Energy Polska (dostęp: 10.06.2026 r.).

była rozwijana etapowo przez wiele lat, a niektóre z nich przeszły już proces repoweringu, polegający na zastępowaniu starszych turbin nowocześniejszymi jednostkami o większej mocy.

Jednym z najstarszych projektów w analizowanym regionie jest farma wiatrowa **Jacobsdorf** w powiecie Oder-Spree. Pierwsze turbiny uruchomiono już w 2000 roku, co czyni ją jedną z pionierskich inwestycji wiatrowych Brandenburgii Wschodniej. W momencie uruchomienia park składał się z 19 turbin Frisia o łącznej mocy około 16 MW. W kolejnych latach projekt był sukcesywnie rozbudowywany, a przełomowym momentem był przeprowadzony w latach 2016–2017 repowering, w ramach którego starsze turbiny Frisia zastąpiono 16 nowoczesnymi turbinami o mocy około 3 MW każda[104]. W 2021 roku oddano do użytku kolejny etap rozbudowy o mocy 18 MW, dzięki czemu łączna moc farmy wiatrowej Jacobsdorf wzrosła do 74 MW. W bezpośrednim sąsiedztwie farmy zlokalizowany jest również park wiatrowy **Biegen** o mocy 35 MW, uruchomiony w latach 2021–2022 przez spółki WPD i NOTUS Energy, co dodatkowo wzmacnia pozycję zachodniej części powiatu Oder-Spree jako jednego z głównych obszarów koncentracji energetyki wiatrowej w Brandenburgii Wschodniej.

W latach 2004–2006 uruchomiono kolejne farmy wiatrowe, w tym **Trebitz, Günthersdorf** oraz **Prötzel**, których początkowa moc wynosiła odpowiednio około 20 MW, 20 MW oraz 14 MW. Farmy te realizowano z wykorzystaniem ówcześnie standardowych turbin o mocy jednostkowej około 2 MW[105], a ich rozwój wpisywał się w dynamiczny wzrost niemieckiej energetyki wiatrowej po wejściu w życie pierwszych systemów wsparcia OZE. Dalszy rozwój farm nastąpił dopiero po 2020 roku, wraz z wykorzystaniem nowoczesnych turbin o większej mocy jednostkowej. W przypadku farmy **Günthersdorf** w 2021 roku oddano do użytku nowy etap o mocy 43 MW, zwiększając łączną moc projektu do 63 MW. Farma **Trebitz** została rozbudowana w latach 2023–2024 o dwa kolejne etapy o mocy odpowiednio 17 MW i 34 MW, dzięki czemu osiągnęła 71 MW. Z kolei w przypadku farmy **Prötzel** spółka EnBW zrealizowała drugą fazę projektu o mocy około 38 MW, co pozwoliło zwiększyć całkowitą moc farmy do 52 MW. Rozwój tych instalacji pokazuje charakterystyczny dla Brandenburgii Wschodniej model stopniowej rozbudowy istniejących farm wiatrowych, w którym stosunkowo niewielkie projekty z początku XXI wieku przekształcano w znacznie większe kompleksy energetyczne dzięki nowym etapom inwestycyjnym realizowanym po 2020 roku.

Kolejnym projektem rozwijanym etapowo była farma wiatrowa **Spremberg** w powiecie Spree-Neiße. Pierwszy etap inwestycji uruchomiono w 2009 roku i obejmował dziewięć turbin wiatrowych o łącznej mocy 22,5 MW. Na tle innych projektów z tego okresu inwestycja wyróżniała się zastosowaniem turbin Fuhrländer FL-2500 posadowionych na stalowych wieżach kratownicowych o wysokości piasty około 141 m[106]. W kolejnych latach projekt był sukcesywnie rozbudowywany o następne etapy uruchomione w 2016 (13 MW) oraz 2019 roku (11 MW), dzięki czemu jego obecna moc wynosi około 47 MW. Obszar farmy obejmuje częściowo tereny leśne, co czyni ją jednym z przykładów rozwoju energetyki wiatrowej na obszarach leśnych w Brandenburgii Wschodniej.

[104] MLK_OVL_Buch_Innen_Druck.indd (dostęp: 5.08.2026 r.).
[105] Trebitz | NOTUS energy (dostęp: 5.08.2026 r.).
[106] Spremberg Wind Park – Wikipedia (dostęp: 5.08.2026 r.).

Innym przykładem farmy wiatrowej, która była rozwijana etopowo jest **Mallnow** w powiecie Märkisch-Oderland. Obecna moc projektu wynosi około 49 MW, z czego znaczną część stanowi trzeci etap inwestycji o mocy 28 MW, uruchomiony przez spółki GASAG AG oraz e.disnatur. Realizacja tego etapu wymagała nakładów inwestycyjnych wynoszących około 40 mln euro, co odpowiada kosztowi jednostkowemu na poziomie około 1,43 mln euro/MW.

Szczególnym przykładem modernizacji istniejących aktywów wiatrowych jest farma **Beeskow-Hufenfeld** w powiecie Oder-Spree. Pierwszą fazę projektu uruchomiono w 2003 roku i dysponowała ona mocą około 16 MW. W 2025 roku zakończono repowering farmy, w ramach którego siedem starszych turbin zastąpiono ośmioma nowoczesnymi jednostkami o mocy około 5,6 MW każda, zwiększając moc instalacji do około 44 MW. Projekt realizowany przez Enercity stanowi jeden z najbardziej wyrazistych przykładów repoweringu w Brandenburgii Wschodniej, pozwala zwiększyć moc zainstalowaną farmy niemal trzykrotnie względem pierwotnej konfiguracji. Szacowana roczna produkcja energii elektrycznej odpowiada zapotrzebowaniu około 34 tys. gospodarstw domowych. Jednocześnie inwestycja pokazuje rosnące znaczenie modernizacji istniejących farm wiatrowych jako jednego z istotnych kierunków rozwoju energetyki wiatrowej w regionie.

Wśród projektów znajdujących się obecnie w fazie realizacji i planowania największym z nich jest farma wiatrowa **Forst-Briesnig II**, stanowiąca część koncepcji GigawattFactory realizowanej przez LEAG, omówionej wcześniej przy analizie inwestycji fotowoltaicznych. Projekt o planowanej mocy 105 MW powstaje w powiecie Spree-Neiße na terenach związanych z dawną odkrywką Jänschwalde i obejmuje budowę 17 turbin wiatrowych. Zgodnie z informacjami inwestora instalacja będzie w stanie pokryć roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną ponad 66 tys. gospodarstw domowych. Na tle innych projektów wiatrowych realizowanych obecnie w Niemczech inwestycja wyróżnia się swoją skalą. Dla farmy Forst-Briesnig II wydano bowiem drugie co do wielkości w historii Niemiec pozwolenie na budowę i eksploatację elektrowni wiatrowych, co podkreśla rangę przedsięwzięcia. Projekt wpisuje się w proces przekształcania terenów pogórniczych Łużyc w obszary koncentracji odnawialnych źródeł energii i stanowi jeden z najważniejszych projektów OZE realizowanych obecnie w Brandenburgii Wschodniej.

Kolejnymi projektami planowanymi do realizacji są farmy wiatrowe **Wulkow-Booßen** oraz **Schierenberg**, których planowana moc wynosi po 48 MW, a uruchomienie przewidywane jest na 2027 rok. Projekt Wulkow-Booßen, rozwijany przez Energiekontor w rejonie Frankfurtu nad Odrą, obejmuje budowę ośmiu turbin wiatrowych o mocy 6 MW każda. Z kolei farma Schierenberg została przygotowana przez ABO Energy, a następnie przejęta przez Encavis. Również w tym przypadku planowana jest budowa ośmiu turbin o mocy 6 MW każda. Projekty te pokazują, że rozwój energetyki wiatrowej w Brandenburgii Wschodniej nie ogranicza się wyłącznie do terenów pogórniczych Łużyc, lecz obejmuje również północną część regionu położoną w bezpośrednim sąsiedztwie granicy polsko-niemieckiej.

Jednocześnie analiza rozwoju energetyki wiatrowej w Brandenburgii Wschodniej wskazuje na wyraźny postęp technologiczny w zakresie wykorzystywanych turbin. Podczas gdy w projektach uruchamianych na początku XXI wieku dominowały jednostki o mocy około 2 MW, obecnie realizowane inwestycje wykorzystują turbiny o mocy

około 6 MW. Oznacza to około trzykrotny wzrost mocy jednostkowej turbin w ciągu dwóch dekad, co pozwala osiągać znacznie większą moc farm przy mniejszej liczbie urządzeń.

Tabela 24. Kluczowe inwestycje w energetykę wiatrową w Brandenburgii Wschodniej

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania [107]	Inwestor / Operator
Jacobsdorf	74	Czynny	2000 (etapami)	-	-	MLK, Energiepark Jacobsdorf WP Jaco[108]
Trebitz	71	Czynny	2004 (etapami)	-	-	NOTUS Energy, Trebitz, UKA Group[109]
Günthersdorf	63	Czynny	2005 (etapami)	-	-	NOTUS Energy[110]
Prötzel	52	Czynny	2006 (etapami)	-	-	EnBW[111]
Spremberg	47	Czynny	2009 (etapami)	-	-	JWP Jade Windpark[112]
Mallnow	49	Czynny	2017 (etapami)	40 mln € – etap 3 (28 MW)	Środki własne	E.DISr, GASAG (etap 3)[113],[114],[115]
Biegen	35	Czynny	2021, 2022	-	Środki własne	WPD, NOTUS Energy[116],[117]
Beeskow--Hufenfeld	44	Czynny	2025 (repowering)	-	Środki własne	Enercity[118],[119]
Forst-Briesnig II (część konceptu GigawattFactory)	105	W budowie	2026	-	Środki własne	LEAG[120],[121]

[107] Środki własne oznacza finansowanie projektu ze źródeł korporacyjnych oraz instrumentów dłużnych inwestora (kredyty, pożyczki), z wyłączeniem dotacji publicznych.
[108] Jacobsdorf wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[109] Trebitz wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[110] Günthersdorf wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[111] Prötzel wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[112] Spremberg wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[113] GASAG i e.disnatur buduja farmę wiatrową w Mallnow | Grupa GASAG (dostęp: 5.08.2026 r.).
[114] Gasag, E.disnatur to install 28-MW wind park in Germany | Onshore Wind News | Renewables Now (dostęp: 5.08.2026 r.).
[115] Mallnow wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[116] Biegen wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[117] Biegen (NOTUS) wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[118] Nächster Schritt beim Ausbau der Erneuerbaren: enercity errichtet Windpark im brandenburgischen Beeskow (dostęp: 5.08.2026 r.).
[119] Beeskow-Hufenfeld wind farm – Global Energy Monitor (dostęp: 5.08.2026 r.).
[120] Vestas and LEAG to sign 105 MW in Germany | LEAG (dostęp: 5.08.2026 r.).
[121] Forst Briesnig II | LEAG (dostęp: 5.08.2026 r.).

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania [107]	Inwestor / Operator
Wulkow--Booßen	48	Planowany	2027	-	Środki własne	EnergieKontor [122]
Schierenberg	48	Planowany	2027	-	Środki własne	Encavis[123]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

Biogaz / biometan / biomasa

Sektor biogazowy w województwie lubuskim pozostaje na wczesnym etapie rozwoju. Najpopularniejszą formą instalacji biogazowych w regionie są obiekty rolnicze. Według rejestru wytwórców biogazu rolniczego (stan na dzień: 18.06.2026 r.) jest ich w sumie 13, a największe z nich charakteryzują się mocą ok. 1 MW. Pierwsza biogazownia rolnicza została oddana do użytku w 2011 roku i kosztowała ok. 10 mln złotych. W momencie jej uruchomienia do sprzedaży trafiało 92% uzyskiwanej energii elektrycznej, a reszta była wykorzystywana przez właściciela, czyli spółkę specjalizującą się w hodowli bydła mlecznego. Większa liczba takich instalacji zaczęła powstawać po 2020 roku, a dominującym podmiotem jest tutaj Polska Grupa Biogazowa, która należy do TotalEnergies (francuskiego globalnego koncernu energetycznego). Obecnie PGB zarządza trzema obiektami o łącznej mocy ok. 3 MW, z których najnowszy to biogazownia **Długoszyn**, uruchomiona w 2026 roku. Oprócz PGB w województwie funkcjonują podmioty, które wybudowały biogazownie na użytek własny – przykładem jest tutaj instalacja w **Bieganowie**, z której wyprodukowana energia i ciepło służą do zasilania fermy trzody chlewnej.

Dodatkowo według Magazynu Biomasa, na terenie województwa znajdują się cztery biogazownie odpadowe oraz jedna biogazownia komunalna jako część oczyszczalni ścieków w Gorzowie Wielkopolskim[124]. Na terenie województwa nie funkcjonuje obecnie żadna biometanownia oraz nie ma potwierdzonych planów powstania takowej.

W województwie lubuskim funkcjonuje również instalacja oparta na spalaniu biomasy, pochodzącej z ciągów produkcyjnych w Grupie RAVEN. Elektrociepłownia o mocy 6 MW znajduje się w Kostrzynie nad Odrą, a szacowana wartość projektu to blisko 100 mln zł, co w przeliczeniu na 1 MW daje koszt jednostkowy o wartości ok. **16,5 mln zł.** Projekt uzyskał blisko 36,5 mln zł dofinansowania z UE z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. Wytworzona energia w pierwszej kolejności zasila własne ciągi produkcyjne Grupy RAVEN, natomiast nadwyżki prądu i ciepła są przekazywane do okolicznych zakładów przemysłowych.

[122] Financial Close für drei weitere Windparkprojekte erreicht – Bauaktivitäten auf historisch hohem Niveau | Energiekontor AG (dostęp: 5.08.2026 r.).
[123] Encavis (dostęp: 5.08.2026 r.).
[124] mapa-biogaz__www.pdf (dostęp: 18.06.2026 r.).

Tabela 25. Kluczowe inwestycje w biogaz i biomasę w województwie lubuskim

Nazwa projektu (technologia)	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[125]	Inwestor / Właściciel
Kalsk (biogazownia rolnicza)	1,14	Czynny	2011	Ok. 10 mln zł	Środki własne	AGROCOOP sp. z o.o. sp. k.[126],[127]
Klępsk (biogazownia rolnicza)	0,99	Czynny	2020	-	Środki własne	Bioenergia sp. z o.o. [128]
Karkoszów (biogazownia rolnicza)	0,99	Czynny	2021	-	Środki własne	Polska Grupa Biogazowa (TotalEnergies)[129]
Gubin (biogazownia rolnicza)	0,99	Czynny	2022	-	Środki własne	Polska Grupa Biogazowa (TotalEnergies)[130]
Kostrzyn nad Odrą (biomasa)	6	Czynny	2024	99 mln zł	środki własne, 36,45 mln dofinansowania unijnego	Eco Raven sp. z o.o.[131]
Marianki (biogazownia rolnicza)	0,75	Czynny	2025	-	Środki własne	Botres Global GmbH[132]
Bieganów (biogazownia rolnicza)	0,99	Czynny	2026	-	Środki własne	Gobarto[133], [134]
Długoszyn (biogazownia rolnicza)	0,99	Czynny	2026	-	Środki własne	Polska Grupa Biogazowa (TotalEnergies)[135]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

Sektor biogazowy w Brandenburgii Wschodniej jest znacznie bardziej rozwinięty niż w województwie lubuskim. Na analizowanym obszarze funkcjonuje około 172 instalacji wykorzystujących biogaz, biometan lub biomasę, przy czym dominują małe i średnie biogazownie rolnicze o mocy do 1 MW (moc wytwórcza energii elektrycznej). Analiza największych i najbardziej reprezentatywnych projektów wskazuje jednak, że obok licznych niewielkich instalacji

[125] Środki własne oznacza finansowanie projektu ze źródeł korporacyjnych oraz instrumentów dłużnych inwestora (kredyty, pożyczki), z wyłączeniem dotacji publicznych.
[126] W Kalsku powstała nowoczesna biogazownia (dostęp: 23.06.2026 r.).
[127] Rejestr wytwórców biogazu rolniczego – Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa - Portal Gov.pl (dostęp: 23.06.2026 r.).
[128] Rejestr wytwórców biogazu rolniczego – Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa - Portal Gov.pl (dostęp: 23.06.2026 r.).
[129] W Gminie Krzeszyce na terenie Strefy Gospodarczej Krzeszyce-Karkoszów powstaje pierwsza w powiecie sulęcińskim biogazownia. – Aktualności – UG Krzeszyce (dostęp: 23.06.2026 r.).
[130] Gubin – Polska Grupa Biogazowa (dostęp: 23.06.2026 r.).
[131] Budowa zakładu produkcji nośników energetycznych i odzysku energii – Mapa dotacji (dostęp: 23.06.2026 r.).
[132] W Mariankach wystartowała biogazownia na kurzy pomiot (dostęp: 23.06.2026 r.).
[133] Lider branży mięsnej otwiera kolejną biogazownię (dostęp: 23.06.2026 r.).
[134] Rejestr wytwórców biogazu rolniczego – Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa – Portal Gov.pl
[135] Polska Grupa Biogazowa rozpoczyna budowę kolejnej biogazowni w Polsce – Polska Grupa Biogazowa (dostęp: 23.06.2026 r.).

działa również grupa większych obiektów przemysłowych, komunalnych i rolniczych, które pełnią istotną rolę w regionalnym systemie energetycznym.

Wśród największych zidentyfikowanych instalacji wykorzystujących biomasę szczególną pozycję zajmuje elektrociepłownia należąca do Sonae Arauco w **Beeskow** o mocy 18,3 MW, uruchomiona w 2001 roku. Obiekt stanowi integralny element zakładu produkcji płyt drewnopochodnych i wykorzystuje biomasę drzewną oraz pozostałości poprodukcyjne powstające w procesach przemysłowych. Skala instalacji znacząco przewyższa pozostałe projekty biomasy ujęte w zestawieniu i pokazuje silne powiązanie sektora bioenergetycznego z przemysłem drzewnym regionu. Wśród kolejnych dużych instalacji wykorzystujących biomasę znajdują się obiekt ORS Recycling w **Rietz-Neuendorf** o mocy 5,5 MW, elektrociepłownia biomasowa LEAG w **Sellessen** o mocy 2,57 MW oraz instalacja **Bralitz** o mocy 1,1 MW. Projekty te reprezentują model wykorzystania odpadów drzewnych, pozostałości z przemysłu drzewnego oraz biomasy odpadowej do produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Drugą grupę stanowią instalacje wykorzystujące biogaz. Na tle pozostałych projektów wyróżnia się obiekt w **Eisenhüttenstadt** o mocy 3,19 MW. Instalacja jest związana z systemem oczyszczania ścieków przemysłowych funkcjonującym na terenie kompleksu przemysłowego miasta i wykorzystaniem powstającego w tym procesie biogazu. W przeciwieństwie do większości dużych instalacji biogazowych regionu nie jest ona związana z produkcją rolniczą.

Największą grupę instalacji stanowią biogazownie rolnicze. Charakterystyczną cechą wielu większych obiektów jest wykorzystanie kilku jednostek kogeneracyjnych, co pozwala zwiększać moc instalacji oraz bardziej elastycznie zarządzać produkcją energii. Jednym z największych przykładów jest biogazownia w **Sembten**, uruchomiona w 2008 roku i rozbudowana w 2021 roku, osiągająca obecnie moc około 4,69 MW. Instalacja wykorzystuje trzy agregaty kogeneracyjne o mocy ok. 1,56 MW każdy. Podobny model zastosowano w **Wiesenau**, gdzie funkcjonują trzy agregaty o mocy ok. 1,5 MW każdy, zapewniające łącznie około 4,5 MW mocy elektrycznej. Do ważniejszych obiektów należy również biogazownia w **Manschnow**, wyposażona w dwa agregaty o mocy ok. 1,56 MW każdy, co daje łączną moc około 3,12 MW.

Na tle pozostałych obiektów wyróżniają się również biogazownie rolnicze w **Letschin** (2 MW) oraz **Steinhöfel** (2 MW), które należą do największych zidentyfikowanych instalacji wykorzystujących pojedynczy agregat kogeneracyjny.

Odrębną kategorię stanowią instalacje wykorzystujące biometan jako paliwo dla jednostek kogeneracyjnych. W przeciwieństwie do klasycznych biogazowni nie produkują one biogazu na miejscu, lecz wykorzystują oczyszczony biometan wprowadzany wcześniej do sieci gazowej. Do tej grupy należą obiekty w **Forst** (1,17 MW) oraz **Strausberg** (1,15 MW).

W najbliższej przyszłości najważniejszą inwestycją sektora bioenergii we Brandenburgii Wschodniej będzie planowana **instalacja produkcji biometanu w Beeskow**, przygotowywana przez FAB Group, HERECON

i WABIO. Projekt zakłada budowę zakładu o planowanej mocy około 60 MW na terenie strefy przemysłowej Hufenfeld, wykorzystującego odpady organiczne pochodzące z rolnictwa, przemysłu i działalności gospodarczej do produkcji biometanu wtłaczanego do sieci gazowej. Szacowana wartość inwestycji wynosi około 150 mln euro[136], co odpowiada kosztowi jednostkowemu na poziomie około 2,5 mln euro/MW. Rozpoczęcie budowy planowane jest od drugiej połowy 2027 r.

Tabela 26. Kluczowe inwestycje w biogaz, biometan i biomasę w Brandenburgii Wschodniej

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[137]	Inwestor / Operator
Beeskow (biomasa)	18,3	Czynny	2001	-	-	Sonae Arauco[138]
Rietz-Neuendorf (biomasa)	5,5	Czynny	2004	-	-	ORS Recycling[139], [140]
Sellessen (biomasa)	2,57	Czynny	2005	-	-	LEAG[141],[142]
Sembten (biogazownia rolnicza)	4,69	Czynny	2008 (rozbudowa 2021)	-	-	e.distherm[143]
Bralitz (biomasa)	1,1	Czynny	2009	-	-	HBB Holzbearbeitung Bralitz GmbH[144]
Eisenhüttenstadt (biogazownia komunalna)	3,19	Czynny	2010	-	-	ABA Industriegebiet GmbH[145]
Forst (biometan)	1,17	Czynny	2012	-	-	Stadtwerke Forst[146]
Letschin (biogazownia rolnicza)	2	Czynny	2012	-	-	NEXOGAS[147]
Strausberg (biometan)	1,15	Czynny	2014	-	-	EWE VERTRIEB GmbH[148]

[136] 60-MW-Biomethananlage für Beeskow geplant | ODZ · Ostdeutsche Zeitung (dostęp: 6.08.2026 r.).
[137] Środki własne oznacza finansowanie projektu ze źródeł korporacyjnych oraz instrumentów dłużnych inwestora (kredyty, pożyczki), z wyłączeniem dotacji publicznych.
[138] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[139] ORS Recycling Anlage Rietz-Neuendorf (Oder-Spree) & Annahmestelle (dostęp: 6.08.2026 r.).
[140] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[141] Referenz Biomasseheizkraftwerk Sellessen | LEAG energy cubes (dostęp: 6.08.2026 r.).
[142] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[143] Energieportal Brandenburg: Detailansicht dostęp: 6.08.2026 r.).
[144] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[145] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[146] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[147] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[148] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania[137]	Inwestor / Operator
Petersdorf (biogazownia rolnicza)	2,4	Czynny	2019	-	-	Biogas Petersdorf GmbH & Co. KG[149]
Steinhöfel (biogazownia rolnicza)	2	Czynny	2021	-	-	BBE Buchholzer Bioenergie GmbH[150], [151]
Wiesenau (biogazownia rolnicza)	4,5	Czynny	2021	-	-	Regenerative Energie Ziltendorfer Niederung GmbH[152]
Lindendorf (biogazownia rolnicza)	1,63	Czynny	2023	-	-	energielenker[153]
Manschnow (biogazownia rolnicza)	3,12	Czynny	2024	-	-	Cüstriner Bioenergie GmbH & Co. KG[154]
Beeskow (biometan)	60	Planowany	2027	ok. 150 mln euro	-	FAB Group, HERECON, WABIO[155]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

Energetyka wodna

Infrastruktura hydroenergetyczna w województwie lubuskim została wybudowana jeszcze w pierwszej połowie XX wieku, jednak w ostatnich latach poddawana jest sukcesywnej modernizacji, wydłużającej jej żywotność i zwiększającej efektywność produkcji.

Najstarszym obiektem jest **Elektrownia Wodna Gubin** (1,26 MW) wybudowana w 1905 roku na Nysie Łużyckiej. W 2024 roku zakończono jej modernizację, w ramach której wymieniono dwa z trzech hydrozespołów, a trzeci poddano gruntownemu remontowi. Inwestycja o wartości 13,8 mln zł, w znacznej części sfinansowana z dofinansowania unijnego (ok. 8 mln zł), zwiększyła produktywność elektrowni o ok. 10% i zabezpieczyła jej bezawaryjną pracę na kolejne 40 lat.

Druga z elektrowni, **Raduszec Stary** (2,64 MW), działa od 1935 roku jako ostatnia elektrownia na rzece Bóbr przed jej ujściem do Odry. W 2021 roku zmodernizowano w niej system sterowania, uruchamiając nową nastawnię

[149] Energieportal Brandenburg: Detailansicht dostęp: 6.08.2026 r.).
[150] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[151] Dummy_EFI_Onepager_210x297mm_Template (dostęp: 6.08.2026 r.).
[152] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[153] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[154] Energieportal Brandenburg: Detailansicht (dostęp: 6.08.2026 r.).
[155] Großprojekt für erneuerbare Energien in Beeskow | Stadt Beeskow (dostęp: 6.08.2026 r.).

w miejsce przestarzałego i niewygłuszonego pomieszczenia – inwestycja poprawiła bezpieczeństwo i komfort pracy dyżurnych inżynierów ruchu.

Największą inwestycją pozostaje **Elektrownia Szczytowo-Pompowa Dychów** (88 MW), najstarsza tego typu elektrownia w Polsce, uruchomiona w 1936 roku. Jej modernizacja, zakończona w 2021 roku, trwała trzy lata i była prowadzona rotacyjnie – każdego roku wyłączano do remontu tylko jeden z trzech hydrozespołów, co pozwoliło zachować ciągłość produkcji oraz świadczenie usług regulacyjnych dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych. W ramach prac odnowiono kluczowe elementy hydrozespołów oraz pomp akumulacyjnych zasilających zbiornik górny. Dzięki modernizacji obiekt może dziś w pełni wykorzystywać moc zainstalowaną i aktywnie uczestniczyć w rynku mocy, a w razie awarii katastrofalnej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym pełnić funkcję elektrowni rozruchowej przez co najmniej 5 godzin.

Tabela 27. Kluczowe inwestycje w hydroenergetykę w województwie lubuskim

Nazwa Projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania	Inwestor / Operator
Gubin	1,26	Czynny	1905 (modernizacja zakończona w 2024 r.)	13,8 mln zł (modernizacja)	8 mln Program Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu	PGE Energia Odnawialna SA[156], [157]
Raduszec Stary	2,64	Czynny	1935	-	-	PGE Energia Odnawialna SA[158],[159]
Dychów	88	Czynny	1936 (modernizacja zakończona w 2021 r.)	-	-	PGE Energia Odnawialna SA[160]

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

W Brandenburgii Wschodniej udział elektrowni wodnych w wytwarzaniu energii jest minimalny. Największa to elektrownia zbiornikowa **Talsperre Spremberg,** powstała w 1965 roku, o mocy ok. 1 MW. Ponadto w powiecie Spree-Neiße występuje kilka niewielkich elektrowni o mocy poniżej 1 MW, jak przedstawiono w rozdziale 5.1.2.

Tabela 28. Kluczowe inwestycje w hydroenergetykę w Brandenburgii Wschodniej

Nazwa projektu	Moc [MW]	Status	Rok uruchomienia	Nakłady	Źródło finansowania	Inwestor / Operator
Talsperre Spremberg	1	Czynny	1965	-	-	envia THERM[161]

[156] Blisko 120-letnia Elektrownia Wodna w Gubinie będzie wytwarzać energię jeszcze co najmniej 40 lat (dostęp 26.06. 2026 r.).
[157] Modernizacja wyposażenia technologicznego EW Gubin – Ministerstwo Klimatu i Środowiska - Portal Gov.pl (dostęp 26.06. 2026 r.).
[158] Elektrownia Wodna Raduszec Stary (dostęp 26.06.2026 r.).
[159] Nowa nastawnia w Elektrowni Wodnej Raduszec Stary (dostęp 26.06.2026 r.).
[160] Zmodernizowano elektrownię wodną w Dychowie (dostęp 26.06.2026 r.).
[161] Portal Brandenburg Energy: Szczegółowy widok (dostęp: 9.07.2026 r.).

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie załączonych źródeł w tabeli

6.1.2. ANALIZA KOSZTÓW JEDNOSTKOWYCH POSZCZEGÓLNYCH TECHNOLOGII OZE

W Polsce jednym z podstawowych źródeł informacji dotyczących rozwoju wybranych technologii OZE są coroczne raporty branżowe przygotowywane przez Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) oraz Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW). Opracowania te przedstawiają aktualną sytuację rynkową sektora fotowoltaicznego i wiatrowego, skalę realizowanych inwestycji, uwarunkowania regulacyjne oraz najważniejsze trendy rozwojowe. Raporty zawierają również informacje dotyczące nakładów inwestycyjnych (CAPEX) i kosztów operacyjnych (OPEX), dzięki czemu stanowią wartościowe źródło danych do analizy ekonomicznej wybranych technologii OZE.

Dane przedstawione w Tabela 29 odnoszą się do roku 2024 i obejmują dwie najważniejsze technologie OZE rozwijane obecnie w województwie lubuskim, tj. instalacje fotowoltaiczne oraz lądową energetykę wiatrową. Analiza wskazuje, że w przypadku farm fotowoltaicznych o mocy przekraczającej 1 MW jednostkowe nakłady inwestycyjne kształtują się na poziomie od 1,6 do 4 mln zł/MW, przy czym średni koszt budowy wynosi około **2,4 mln zł/MW**. Głównymi elementami wpływającymi na wysokość CAPEX są koszty zakupu modułów fotowoltaicznych, konstrukcji wsporczych, montażu oraz infrastruktury przyłączeniowej. Jednocześnie technologia ta charakteryzuje się stosunkowo niskimi kosztami operacyjnymi, mieszczącymi się w przedziale **32–80 tys. zł/MW** rocznie, co odpowiada około 2% wartości nakładów inwestycyjnych.

Lądowa energetyka wiatrowa wymaga wyższych nakładów inwestycyjnych, które wynoszą **od 6 do 8,5 mln zł/MW**. Na poziom kosztów inwestycyjnych wpływają przede wszystkim parametry techniczne turbin, koszty przygotowania projektu oraz budowy przyłącza do sieci elektroenergetycznej. W porównaniu z fotowoltaiką wyższe są również koszty operacyjne, szacowane na poziomie **200–300 tys. zł/MW** rocznie. Ich wysokość uzależniona jest m.in. od warunków wietrznych panujących w lokalizacji, wielkości farmy, zastosowanej technologii oraz wieku eksploatowanych turbin.

Zarówno fotowoltaika, jak i lądowa energetyka wiatrowa należą do technologii charakteryzujących się relatywnie korzystnymi parametrami ekonomicznymi. Fotowoltaika wyróżnia się niższymi nakładami inwestycyjnymi oraz kosztami operacyjnymi, natomiast energetyka wiatrowa zapewnia zazwyczaj wyższe wykorzystanie mocy zainstalowanej, co może przekładać się na większą produkcję energii elektrycznej w ciągu roku.

W celu rozszerzenia analizy o technologie, dla których brak jest porównywalnych i regularnie aktualizowanych danych kosztowych w Polsce, wykorzystano dane pochodzące z opracowania niemieckiego przygotowanego przez Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Raport zawiera m.in. zestawienie jednostkowych nakładów inwestycyjnych (CAPEX) dla wybranych technologii energetycznych funkcjonujących na rynku niemieckim. Przedstawione wartości odzwierciedlają poziom nakładów inwestycyjnych charakterystycznych dla rynku niemieckiego w 2024 roku.

Tabela 29. Przegląd jednostkowych nakładów inwestycyjnych (CAPEX) i kosztów operacyjnych (OPEX) w 2024 roku dla wybranych technologii OZE na podstawie polskich raportów branżowych

Technologia	CAPEX [mln zł/MW]	Główne czynniki CAPEX	OPEX [tys. zł/MW/rok]	Główne czynniki OPEX
PV (instalacje > 1 MW)	1,6–4	• koszt modułów • koszt konstrukcji i montażu • koszt stacji transformatorowej i przyłączenia do sieci	32–80 (2% kosztów CAPEX)	• serwis i utrzymanie (O&M) • dzierżawa gruntu • monitoring instalacji • ubezpieczenie • utrzymanie terenu
Lądowa energetyka wiatrowa	6–8,5	• koszt zakupu projektu • typ turbiny • budowa przyłącza do sieci	200–300	• wietrzność lokalizacji • wielkość farmy (efekt skali) • moc jednostkowa turbin i efektywność turbin • wiek instalacji

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie Energetyka wiatrowa w Polsce w 2025.pdf i Rynek fotowoltaiki w Polsce 2025 (dostęp: 6.08.2026 r.)

Przedstawione poniżej dane (

Analiza wskazuje, że najniższymi nakładami inwestycyjnymi charakteryzują się instalacje fotowoltaiczne, natomiast najwyższych nakładów wymagają technologie wykorzystujące biogaz i biomasę. Z punktu widzenia województwa lubuskiego oraz Brandenburgii Wschodniej szczególne znaczenie mają technologie fotowoltaiczne i wiatrowe, które łączą relatywnie niski poziom nakładów inwestycyjnych z dużym potencjałem dalszego rozwoju nowych mocy wytwórczych. W analizie nie uwzględniono natomiast energetyki wodnej, której rozwój na obszarze BB-L OP oceniono w rozdziale 5.1.2 przede wszystkim przez pryzmat dalszego funkcjonowania, modernizacji oraz ewentualnej rozbudowy istniejących instalacji. Dodatkowo nakłady inwestycyjne dla elektrowni wodnych są silnie uzależnione od lokalnych uwarunkowań hydrologicznych, parametrów technicznych oraz zakresu niezbędnej infrastruktury hydrotechnicznej, przez co mogą znacząco różnić się pomiędzy poszczególnymi projektami.

Wykres 28, tTabela 30) wskazują na istotne zróżnicowanie poziomu jednostkowych nakładów inwestycyjnych pomiędzy analizowanymi technologiami OZE. Najniższymi kosztami inwestycyjnymi charakteryzują się farmy fotowoltaiczne o mocy powyżej 1 MW, dla których CAPEX wynosi od 0,7 do 0,9 mln €/MW, co odpowiada około 3,0–3,9 mln zł/MW. Wartości te mieszczą się w zakresie obserwowanym na rynku polskim, gdzie nakłady inwestycyjne dla farm fotowoltaicznych wynoszą od 1,6 do 4,0 mln zł/MW.

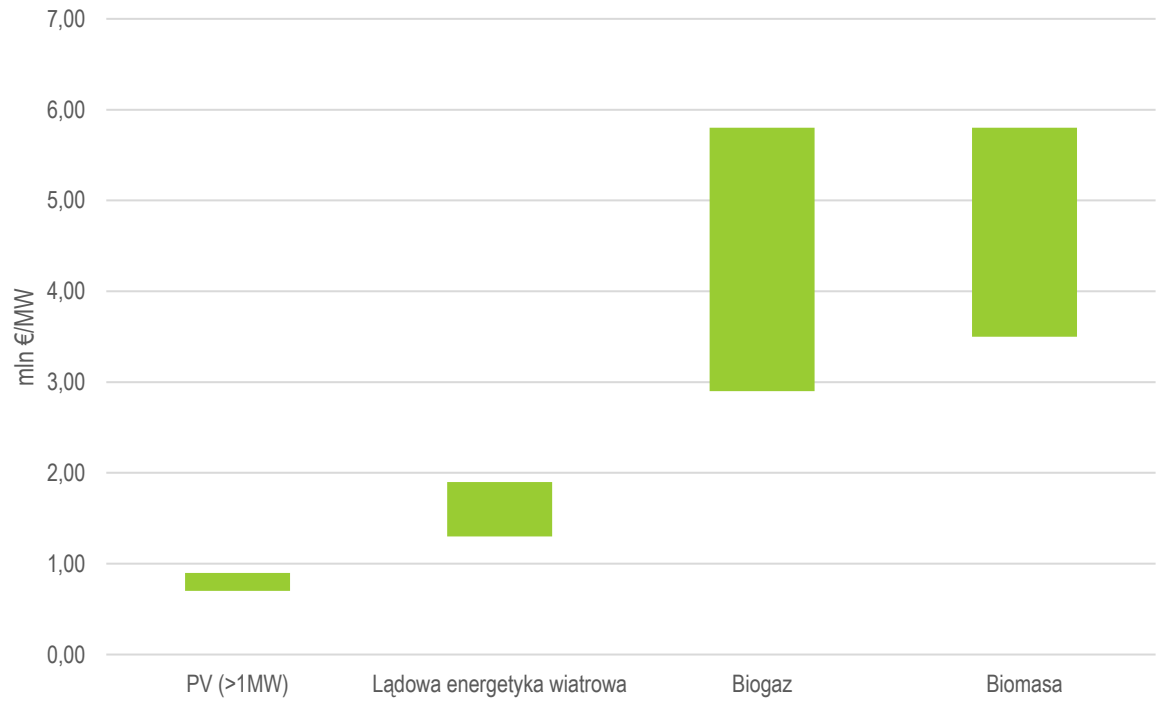
Wyższe nakłady inwestycyjne wymagane są w przypadku lądowej energetyki wiatrowej. Zgodnie z danymi Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE koszty budowy nowych instalacji wynoszą od 1,3 do 1,9 mln

€/MW (5,6–8,2 mln zł/MW). Również w tym przypadku poziom kosztów pozostaje zbliżony do wartości obserwowanych w Polsce, gdzie CAPEX dla lądowych farm wiatrowych szacowany jest na 6,0–8,5 mln zł/MW.

Opracowanie niemieckie przedstawia również dane dotyczące instalacji biogazowych i wykorzystujących biomasę. W przypadku instalacji biogazowych jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą od 2,9 do 5,8 mln €/MW (12,4–24,9 mln zł/MW), natomiast dla instalacji wykorzystujących biomasę od 3,5 do 5,8 mln €/MW (14,9–24,9 mln zł/MW). Przykładowo, w przedziale tym mieści się elektrociepłownia biomasowa Grupy RAVEN w Kostrzynie nad Odrą, której jednostkowy koszt inwestycyjny wynosi ok. 16,5 mln zł/MW. Wartości te są istotnie wyższe niż w przypadku instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych, co wskazuje na znacznie większą kapitałochłonność technologii bioenergetycznych.

Analiza wskazuje, że najniższymi nakładami inwestycyjnymi charakteryzują się instalacje fotowoltaiczne, natomiast najwyższych nakładów wymagają technologie wykorzystujące biogaz i biomasę. Z punktu widzenia województwa lubuskiego oraz Brandenburgii Wschodniej szczególne znaczenie mają technologie fotowoltaiczne i wiatrowe, które łączą relatywnie niski poziom nakładów inwestycyjnych z dużym potencjałem dalszego rozwoju nowych mocy wytwórczych. W analizie nie uwzględniono natomiast energetyki wodnej, której rozwój na obszarze BB-L OP oceniono w rozdziale 5.1.2 przede wszystkim przez pryzmat dalszego funkcjonowania, modernizacji oraz ewentualnej rozbudowy istniejących instalacji. Dodatkowo nakłady inwestycyjne dla elektrowni wodnych są silnie uzależnione od lokalnych uwarunkowań hydrologicznych, parametrów technicznych oraz zakresu niezbędnej infrastruktury hydrotechnicznej, przez co mogą znacząco różnić się pomiędzy poszczególnymi projektami.

Wykres 28. Zakres kosztów inwestycyjnych (CAPEX) w 2024 roku wg technologii (mln €/MW)



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie Study: Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies – Fraunhofer ISE (dostęp: 6.08.2026 r.)

Tabela 30. Zakres nakładów inwestycyjnych (CAPEX) dla wybranych technologii OZE. Przeliczenia na PLN wykonano przy kursie 1 € = 4,3 zł

Technologia	Min. [mln €/MW]	Maks. [mln €/MW]	Min. [mln zł/MW]	Maks. [mln zł/MW]
PV (>1MW)	0,7	0,9	3,0	3,9
Lądowa energetyka wiatrowa	1,3	1,9	5,6	8,2
Biogaz	2,9	5,8	12,4	24,9
Biomasa	3,5	5,8	14,9	24,9

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o. na podstawie Study: Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies – Fraunhofer ISE (dostęp: 6.08.2026 r.)

6.2. DOSTOSOWANIE SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH DO WSPÓŁPRACY Z OZE

6.2.1. OMÓWIENIE PLANÓW ROZWOJU SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH OPERATORÓW PO STRONIE POLSKIEJ I NIEMIECKIEJ

Lubuskie

Po stronie polskiej operatorem sieci dystrybucyjnej w województwie lubuskim jest **Enea Operator**, natomiast za sieć przesyłową odpowiadają **Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)**. Plan Rozwoju Enea Operator na lata 2026–2031 zakłada dostosowanie infrastruktury dystrybucyjnej do rosnącej liczby źródeł rozproszonych, nowych odbiorców oraz prosumentów. Do kluczowych wyzwań wskazanych przez spółkę należą: poprawa i utrzymanie wskaźników niezawodności dostaw **System Average Interruption Duration Index (SAIDI)** i **System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)**, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego regionu, realizacja obowiązków publiczno-prawnych oraz przygotowanie struktury sieci do dwukierunkowego przepływu energii w związku z dynamicznym rozwojem generacji rozproszonej.

Główne kierunki inwestycyjne Enea Operator obejmują modernizację sieci średniego i niskiego napięcia, rozwój sieci wysokiego napięcia, automatyzację i cyfryzację pracy sieci oraz wdrażanie systemów klasy **Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)** i **Fault Detection, Isolation and Restoration (FDIR)**, służących m.in. do zdalnego monitorowania pracy sieci, lokalizacji uszkodzeń i szybszego przywracania zasilania. Ważnym komponentem planu jest również program masowej instalacji Liczników Zdalnego Odczytu (LZO). Zgodnie z założeniami Planu Rozwoju do końca 2027 roku liczniki zdalnego odczytu ma posiadać co najmniej 65% odbiorców końcowych, a do końca 2028 r. minimum 80% odbiorców. Rozwiązania te mają znaczenie nie tylko dla rozliczeń, ale również dla zwiększenia obserwowalności sieci i lepszego zarządzania przepływami energii.

W województwie lubuskim Plan Rozwoju Enea Operator obejmuje szeroki pakiet działań inwestycyjnych w sieciach średniego i niskiego napięcia oraz w infrastrukturze stacyjnej. Projekty dotyczą m.in. Zielonej Góry, Nowej Soli, Gorzowa Wielkopolskiego, Żar, Żagania, Świebodzina, Krosna Odrzańskiego, Słubic, Sulechowa, Cybinki, Gubina, Rzepina, Witnicy i Strzelec Krajeńskich. Zakres rzeczowy obejmuje budowę przyłączy, rozbudowę i modernizację sieci, stacje średniego i niskiego napięcia, transformatory, linie kablowe i napowietrzne, pola średniego napięcia, elementy automatyki oraz urządzenia służące poprawie monitorowania pracy sieci.

Istotnym elementem planów operatora są także inwestycje w sieć 110 kV, obejmujące przebudowy i modernizacje linii, dostosowanie ich do wyższych obciążalności, wymianę przewodów oraz powiązania z nową infrastrukturą przesyłową. Część zadań ma charakter bezpośrednio związany z poprawą bezpieczeństwa pracy sieci oraz ograniczaniem barier w wyprowadzaniu mocy z nowych źródeł wytwórczych. W dokumentach pojawiają się m.in. przedsięwzięcia dotyczące obszarów Baczyny, Nowej Soli, Zielonej Góry, Żagania, Żar, Leśniowa, Świebodzina i Gorzowa Wielkopolskiego.

Uzupełnieniem działań Enea Operator są inwestycje PSE w sieć przesyłową, zwłaszcza budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna. Stacja ta ma znaczenie strategiczne, ponieważ wzmacnia północno-zachodnią część Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, poprawia powiązanie województwa lubuskiego z siecią najwyższych napięć oraz tworzy warunki do lepszej współpracy sieci dystrybucyjnej 110 kV z systemem przesyłowym. Według PSE inwestycja ma wspierać niezawodność dostaw, poprawę jakości przesyłu oraz rozwój odnawialnych źródeł energii w zachodniej Polsce.

Brandenburgia Wschodnia

Po stronie niemieckiej głównym operatorem sieci dystrybucyjnej w Brandenburgii jest **E.DIS Netz**, natomiast za sieć przesyłową odpowiada **50Hertz**. E.DIS obsługuje sieć dystrybucyjną w Brandenburgii i Meklemburgii-Pomorzu Przednim, eksploatując ponad **80 tys. km sieci elektroenergetycznych**. Znaczenie tego operatora dla transformacji energetycznej jest szczególnie duże, ponieważ jego obszar działania należy do regionów o wysokim udziale energii odnawialnej i dużej liczbie przyłączanych instalacji OZE.

E.DIS wskazuje, że dalszy rozwój sieci jest konieczny nie tylko ze względu na przyrost generacji odnawialnej, ale również z powodu elektryfikacji transportu i ciepłownictwa, wzrostu zapotrzebowania w otoczeniu Berlina oraz rozwoju nowych odbiorców przemysłowych. W dokumentach operatora podkreślono stosowanie zasady **NOVA**, zgodnie z którą w pierwszej kolejności analizuje się możliwości optymalizacji istniejącej infrastruktury, następnie jej wzmocnienia, a dopiero w dalszej kolejności budowy nowych elementów sieci. Takie podejście ma ograniczać zakres nowych inwestycji liniowych tam, gdzie możliwe jest zwiększenie przepustowości obecnych tras.

W obszarze Brandenburgii Wschodniej istotne znaczenie ma projekt modernizacji i rozbudowy linii **110 kV Neuenhagen – Rüdersdorf – Fürstenwalde**. Przedsięwzięcie obejmuje ok. 34 km linii, ok. 80 słupów, modernizację istniejącej trasy, wymianę przewodów i wybranych konstrukcji oraz zwiększenie zdolności przesyłowej. Projekt jest planowany na lata 2024–2033, przy czym rozpoczęcie budowy przewidziano około 2029

roku, a uruchomienie około 2033 roku. Inwestycja ta jest istotna dla rejonu Oder-Spree i wschodniego zaplecza Berlina, gdzie rośnie zarówno zapotrzebowanie na energię, jak i presja przyłączeniowa ze strony OZE.

Drugim przykładem działań E.DIS w Brandenburgii jest modernizacja linii **110 kV Großbeeren – Thyrow** o długości ok. 15 km. Projekt ten pokazuje typowy kierunek inwestycji operatora: zwiększanie obciążalności istniejących linii, poprawę bezpieczeństwa dostaw oraz dostosowanie infrastruktury do wzrostu zapotrzebowania i dalszej integracji odnawialnych źródeł energii. Należy jednak zaznaczyć, że inwestycja ta nie leży bezpośrednio w obszarze BB-L OP, dlatego powinna być traktowana jako kontekst dla polityki inwestycyjnej E.DIS w Brandenburgii, a nie jako inwestycja bezpośrednio przypisana do badanego obszaru.

Na poziomie przesyłowym 50Hertz uczestniczy w ogólnoniemieckim procesie planowania sieci najwyższych napięć w ramach Netzentwicklungsplan Strom. Plan ten przygotowywany jest przez czterech niemieckich operatorów przesyłowych, a następnie podlega weryfikacji przez Bundesnetzagentur. Obejmuje on identyfikację potrzeb rozbudowy i przebudowy sieci 220/380 kV, połączeń międzysystemowych oraz infrastruktury koniecznej do integracji rosnącego wolumenu energii z OZE. Dla Brandenburgii oznacza to, że rozwój sieci przesyłowej jest częścią szerszego procesu transformacji niemieckiego systemu elektroenergetycznego, a nie wyłącznie regionalnym programem inwestycyjnym.

W porównaniu ze stroną polską niemieckie dokumenty częściej opisują rozwój sieci w formie programów, zasad planowania i projektów liniowych, natomiast rzadziej przedstawiają dane w układzie porównywalnym z polskimi tabelami inwestycyjnymi. Kierunek działań jest jednak podobny po obu stronach granicy: zwiększenie przepustowości infrastruktury, modernizacja sieci 110 kV, rozwój automatyki i cyfryzacji oraz dostosowanie systemu elektroenergetycznego do pracy z wysokim udziałem generacji odnawialnej.

Liczba i wartość inwestycji sieciowych planowanych przez operatorów

Dla województwa lubuskiego w publicznie dostępnych materiałach Enea Operator można zidentyfikować **93 inwestycje sieciowe**[162] związane z przyłączaniem odbiorców, rozbudową i modernizacją sieci średniego i niskiego napiecia oraz wybranymi zadaniami dotyczącymi infrastruktury wysokiego napięcia. Publiczna wersja Planu Rozwoju Enea Operator na lata 2026–2031 nie pozwala jednak na określenie łącznej wartości nakładów inwestycyjnych przypadających wyłącznie na województwo lubuskie, ponieważ kwoty dla poszczególnych zadań nie zostały ujawnione.

Znana wartość inwestycji regionalnej dotyczy przede wszystkim poziomu przesyłowego, tj. budowy stacji **400/220/110 kV Baczyna** realizowanej przez PSE. Wartość tej inwestycji wynosi ok. **264,75 mln zł brutto**. Inwestycja ta ma kluczowe znaczenie dla wzmocnienia systemu elektroenergetycznego w zachodniej Polsce i poprawy warunków pracy sieci 110 kV w województwie lubuskim. Drugą istotną inwestycją PSE w województwie

[162] Plan Rozwoju Enea operator na lata 2026-2031

lubuskim jest budowa stacji elektroenergetycznej **220/110 kV Żagań** wraz z wprowadzeniem istniejącej linii 220 kV **Leśniów – Mikułowa**.

Uzupełnieniem analizy inwestycji planowanych są działania już zrealizowane, które pokazują kierunek wzmacniania sieci w województwie lubuskim. Przykładem jest ukończona w 2025 roku budowa napowietrznej linii 110 kV **Zielona Góra Braniborska – Nowa Sól Graniczna**.

Po stronie niemieckiej brak publicznego zestawienia liczby i wartości inwestycji sieciowych dla powiatów i miast tworzących część brandenburską BB-L OP. Dane E.DIS odnoszą się zasadniczo do całego obszaru działania operatora, obejmującego Brandenburgię i Meklemburgię-Pomorze Przednie. W poprzednich latach E.DIS informował o nakładach rzędu 200–250 mln € rocznie na rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznej, natomiast obecnie wskazuje na poziom inwestycji przekraczający 300 mln € rocznie. Wartości te należy traktować jako dane ogólnospółkowe, a nie jako nakłady przypisane wyłącznie do powiatów Oder-Spree, Spree-Neiße oraz miast Frankfurt (Oder) i Cottbus.

Dla badanego obszaru po stronie niemieckiej można wskazać co najmniej jeden istotny projekt sieci 110 kV w rejonie **Oder-Spree / Fürstenwalde – Rüdersdorf – Neuenhagen**, projekt figuruje w NAP 2024 E.DIS jako jedna z kilkudziesięciu priorytetowych inwestycji linii 110 kV w Brandenburgii, bez podanej wartości w dokumentach publicznych.

6.2.2. IDENTYFIKACJA OBSZARÓW WYMAGAJĄCYCH MODERNIZACJI LUB ROZBUDOWY W ZWIĄZKU Z ROSNĄCĄ LICZBĄ ŹRÓDEŁ OZE

Operatorzy systemów elektroenergetycznych nie publikują jednolitego wskaźnika określającego „liczbę obszarów wymagających modernizacji". W związku z tym wskaźnik ten należy traktować jako wartość analityczną, wyznaczoną pośrednio na podstawie lokalizacji planowanych inwestycji sieciowych, występowania ograniczeń przyłączeniowych, odmów przyłączenia oraz koncentracji projektów OZE i magazynów energii.

Po stronie polskiej analizę odniesiono do województwa lubuskiego, natomiast po stronie niemieckiej do części brandenburskiej BB-L OP, obejmującej przede wszystkim powiaty Oder-Spree i Spree-Neiße oraz miasta Frankfurt (Oder) i Cottbus.

Województwo lubuskie

Po stronie polskiej Enea Operator nie wskazuje wprost liczby „obszarów wymagających modernizacji" jako odrębnego wskaźnika. Plan Rozwoju Enea Operator na lata 2026–2031 pokazuje jednak szeroki zakres zadań modernizacyjnych i rozwojowych w województwie lubuskim, obejmujących m.in. sieci SN i nn, stacje SN/nn, transformatory, linie kablowe i napowietrzne, pola SN, automatykę oraz monitoring pracy sieci.

Za obszary o największych potrzebach modernizacyjnych można uznać lokalizacje, w których nakładają się trzy zjawiska: wysoka koncentracja planowanych źródeł OZE i magazynów energii, występowanie odmów lub ograniczeń przyłączeniowych oraz obecność inwestycji sieciowych w planach operatorów. Na tej podstawie dla województwa lubuskiego można wyróżnić około **6 obszarów krytycznych**:

- Baczyna / Gorzów Wielkopolski,
- Leśniów,
- Marszów / Żagań,
- Zielona Góra – Nowa Sól,
- Pszczew – Świebodzin,
- Rzepin – Górzyca – Słubice.

Wskazane obszary nie stanowią formalnie wyznaczonych przez operatora „stref modernizacji", lecz są wynikiem analizy dokumentów planistycznych i danych przyłączeniowych. Ich wspólną cechą jest duża presja inwestycyjna ze strony OZE, magazynów energii i projektów hybrydowych, która wymaga wzmocnienia infrastruktury sieciowej, zwiększenia zdolności transformacji, poprawy obciążalności linii oraz wdrażania automatyki i rozwiązań cyfrowych.

Informacje o modernizacji GPZ, transformatorach z układami ARN czy priorytetowych inwestycjach dotyczących sieci wysokiego napięcia można traktować jako uzupełnienie skali działań technicznych, ale nie jako samodzielny wskaźnik liczby obszarów. Są to elementy zakresu rzeczowego modernizacji sieci, natomiast nie odpowiadają bezpośrednio administracyjnie lub funkcjonalnie wydzielonym obszarom modernizacyjnym.

Brandenburgia Wschodnia

Po stronie niemieckiej sytuacja jest bardziej złożona, ponieważ dokumenty E.DIS i 50Hertz nie publikują danych w układzie odpowiadającym dokładnie obszarowi BB-L OP. Netzausbauplan 2024 E.DIS oraz materiały operatora odnoszą się zasadniczo do całego obszaru działania spółki, obejmującego Brandenburgię i Meklemburgię-Pomorze Przednie. Z tego względu dane dotyczące liczby stacji przewidzianych do modernizacji, długości sieci wymagającej rozbudowy czy skali inwestycji należy traktować jako kontekst dla całego operatora, a nie jako wartość odnoszącą się wyłącznie do powiatów Oder-Spree, Spree-Neiße oraz miast Frankfurt (Oder) i Cottbus.

Dla niemieckiej części obszaru opracowania można jednak wskazać kilka stref funkcjonalnych istotnych z punktu widzenia modernizacji i wzmacniania sieci elektroenergetycznej:

- **Oder-Spree / korytarz Fürstenwalde – Rüdersdorf – Neuenhagen** – obszar objęty projektem modernizacji i rozbudowy linii 110 kV. Projekt obejmuje ok. 34 km linii oraz ok. 80 słupów, a jego celem jest zwiększenie zdolności przesyłowych i poprawa bezpieczeństwa zasilania w rejonie Brandenburgii Wschodniej.
- **Frankfurt (Oder) – Oder-Spree** – obszar graniczny, w którym znaczenie mają zarówno przyłączenia nowych źródeł energii, jak i stabilność pracy sieci dystrybucyjnej w powiązaniu z układem regionalnym E.DIS.

- **Cottbus – Spree-Neiße** – obszar transformacji energetycznej Łużyc, gdzie rozwój nowych źródeł energii, zmiany struktury gospodarczej oraz wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną zwiększają potrzebę dalszego wzmacniania infrastruktury sieciowej.

6.2.3. ANALIZA DOSTĘPNYCH DANYCH O REZERWACJACH MOCY PRZYŁĄCZENIOWYCH I ODMOWACH WYDANIA WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA

Województwo lubuskie

Od początku 2023 roku do momentu sporządzenia zestawienia operator systemu przesyłowego **wydał 47 odmów przyłączenia** dla nowych źródeł i instalacji związanych z transformacją energetyczną. Odmowy obejmowały elektrownie fotowoltaiczne (PV), farmy wiatrowe (FW), magazyny energii elektrycznej (MEE) oraz projekty hybrydowe łączące różne technologie.

Największa liczba odmów dotyczyła:

- magazynów energii (MEE),
- projektów hybrydowych obejmujących OZE i magazyny energii,
- instalacji fotowoltaicznych,
- farm wiatrowych,
- dużych stref/deweloperskich projektów sieciowych (SD).

Łączna moc projektów, dla których wydano odmowy przyłączenia, wyniosła około **8 580,9 MW**. Objęła ona zarówno źródła wytwórcze OZE, magazyny energii, jak i wielkoskalowe projekty hybrydowe.

Szczególnie istotne były odmowy dla dużych projektów o mocach jednostkowych przekraczających 200 MW, w tym:

- projektu SD (PV, FW, MEE) o mocy **2 000 MW** planowanego do przyłączenia w rejonie Gorzowa,
- kilku projektów magazynów energii o mocach **200–300 MW**,
- farm fotowoltaicznych o mocach przekraczających **250 MW**,
- projektów hybrydowych PV + MEE o mocach przekraczających **250 MW**.

Skala odmów przyłączeniowych wskazuje na znaczące ograniczenia przepustowości sieci elektroenergetycznej w zachodniej części województwa lubuskiego, zwłaszcza w rejonach głównych punktów przyłączeniowych **Leśniów, Baczyna Systemowa, Marszów (Żagań) oraz Gorzów**. To właśnie te lokalizacje najczęściej pojawiają się w wykazie odmów, co świadczy o wysokiej koncentracji planowanych inwestycji OZE oraz niewystarczających zdolnościach przyłączeniowych istniejącej infrastruktury.

Duża liczba odmów oraz bardzo wysoka moc projektów objętych odmowami potwierdzają konieczność realizacji inwestycji sieciowych, obejmujących rozbudowę stacji elektroenergetycznych, budowę nowych linii 110 kV

i najwyższych napięć, zwiększenie zdolności transformatorowych oraz wdrażanie rozwiązań zwiększających elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego.

Brandenburgia Wschodnia

W publicznie dostępnych dokumentach operatora systemu przesyłowego **50Hertz**, odpowiedzialnego za obszar Brandenburgii, nie są publikowane zbiorcze dane dotyczące liczby wydanych odmów przyłączenia dla źródeł OZE w układzie regionalnym odpowiadającym obszarowi BB-L OP. Oznacza to, że nie można bezpośrednio porównać niemieckiej części regionu z województwem lubuskim w zakresie liczby odmów i mocy objętej odmowami.

Dla strony niemieckiej dostępne są natomiast informacje zastępcze, pokazujące skalę presji przyłączeniowej. Z danych 50Hertz wynika, że do połowy 2025 r. wydano **93 potwierdzenia przyłączenia o łącznej mocy około 35 GW**, obejmujące instalacje OZE, magazyny energii, odbiorców przemysłowych i centra danych. Jednocześnie w procedurze pozostawało **235 kolejnych wniosków o łącznej mocy około 110 GW**, z czego około **103 GW dotyczyło magazynów energii**. Operator wskazał, że możliwości przyłączeniowe dla projektów planowanych do realizacji do 2029 roku zostały zasadniczo wyczerpane.

6.2.4. NAJWAŻNIEJSZE INWESTYCJE SIECIOWE

Analiza planów rozwoju operatorów oraz dostępnych danych przyłączeniowych wskazuje, że dalszy rozwój OZE w obszarze BB-L OP wymaga realizacji kilku grup inwestycji sieciowych. Po stronie polskiej kluczowe znaczenie mają inwestycje w infrastrukturę transformacyjna wysokie-średnie napięcie oraz średnie-niskie napięcie, natomiast po stronie niemieckiej modernizacja sieci 110 kV, wzmacnianie stacji transformatorowych oraz optymalizacja istniejącej infrastruktury zgodnie z zasadą NOVA.

Do najważniejszych kategorii inwestycji należy zaliczyć:

- **rozbudowę i modernizację GPZ oraz stacji WN/SN**, w tym zwiększenie zdolności transformacji i dostosowanie stacji do pracy z większym udziałem generacji rozproszonej;
- **modernizację i przebudowę linii 110 kV**, w tym zwiększanie obciążalności, wymianę przewodów, przebudowę pól liniowych oraz tworzenie lepszych powiązań między siecią przesyłową i dystrybucyjną;
- **rozbudowę i modernizację sieci SN oraz nn**, w tym budowę nowych odcinków sieci, kablowanie sieci, skracanie obwodów nn oraz poprawę parametrów napięciowych;
- **rozwój automatyki sieciowej**, w tym systemów zdalnego sterowania, lokalizacji uszkodzeń i przywracania zasilania;
- **cyfryzację pracy sieci**, obejmującą systemy SCADA, FDIR, monitoring jakości energii, analizatory parametrów sieci oraz bilansowanie obszarów sieciowych;
- **wdrażanie Liczników Zdalnego Odczytu**, które zwiększają obserwowalność sieci i poprawiają możliwość zarządzania przepływami energii;

- **urządzenia regulacji napięcia i poprawy jakości energii**, takie jak układy ARN, dławiki, kompensacja mocy biernej, DVR lub STATCOM;
- **inwestycje umożliwiające integrację magazynów energii i projektów hybrydowych**, ponieważ tego typu instalacje generują znaczną część nowych wniosków przyłączeniowych;
- **optymalizację istniejącej infrastruktury**, szczególnie po stronie niemieckiej, gdzie zgodnie z zasadą NOVA w pierwszej kolejności analizuje się możliwość zwiększenia przepustowości istniejących linii i stacji.

Ogólna ocena możliwości przyłączeniowych w regionie

Możliwości przyłączeniowe w obszarze BB-L OP należy ocenić jako selektywne i silnie zależne od lokalizacji, poziomu napięcia oraz typu instalacji. Region charakteryzuje się wysokim popytem na przyłączania nowych źródeł OZE, magazynów energii oraz instalacji hybrydowych, ale dostępność mocy przyłączeniowej nie jest równomierna przestrzennie. W praktyce oznacza to, że pojedyncze mniejsze instalacje mogą być nadal przyłączane w wybranych częściach sieci dystrybucyjnej, natomiast większe projekty wymagają już indywidualnej analizy wpływu na sieć, a często także wcześniejszej rozbudowy infrastruktury.

Po stronie polskiej ograniczenia mają przede wszystkim charakter strukturalny. Sieć dystrybucyjna była projektowana głównie z myślą o jednokierunkowym przepływie energii od sieci przesyłowej do odbiorców końcowych. Dynamiczny rozwój generacji rozproszonej powoduje konieczność dostosowania jej do pracy dwukierunkowej, co Enea Operator wskazuje jako jeden z głównych celów Planu Rozwoju 2026–2031. Szczególne znaczenie mają tu modernizacja sieci średniego i niskiego napięcia, automatyzacja, rozwój systemów SCADA/FDIR oraz monitoring pracy sieci w czasie rzeczywistym.

Ograniczenia przyłączeniowe nie wynikają wyłącznie z braku pojedynczych linii lub stacji, ale z szerszego problemu zdolności sieci do absorpcji zmiennej generacji OZE. Dotyczy to przede wszystkim konieczności utrzymania odpowiednich parametrów napięciowych, zdolności transformacji wysokie-średnie napięcie oraz średnie-niskie napięcie, obciążalności linii oraz możliwości sterowania przepływami mocy. Z tego względu samo wydanie warunków przyłączenia coraz częściej wymaga uprzedniego zaplanowania inwestycji modernizacyjnych lub zastosowania rozwiązań z zakresu automatyki i inteligentnego zarządzania siecią.

Po stronie niemieckiej sytuacja jest podobna funkcjonalnie, choć inaczej opisywana w dokumentach operatorów. E.DIS wskazuje, że sieć dystrybucyjna w Brandenburgii i Meklemburgii-Pomorzu Przednim pełni kluczową rolę w integracji OZE, ponieważ znaczna część energii odnawialnej w Niemczech jest wytwarzana właśnie w tym obszarze. Operator podkreśla, że dalszy rozwój OZE, wzrost zapotrzebowania w otoczeniu Berlina, rozwój przemysłu oraz elektryfikacja ciepła i transportu powodują konieczność systemowego wzmacniania sieci.

Dla niemieckiej części BB-L OP istotne jest również to, że operatorzy odchodzą od traktowania przyłączeń jako prostych, punktowych działań technicznych. Coraz większą rolę odgrywa planowanie zdolności sieci w ujęciu regionalnym, optymalizacja istniejącej infrastruktury oraz etapowe zwiększanie przepustowości. W niemieckim podejściu widoczna jest zasada NOVA, czyli kolejność: optymalizacja sieci – wzmocnienie sieci – rozbudowa sieci.

Oznacza to, że nowe inwestycje liniowe są poprzedzane analizą możliwości lepszego wykorzystania obecnej infrastruktury.

Podsumowując, możliwości przyłączeniowe w BB-L OP można określić jako ograniczone, ale możliwe do poprawy pod warunkiem realizacji inwestycji sieciowych i wdrożenia rozwiązań zwiększających elastyczność pracy systemu. Największym wyzwaniem nie jest samo istnienie potencjału OZE, lecz zdolność sieci do bezpiecznego przyjęcia nowych mocy wytwórczych i magazynowych przy zachowaniu parametrów jakościowych oraz bezpieczeństwa pracy systemu.

6.3. ŹRÓDŁA FINANSOWANIA TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Finansowanie transformacji energetycznej opera się zasadniczo na dwóch filarach: finansowaniu publicznym, które ma realizować określone cele polityczne, takie jak bezpieczeństwo energetyczne czy polityka klimatyczna, oraz finansowaniu niepublicznym, gdzie inwestowane środki pochodzą z szeroko pojętego rynku finansowego i mają wypracować zysk inwestycyjny dla operatora instalacji. W niniejszym podrozdziale dokonany zostanie syntetyczny przegląd publicznych źródeł finansowania transformacji energetycznej.

6.3.1. INSTRUMENTY FINANSOWANIA NA POZIOMIE UNII EUROPEJSKIEJ

Pierwszym źródłem na poziomie UE są fundusze strukturalne: **Fundusz Spójności i Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego**. Fundusze te wspierają redukcję dysproporcji ekonomicznych i społecznych poprzez wsparcie krajów słabiej rozwiniętych w UE (poniżej 90% średniej unijnej w zakresie PKB na mieszkańca) lub regionów. Jednym z zakresów wsparcia są tutaj inwestycje w infrastrukturę i ochronę środowiska w postaci projektów dotyczących transformacji energetycznej (źródła energii, gospodarka odpadami, sieci infrastrukturalne, badania i rozwój, innowacje, efektywność energetyczna).

Kolejnym źródłem jest **Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności**[163]. Jeden z jego sześciu filarów tematycznych to „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności". Z tego instrumentu mogą być finansowane: projekty OZE (sieci energetycznych, magazyny energii, źródła wytwórcze lub rozwiązania wodorowe); projekty dotyczące efektywności energetycznej (termomodernizacje budynków, dekarbonizacja przemysłu) oraz projekty dekarbonizujące transport (zakup pojazdów zeroemisyjnych, rozwój infrastruktury i taboru kolejowego).

Kraje, gdzie PKB *per capita* jest niższe niż 60% średniej dla całej UE (względem roku 2013), mogą korzystać z mechanizmu **Funduszu Modernizacyjnego**. Jego celem jest finansowanie modernizacji systemu energetycznego i poprawy efektywności energetycznej. Za jego pomocą mogą być finansowane projekty produkcji i wykorzystywania energii elektrycznej z OZE lub zielonego wodoru, związane ogrzewaniem i chłodzeniem

[163] W kontekście poszczególnych krajów nazywany jest on KPO (Polska) oraz DARP (Niemcy).

z wykorzystaniem OZE, poprawą efektywności energetycznej (sektory: transportowy, przemysłowy, budownictwa, rolnictwa i gospodarki odpadami), magazynowaniem energii i modernizacją sieci energetycznych, walką z ubóstwem energetycznym w gospodarstwach domowych oraz sprawiedliwą transformacją w regionach uzależnionych od węgla. Środki w tym funduszu pochodzą z handlu uprawnieniami do emisji CO_2 w ramach systemu ETS. Z tego samego źródła finansowania korzysta **Innovation Fund**, czyli europejski fundusz wspierający komercjalizację innowacyjnych technologii niskoemisyjnych. Wspiera on działalność badawczo-wdrożeniową z zakresu: technologii OZE, wychwytywania, utylizacji i składowania dwutlenku węgla (CCUS), efektywności energochłonnych gałęzi przemysłowych, magazynowania energii, produkcji ogniw fotowodorowych i urządzeń do produkcji paliw odnawialnych.

Connecting Europe Facility posiada trzy elementy, a jedne z nich jest dedykowany europejskim sieciom energetycznym (CEF Energy). Jest to fundusz, który ma finansować narzędzia pomocne w przechodzeniu na czystą energię i dokończeniu unii energetycznej, dzięki czemu systemy energetyczne UE będą lepiej połączone, bardziej inteligentne i bardziej cyfrowe. Fundusz skupia się na transgranicznych projektach w zakresie energii odnawialnej, interoperacyjności sieci i lepszej integracji wewnętrznego rynku energii.

Duże projekty infrastrukturalne, w tym te z zakresu transformacji energetycznej, mogą być realizowane za pomocą programu **InvestEU**, gdzie jednym z czterech segmentów jest „Zrównoważona infrastruktura". Instrument wspiera inwestycje o podwyższonym profilu ryzyka, które nie mogłyby liczyć na finansowanie zwrotne od instytucji finansowych przy realizacji złożonych projektów infrastrukturalnych.

Uzupełnieniem tych funduszy jest przeznaczanie środków na projekty badawcze w ramach **Horizon Europe**, m.in. z zakresu OZE, efektywności energetycznej, ochrony środowiska i *smart cities*. W ramach klastra 5: Klimat, Energia i Mobilność wspierane są prace badawcze z zakresu m.in.: zielonego wodoru, magazynowania energii, zeroemisyjnego transportu (wodnego, drogowego, kolejowego i lotniczego) lub fotowoltaiki.

6.3.2. INSTRUMENTY NARODOWE

W przypadku Polski gros środków związanych z finasowaniem transformacji energetycznej pochodzi z krajowej dystrybucji i zarzadzania środkami pochodzącymi bezpośrednio z programów europejskich. Ponadto można wskazać szereg instrumentów mieszanych (środki unijne i krajowe), które dotyczą omawianego zagadnienia. Przykładami takich instrumentów są:

- Program Czyste Powietrze – program służy finansowaniu kompleksowej termomodernizacji jednorodzinnych budynków mieszkalnych w tym szczególnie wymianie nieefektywnego i wysokoemisyjnego źródła ogrzewania;
- Moje Ciepło – celem programu jest wsparcie rozwoju ogrzewnictwa indywidualnego i rozwoju energetyki prosumenckiej w obszarze powietrznych, wodnych i gruntowych pomp ciepła. Program skierowany jest do osób fizycznych będących właścicielami nowych budynków mieszkalnych jednorodzinnych;

- Energia Plus – celem programu jest zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw na środowisko, w tym poprawa jakości powietrza, poprzez wsparcie przedsięwzięć inwestycyjnych. Wspiera się tutaj projekty modernizacji instalacji produkcyjnych prowadzących do zmniejszenia zużycia surowców pierwotnych, przedsięwzięcia prowadzące do zmniejszenia szkodliwych emisji do atmosfery, przedsięwzięcia służące poprawie jakości powietrza poprzez obniżenie wielkości emisji ze źródeł spalania paliw, realizację dedykowanych projektów związanych z efektywnością energetyczną, przedsięwzięć modernizacji lub rozbudowy sieci ciepłowniczych oraz projekty energetycznego wykorzystania zasobów geotermalnych.

Funkcjonują także instrumenty autonomiczne (krajowe), które albo korzystają jedynie ze środków krajowych albo tworzą rozwiązania systemowe bez bezpośredniego zaangażowania środków publicznych. Przykładami takich instrumentów są:

- Białe certyfikaty – są to świadectwa efektywności energetycznej przyznawane przez Urząd Regulacji Energetyki za realizację inwestycji zmniejszających zużycie energii. Świadectwa takie mogą następnie podlegać sprzedaży wytwórcom energii, ciepła czy paliw i w efekcie poprawiać efektywność kosztową inwestycji prooszczędnościowych. System nie jest dofinansowaniem, ale ma za zadanie stymulować działania poprawiające efektywność energetyczną.
- Rynek mocy – mechanizm finansowania nie tylko wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej, ale również gotowości wytwórcy energii elektrycznej do jej produkcji i dostarczania do sieci na wezwanie operatora. Głównym elementem tego systemu są tzw. aukcje mocy, gdzie są wyłaniani dostawcy (np. elektrownie konwencjonalne, farmy wiatrowe czy magazyny energii), którzy zobowiązują się do utrzymania określonej mocy w zamian za gwarantowane wynagrodzenie.
- Finansowanie energetyki jądrowej – finansowanie pierwszej polskiej elektrowni jądrowej realizowane jest w oparciu o model pomocy publicznej zatwierdzonej przez Komisję Europejską. Polski rząd zabezpieczył wsparcie dla projektu poprzez dokapitalizowanie spółki Polskie Elektrownie Jądrowe oraz ustawę o finansowaniu o wartości do 60,2 mld zł w ramach *Programu polskiej energetyki jądrowej*.
- Kontrakty różnicowe (CfD) – mechanizm gwarantujący wytwórcy stałą cenę za energię elektryczną. Jeśli cena na rynku jest niższa od ustalonej, państwo dopłaca różnicę. Gdy cena rynkowa jest wyższa, producent oddaje nadwyżkę. Stabilizuje to przychody i umożliwia finansowanie kapitałochłonnych inwestycji energetycznych, takich jak morskie farmy wiatrowe czy elektrownie jądrowe.

W Niemczech sytuacja jest zasadniczo odmienna niż w Polsce. Większość środków przeznaczanych na transformację energetyczną pochodzi z krajowych instrumentów federalnych, a nie z funduszy UE. Środki unijne (EFRR, Fundusz Spójności, Innovation Fund, CEF itp.) mają znaczenie uzupełniające, podczas gdy główny ciężar finansowania ponosi budżet federalny i instrumenty finansowe państwa. Najważniejsze mechanizmy finansowe to:

- Klima- und Transformationsfonds (KTF) – specjalny fundusz federalny (Sondervermögen des Bundes), finansowany przede wszystkim z wpływów z krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (BEHG), części dochodów z EU ETS oraz środków budżetowych. Finansuje m.in.: OZE, gospodarkę wodorową, magazyny energii, efektywność energetyczną, elektromobilność, przemysł niskoemisyjny, modernizację budynków, rozwój infrastruktury ładowania, dekarbonizację przemysłu. W 2026 roku jego budżet (zarządzany przez siedem ministerstw) opiewa na kwotę ok. 37,4 mld €.

- Finansowanie KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) jest państwowym bankiem rozwoju. Realizuje własne programy finansowane z emisji obligacji, gwarancji federalnych, środków budżetowych. Najważniejsze obszary finansowania to: farmy PV, energetyka wiatrowa, magazyny energii, ciepłownictwo, sieci elektroenergetyczne, budownictwo energooszczędne, przemysł. KfW oferuje wsparcie w formie preferencyjnych kredytów, pożyczek podporządkowanych, gwarancji, finansowania projektowego.
- BEG – *Die Bundesförderung für effiziente Gebäude* (BEG) to niemiecki program rządu federalnego, który wspiera finansowo budowę, zakup oraz modernizację energooszczędnych budynków. Dotyczy to zarówno budynków mieszkalnych, jak i komercyjnych. Jest jednym z największych programów wsparcia efektywności energetycznej w Europie. Program dzieli się na trzy główne obszary, za które odpowiadają dwie instytucje:
  - Wymiana systemów grzewczych i pojedyncze modernizacje (BEG EM): Dotacje na mniejsze inwestycje, takie jak instalacja pomp ciepła, wymiana okien czy izolacja ścian, którymi zajmuje się BAFA[164].
  - Kompleksowa renowacja i zakup (BEG WG/NWG): Kredyty z preferencyjnym oprocentowaniem i umorzeniami części długu, na przykład na osiągnięcie standardu Efizienzhaus. Wsparcie realizuje KfW.
- BEW – *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze* jest najważniejszym programem krajowym dla sektora ciepłowniczego. Dzięki niemu finansowane są projekty z zakresu: dekarbonizacji sieci ciepłowniczych, magazynów ciepła, wielkoskalowych pomp ciepła, geotermii, wykorzystania ciepła odpadowego, integracji OZE.
- EEG – system wsparcia odnawialnych źródeł energii umocowany w *ustawie o odnawialnych źródłach energii (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*. Zapewnia funkcjonowanie systemu aukcji OZE, premii rynkowych oraz gwarancji przychodów dla wytwórców energii.

6.3.3. WSPARCIE NA POZIOMIE KRAJU ZWIĄZKOWEGO I WOJEWÓDZTWA

Brandenburgia zarządza i redystrybuuje środki federalne i unijne związane z transformacją energetyczną, ale dysponuje stosunkowo niewielką liczbą całkowicie autonomicznych instrumentów finansowych. Wynika to z niemieckiego modelu finansów publicznych – inwestycje energetyczne finansowane są głównie z poziomu federalnego, natomiast kraje związkowe pełnią rolę współfinansującą, organizacyjną i rozwojową. Mimo to można wyróżnić kilka instrumentów, które mają charakter regionalny i są finansowane z budżetu landu lub środków własnych instytucji regionalnych.

Najważniejszą instytucją finansową Brandenburgii jest **Investitionsbank des Landes Brandenburg** (ILB). Oprócz zarządzania funduszami UE prowadzi także własne instrumenty kredytowe finansowane z kapitału i środków własnych banku. Funkcjonuje tutaj m.in. instrument preferencyjnych pożyczek na cele transformacji infrastrukturalnej (*Brandenburg-Kredit Transformationsfinanzierung Infrastruktur*), którego beneficjentami mogą być przedsiębiorstwa energetyczne, spółki komunalne, operatorzy infrastruktury oraz przedsiębiorstwa realizujące

[164] Federalny Urząd ds. Gospodarki i Kontroli Eksportu (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle).

inwestycje infrastrukturalne. Zakresem finansowania objęte mogą być inwestycje z następujących zakresów: budowa źródeł OZE, magazyny energii, sieci ciepłownicze i chłodnicze, infrastruktura wodorowa, elektrolizery, infrastruktura energetyczna o znaczeniu regionalnym. ILB prowadzi również regionalne instrumenty finansowe wspierające przedsiębiorstwa realizujące inwestycje w zielone technologie. Najczęściej wykorzystywane są: pożyczki inwestycyjne, finansowanie pomostowe, finansowanie mezzanine[165], wejścia kapitałowe do spółek technologicznych. Nie są to programy dedykowane wyłącznie energetyce, ale bardzo często finansują projekty z nią związane.

Brandenburgia wspiera rozwój spółek komunalnych (Stadtwerke) w tym w zakresie transformacyjnym, oferując preferencyjne finansowanie, dokapitalizowanie wybranych przedsięwzięć. Finansowanie to jest często łączone z kredytami ILB lub środkami federalnymi, ale część kosztów przygotowawczych pokrywana jest z budżetu landu.

Województwo lubuskie, podobnie jak Brandenburgia, ma ograniczoną autonomię finansową. Różni się jednak istotnie od niemieckiego landu tym, że nie posiada własnego banku rozwoju ani dużego funduszu klimatycznego, a jego możliwości finansowania inwestycji energetycznych opierają się przede wszystkim na: instrumentach organizowanych przez samorząd województwa, regionalnych instrumentach zwrotnych, środkach Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW), finansowaniu przygotowania projektów i wsparciu instytucjonalnym. Lubuskie posiada możliwości udzielania wraz z Bankiem Gospodarstwa Krajowego regionalnych pożyczek lub operowania regionalnymi instrumentami zwrotnymi.

6.3.4. WSPARCIE TRANSGRANICZNE

Nie istnieje obecnie dedykowany program transgraniczny polsko-brandenburski finansujący duże inwestycje energetyczne (np. budowę farm OZE, sieci czy magazynów energii). Dostępne instrumenty wspierają przede wszystkim przygotowanie projektów, pilotaże, demonstracje, współpracę instytucjonalną oraz innowacje, natomiast zasadnicze nakłady inwestycyjne muszą pochodzić z innych źródeł (krajowych lub unijnych). To podejście jest typowe dla programów współpracy terytorialnej.

Podstawowym instrumentem współpracy jest tutaj **Program Interreg VI A Brandenburgia–Polska 2021–2027**. Obejmuje cały obszar przygraniczny i zapewnia dofinansowanie do 80% kosztów kwalifikowanych projektów realizowanych wspólnie przez partnerów z obu stron granicy. Z punktu widzenia transformacji energetycznej program nie finansuje typowych inwestycji infrastrukturalnych, ale umożliwia finansowanie: opracowania wspólnych strategii energetycznych, planów rozwoju gospodarki wodorowej, analiz potencjału OZE, studiów wykonalności dla infrastruktury energetycznej, projektów demonstracyjnych, cyfryzacji systemów energetycznych, współpracy

[165] Finansowanie mezzanine to hybrydowa forma pozyskiwania kapitału dla firm, łącząca cechy kredytu (długu) oraz finansowania udziałowego (kapitału własnego)

jednostek naukowych i przedsiębiorstw, rozwoju kompetencji i kadr dla sektora energetycznego czy tworzenia transgranicznych klastrów energii.

Uzupełniająco można traktować program **Interreg Europa Środkowa**, który może stanowić źródło finansowania dla większych partnerstw obejmujących Lubuskie, Brandenburgię oraz inne regiony Europy Środkowej.

6.4. ZNACZENIE DZIAŁALNOŚCI W ZAKRESIE OZE DLA SPOŁECZNOŚCI LOKALNYCH

Lubuskie

W ramach niniejszej ekspertyzy wykonano badanie ankietowe gmin w województwie lubuskim w zakresie znaczenia transformacji energetycznej na poziomie lokalnym. Z przeprowadzonego badania wypracowano kilka wniosków w zakresie charakteru, zaangażowania czy trendów obserwowanych na tym poziomie.

Pierwsza analizowana kwestia dotyczyła udziału gmin w spółdzielniach energetycznych, które są nowymi, ale dynamicznie rozwijającymi się inicjatywami w Polsce. Okazało się, że wśród ankietowanych gmin aż 1/4 jest członkiem spółdzielni energetycznych, a dalsze dwie gminy planują uczestnictwo w takim instrumencie.

Badano również to, na ile gminy korzystają z funkcjonowania instalacji OZE na swoim terenie w wymiernej formie korzyści wpływu do budżetu gminy po stronie dochodów. Blisko połowa ankietowanych samorządów potwierdziła fakt takich wpływów. W całości dotyczą one wpływów z tytułu podatku od nieruchomości[166]. Skala tego wpływu jest oczywiście różna i w 2025 roku mieściła się w przedziale od niecałego tysiąca złotych do 2,5 mln zł. Średni wpływ z tego tytułu do budżetów gmin wyniósł 620 tys. zł, przy czym zidentyfikowano pięć przypadków, gdzie wyniósł od ok. 1 mln zł lub więcej. Dotyczy to gminy: Górzyca (FSL), Niegosławice (FZG), Rzepin (FSL), Świebodzin (FSW) i Witnica (FGW). Jednocześnie wpływy te potrafią stanowić istotny element struktury dochodów gminnych.

Tabela 31. Gminy o największym znaczeniu podatku od nieruchomości związanej z działalnością instalacji OZE dla budżetów gminnych w 2025 roku

Gmina	Udział podatku od nieruchomości w dochodach własnych gminy [%]	Udział podatku od nieruchomości w dochodach ogółem gminy [%]
Niegosławice (FZG)	17,6	6,3
Górzyca FSL)	13,0	5,0
Rzepin (FSL)	5,8	3,3
Witnica (FGW)	3,6	1,7
Wymiarki (FZG)	3,5	1,3

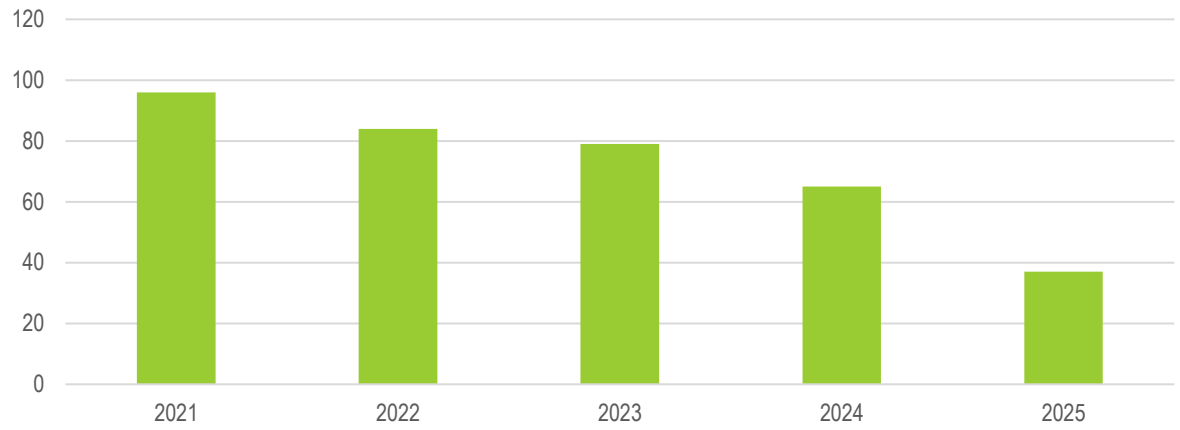
Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

[166] Poza pojedynczym przypadkiem deklarowania wpływu z tytułu zajęcia pasa drogowego nie notowano innych źródeł wpływów budżetowych.

Samorządy gmin powszechnie inwestują środki własne lub dotacyjne na cele poprawy efektywności energetycznej budynków urzędów gmin lub podległych jednostek organizacyjnych. Inwestycje takie zrealizowało ponad 70% ankietowanych gmin, a dotyczyły najczęściej placówek oświatowych i wychowawczych (szkoły, przedszkola, kluby dziecięce) oraz spółek komunalnych, gdzie instalacje OZE realizowane były najczęściej przy stacjach uzdatniania wody lub oczyszczalniach ścieków. W zdecydowanej większości są to instalacje PV, jedynie w pojedynczych sytuacjach są to pompy ciepła. Jednocześnie instalacje te pracują praktycznie zawsze jako instalacje *on-grid*, gdzie niekonsumowana na bieżąco ewentualna nadwyżka produkcyjna jest oddawana do sieci, ale są też wyjątkowe instalacje pracujące jedynie na własne potrzebny, poprawiające ekonomikę energetyczną podmiotu, jak ma to miejsce w przypadku dużej instalacji PV na terenie zielonogórskiej zajezdni autobusowej, w której wyprodukowany prąd jest zużywany do ładowania miejskich autobusów elektrycznych.

Instalacje OZE są standardowo realizowane na podstawie dokumentów planistycznych, ale polskie prawo dopuszcza lokalizowanie pewnych obiektów na podstawie indywidualnych decyzji administracyjnych (decyzja o warunkach zabudowy – DWZ). W przypadku instalacji fotowoltaicznych taka ścieżka postępowania jest dość powszechnie wykorzystywana przez inwestorów w przypadku mniejszych (najczęściej) projektów do 1 MW zainstalowanej mocy. Podkreślić należy, że samo wystąpienie inwestora o wydanie takiej decyzji oraz jej uzyskanie nie muszą świadczyć o zakończonym procesie inwestycyjnym, gdyż charakter decyzji o warunkach zabudowy może również wiązać się z chęcią zabezpieczenia terenu pod inwestycję na przyszłość lub spekulację inwestycyjną. Tym niemniej, wydawane DWZ świadczą o zainteresowaniu inwestowania i trendach w branży PV. Wśród ankietowanych gmin ogromna większość z nich wydawała w latach 2020–2025 decyzje o warunkach zabudowy związane z budową farm fotowoltaicznych, choć w ostatnich latach zaobserwowano większe zainteresowanie inwestycjami łączącymi farmę PV z magazynami energii lub inwestycjami związanymi z samodzielnymi BESS (o mocy pojedynczej nawet 0,5 GW). W ostatnich latach liczba wydawanych decyzji związanych z lokowaniem nowych farm PV spada. Jednocześnie zwiększa się wielkość wnioskowanych projektów PV. W 2020 roku dominowały projekty o zainstalowanej mocy określanej jako „do 1 MW", a uśredniony projekt PV, na który wydano w 2020 roku DWZ, wynosił 8,8 MW. W roku 2025 projekty PV, na które wydawano DWZ, posiadały średnią moc zainstalowaną wynoszącą ponad 39,7 MW.

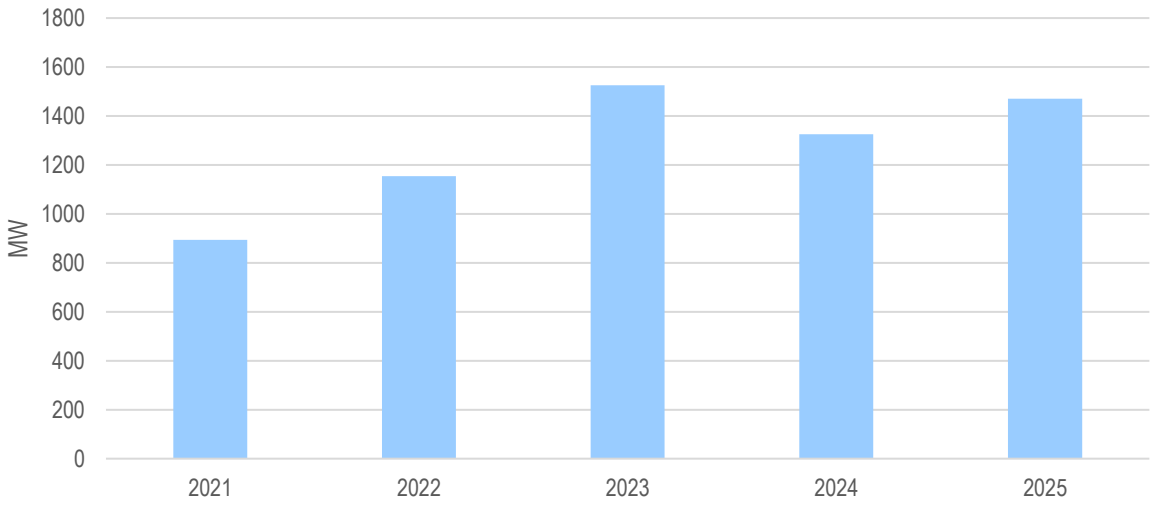
Wykres 29. Liczba wydawanych DWZ na projekty PV wśród ankietowanych gmin województwa lubuskiego w latach 2021–2025



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Jednocześnie w 2025 roku wydawane były decyzje lokalizacyjne na pojedyncze bardzo duże projekty farm wiatrowych w gminach: Dobiegniew (FSD) – 280 MW, Międzyrzecz (FMI) – 140 MW i 200 MW, Ośno Lubuskie (FSL) – 231 MW, Santok (FGW) – 140 MW. Na początku 2026 roku w gminie Świebodzin (FSW) wydano DWZ na projekt PV o mocy maksymalnej aż 400 MW.

Wykres 30. Suma mocy maksymalnych w projektach PV w wydawanych DWZ wśród ankietowanych gmin województwa lubuskiego w latach 2021–2025



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

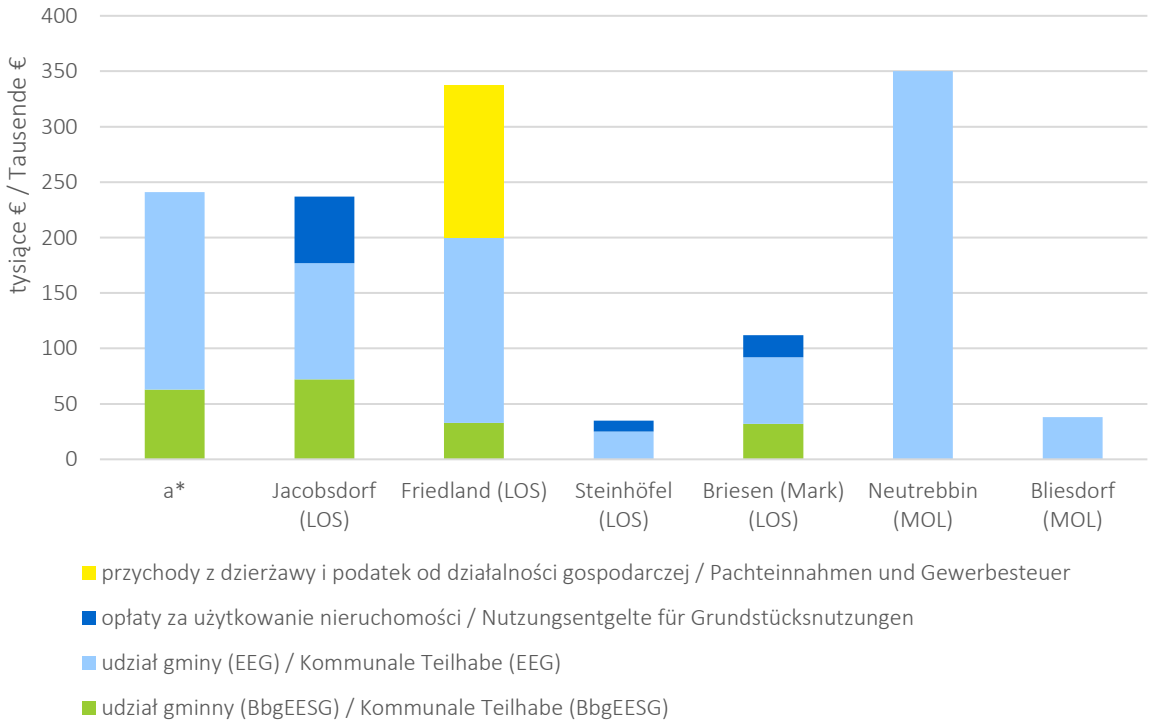
Brandenburgia Wschodnia

Badanie przeprowadzone wśród wybranych gmin Brandenburgii Wschodniej dotyczyło nieco innych aspektów znaczenia OZE niż w przypadku gmin lubuskich.

Pierwszym analizowanym zagadnieniem było uczestnictwo samorządu gminnego w budowie lub eksploatacji OZE. Ankietowane gminy prezentują tutaj jednolite podejście i nie wchodzą w rolę inwestora w zakresie OZE. Jedynym wyjątkiem są tutaj instalacje na budynkach własnych gminy, które mają poprawić efektywność energetyczną pojedynczych budynków czy podmiotów publicznych. Gminy nie uczestniczą jednak jako inwestor w realizacji zawodowych instalacji OZE.

Kolejną kwestią była ocena skali wpływów budżetowych samorządów gminnych w związku z działalnością instalacji OZE na ich terenie. Dwa podstawowe wpływy uzyskują gminy z tytułu ustaw OZE: federalnej (EEG) oraz krajowej (BdgEESG). Wpływy z ustawy krajowej uzyskują gminy, w których obecne są instalacje PV (jak gmina Neiße--Malxetal – SPN) lub strefy od lokalizacji instalacji wiatrowych (jak Jacobsdorf czy Freidland – LOS). Nie uzyskuje tego typu wpływów gmina Steinhöfel (LOS), na której terenie działa instalacja przetwarzająca biomasę. Gmina ta uzyskuje wpływy z opłat z tytułu udziału gminnego w oparciu o ustawę EEG w związku z funkcjonującymi na jej terenie elektrowniami wiatrowymi. Wpływy z tego typu opłat uzyskuje każda gmina posiadająca instalacje wiatrowe lub PV. Gminy nie otrzymują opłat z tytułu odpowiednika polskiego podatku od nieruchomości, ale niektóre z gmin zadeklarowały pobieranie opłat za użytkowanie nieruchomości, podatku od działalności gospodarczej oraz przychodów z dzierżawy gruntu, w przypadku kiedy instalacje znajdują się na gruncie komunalnym.

Wykres 31. Deklarowane wpływy w związku z działalnością instalacji OZE w wybranych gminach Brandenburgii Wschodniej w 2025 roku



- dane zsumowane dla dwóch gmin: Neiße-Malxetal i Groß Schacksdorf-Simmersdorf (SPN)

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Dochody uzyskiwane z ogółu opłat związanych z działalnością instalacji OZE mierzone ich udziałem w dochodach ogółem gminy są zróżnicowane. Ich znaczenie budżetowe jest więc relatywnie podobne jak w przypadku gmin lubuskich, w których również działają duże i liczne instalacji OZE. Gminy nie deklarują stałych konkretnych celów, na jakie przeznaczane są te środki, poza informacją o konieczności przeznaczania ich na cele określone ustawowo.

Tabela 32. Znaczenie opłat budżetowych związanych z działalnością instalacji OZE dla budżetów wybranych gmin w Brandenburgii Wschodniej w 2025 roku

Gmina	Udział opłat w dochodach ogółem gminy [%]
Neiße-Malxetal i Groß Schacksdorf-Simmersdorf (SPN)	1,6–4,5
Jacobsdorf (LOS)	5,3
Friedland (LOS)	4,4
Steinhöfel (LOS)	0,3
Briesen (Mark) (LOS)	1,7
Neutrebbin (MOL)	14,0
Bliesdorf (MOL)	1,3

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Ankietowane gminy deklarowały, że posiadają plany zagospodarowania kolejnych terenów pod instalacje OZE, ale jedynie w ramach już uchwalonych planów i koncepcji rozwoju. Jednocześnie we wszystkich tych przypadkach gminy albo wykonują ustalenia planów w zakresie repoweringu instalacji wiatrowych, albo to rozważają. Jest to więc potwierdzenie na powszechność tego procesu w Brandenburgii Wschodniej.

Ostatnia analizowana kwestia dotyczyła występowania ewentualnych konfliktów społecznych w związku z funkcjonowaniem i budową instalacji do wytwarzania energii odnawialnej. Ankietowani identyfikują obawy związane ze zwiększeniem poziomu hałasu czy widoczności instalacji wiatrowych, w tym w sąsiedztwie obiektów o walorach przyrodniczych (np. jezioro). Istnieje więc duża świadomość zarówno zagrożeń i obaw po stronie społeczności lokalnych, jak i konfliktów, jakie mogą wzbudzać inwestycje OZE po stronie urzędników i władz lokalnych. Jednocześnie gminy z obecnością dużych instalacji PV sygnalizują mniejsze natężenie konfliktów. Istotnym narzędziem zwiększenia poziomu akceptacji dla zmian w zakresie funkcjonowanie instalacji OZE (nowe tereny, repowering) jest możliwość finansowej partycypacji przez społeczność w funkcjonowaniu OZE na terenie tych gmin.

Aby rozwiązać te konflikty, politycy miejscy i władze miasta wykorzystują możliwości wynikające z ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) oraz ustawy o energii wiatrowej (BbgEESG), aktywnie wspierają inwestorów, regularnie badają kolejne propozycje dotyczące partycypacji i prowadzą twarde negocjacje, aby uzyskać jak najlepsze warunki dla mieszkańców.

W tym miejscu watro wspomnieć o, niefunkcjonującym po polskiej stronie, mechanizmie opłat dla gmin w zakresie ustaw federalnej (EEG) oraz krajowej (BdgEESG). Obowiązek płatniczy nakładany jest na operatorów instalacji OZE na rzecz gmin znajdujących się w strefie odległościowej od elektrowni wiatrowej. Wysokość opłaty może zależeć od rodzaju technologii i daty uruchomienia oraz produktywności instalacji. Pozyskane środki są ściśle związane z celem i muszą finansować lokalne projekty, takie jak infrastruktura, kultura czy dopłaty do energii, co ma na celu rekompensatę uciążliwości i zwiększenie akceptacji mieszkańców dla transformacji energetycznej.

7. OCENA POTENCJAŁU PRODUKCJI ENERGII ODNAWIALNEJ NA ANALIZOWANYM OBSZARZE

Ocena potencjału przeprowadzona w niniejszym rozdziale opiera się na podziale BB-L OP na jednostki terytorialne o porównywalnej powierzchni, znajdujące się na tym samym formalnym szczeblu podziału administracyjnego. Z tego powodu po stronie polskiej podstawą oceny jest gmina, natomiast po stronie niemieckiej są to miasta na prawach powiatu oraz gminy. Te ostatnie są często zrzeszone w urzędy, które przejmują zadania administracyjne w odniesieniu do gmin należących do danego urzędu.

Prezentowane wyniki w zakresie elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaicznych stanowią odzwierciedlenie całkowitego potencjału dla realizacji nowych instalacji. Metodyka zakładała uwzględnienie istniejących obiektów jako przeszkód uniemożliwiających budowę kolejnych. W tym ujęciu należy pamiętać o obszarze repoweringu wyeksploatowanych instalacji OZE. Potencjał ten jest znaczący w szczególności we Wschodniej Brandenburgii, gdzie zgodnie z danymi przedstawionymi w rozdziale 5 znajduje się m.in. 408 elektrowni wiatrowych w wieku ponad 16 lat. Łącznie to 61,1% wolumenu wszystkich zainstalowanych instalacji tego typu przez co realny potencjał przyrostu mocy zainstalowanych w tym segmencie będzie wyraźnie większy. Należy zauważyć, że ramy prawne w niemieckiej części BB-L OP nadają pierwszeństwo modernizacji starszych farm wiatrowych, umożliwiając przeprowadzanie modernizacji w określonym promieniu od starych instalacji do dnia 31 grudnia 2030 r., nawet poza obszarami wyznaczonymi w planach zagospodarowania przestrzennego. Aby zapewnić porównywalność metodologii określania potencjalnych obszarów inwestycyjnych, postanowiono ujednolicić podejście do wyznaczania obszarów nieodpowiednich oraz przedstawić maksymalną możliwą moc zainstalowaną dla każdego typu elektrowni. Lokalne specyfiki zostały uwzględnione podczas oceny poszczególnych obszarów inwestycyjnych i zagregowane na poziomie gminy / Gemaindeverbanden / Amtfrei / Amt.

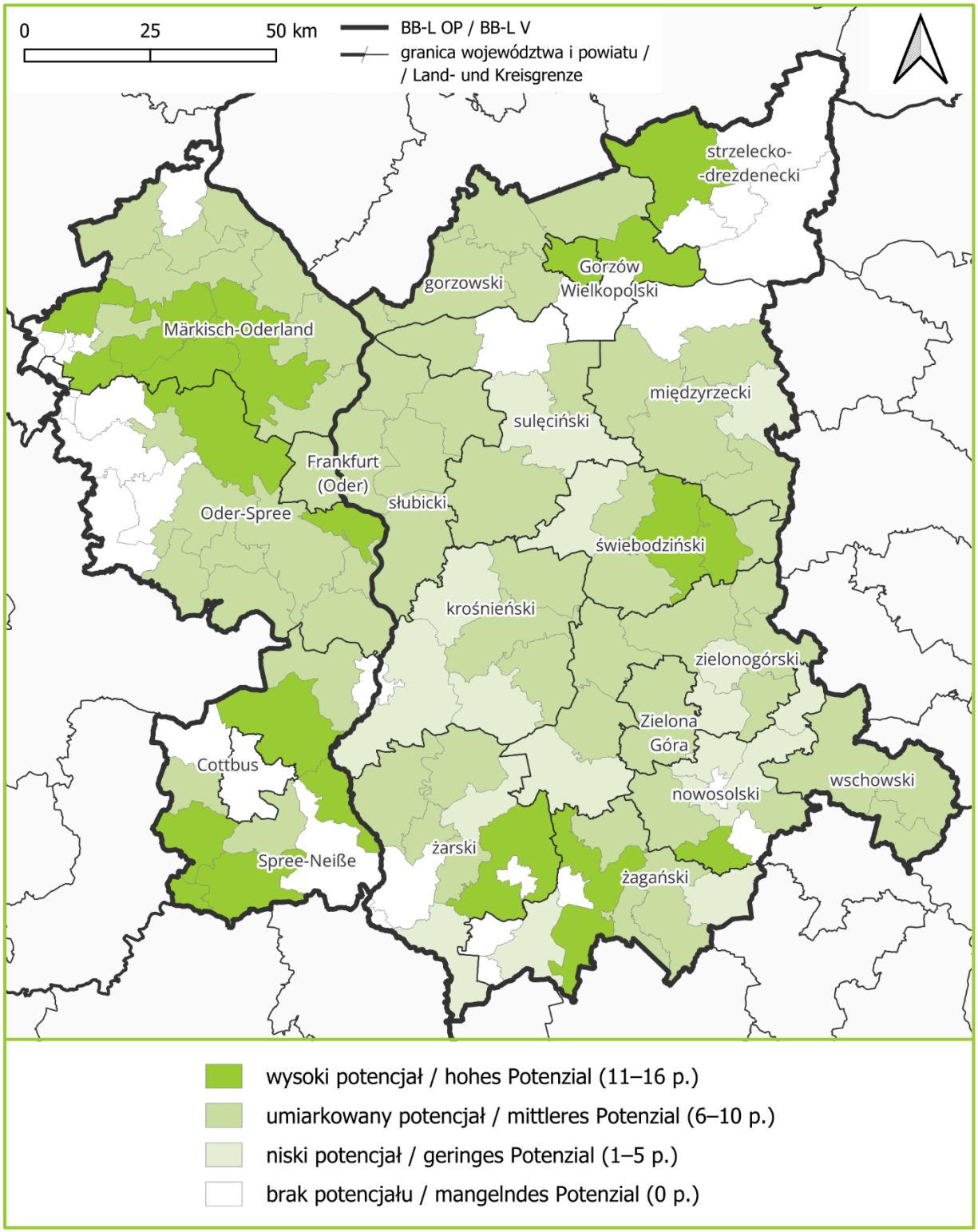
7.1. OBSZARY O NAJWYŻSZYCH PREDYSPOZYCJACH DLA ROZWOJU OZE

Energetyka wiatrowa

Zgodnie z metodyką zawartą w rozdziale 5.2.3. dokonano analitycznej oceny potencjału lokalizacji elektrowni wiatrowych w BB-L OP. Tereny zdelimitowane w oparciu o najważniejsze uwarunkowania lokalne poddano ocenie punktowej bazującej na cechach takich jak - całkowita liczba możliwych do realizacji turbin wiatrowych, całkowita moc zainstalowana, potencjalna sprawność mierzona wskaźnikiem gęstości energii z wiatru, odległość do punktu przyłączenia uwzględniając jednocześnie uwarunkowania środowiskowe i krajobrazowe. Ponadto wykonano ręczną, ekspercką korektę wykluczając obszary realnie niemożliwe do zagospodarowania z przyczyn obiektywnych – geometrii obiektów, innych uwarunkowań (np. geotechnicznych). Na tej podstawie możliwe było wytypowanie 21 jednostek o najwyższych możliwościach realizacji inwestycji. Co ważne, ocena nie stanowi prostego przełożenia ilościowego. Zastosowana metoda obrazuje w sposób syntetyczny atrakcyjność inwestycyjną danego terenu pod kątem realizacji instalacji OZE. W tym ujęciu warto zwrócić uwagę na wyróżniające się grupy. W pierwszej kolejności warto zwrócić uwagę na południową część Wschodniej Brandenburgii, gdzie gminy Spremberg, Welzow, Forst (Lausitz) oraz związek gmin Peitz (SPN) charakteryzują się wysokimi wynikami w każdej kategorii. Szczególnie należy zaznaczyć dobre warunki wiatrowe, dostępność terenu oraz częściowe jego pokrycie aktualnymi planami przestrzennymi dopuszczającymi realizację elektrowni wiatrowych, w tym obszary VRW. Kluczowy wydaje się fakt, iż te wyniki są powiązane z obecnością odkrywkowych kopalń węgla brunatnego oraz powiązanymi z nimi elektrowniami konwencjonalnymi. Mówiąc wprost: wydobycie węgla brunatnego doprowadziło do powstania infrastruktury energetycznej obejmującej elektrownie, stacje transformatorowe oraz sieć przesyłową najwyższego napięcia 380 kV. W ramach trwającego procesu transformacji istniejące już obiekty będą nadal eksploatowane. Wyłączanie bloków elektrowni Tagebau Jänschwalde zwolniły się moce w punktach dostępu do sieci oraz w sieci 380 kV, co stworzyło doskonałe warunki dostępu do sieci dla odnawialnych źródeł energii, a następnie doprowadziło do realizacji Windpark Forst-Briesnig I i II. W Niemczech powszechnym rozwiązaniem dla rekultywacji zamykanych kopalń jest wykorzystanie ich na cel realizacji projektów OZE.

Zarówno po stronie niemieckiej jak i polskiej wyróżniały się kompleksy o doskonałych wynikach wietrzności oraz dostępności terenu. Patrząc na opisywany obszar głównym wnioskiem dla potencjalnych inwestorów OZE powinien być fakt, iż zarówno Wschodnia Brandenburgia jak i Województwo Lubuskie to obszary o stosunkowo dobrych warunkach do prowadzenia projektów.

Mapa 18. Ocena potencjału dla lokalizacji elektrowni wiatrowych w BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Niemniej istotnym ryzykiem nadal jest dostępność do sieci. Znaczne odległości do punktów przyłączenia były głównym powodem obniżenia oceny jednostek w województwie lubuskim, przy czym nadal można zauważyć efekty

braku rozwoju tej technologii w latach 2016–2023, gdyż obserwuje się gminy, w których dostępność terenu pozwala na rozwijanie projektów rzędu 50, 100 i więcej MW mocy zainstalowanej.

W ujęciu bezwzględnym łączny, maksymalny potencjał dla BB-L OP w zakresie lokalizowania elektrowni wiatrowych szacuje się na ok. 2 300 turbin wiatrowych o potencjalnym wolumenie niemal 16 GW mocy zainstalowanej. Co ważne, mowa tutaj o hipotetycznym, maksymalnym potencjale, który nie uwzględnia faktycznych możliwości odbioru energii przez operatorów sieci. W toku prac nad przygotowaniem analizy autorzy niestety nie otrzymali takich danych, przez co niemożliwe jest określenie realnych możliwości systemu elektroenergetycznego. Warto jednak zwrócić uwagę na fakt, iż na 10 jednostek o najwyższych wskaźnikach aż 7 znajduje się w województwie lubuskim, przy czym najbardziej wyróżniającym się terenem jest gmina Strzelce Krajeńskie (FSD), gdzie potencjalna liczba elektrowni wiatrowych to aż 144 przy teoretycznej mocy zainstalowanej przekraczającej 1 GW (1000 MW). Jest to bez wątpienia unikalny teren dla lądowej energetyki wiatrowej zarówno na skalę BB-L OP, jak i Polski.

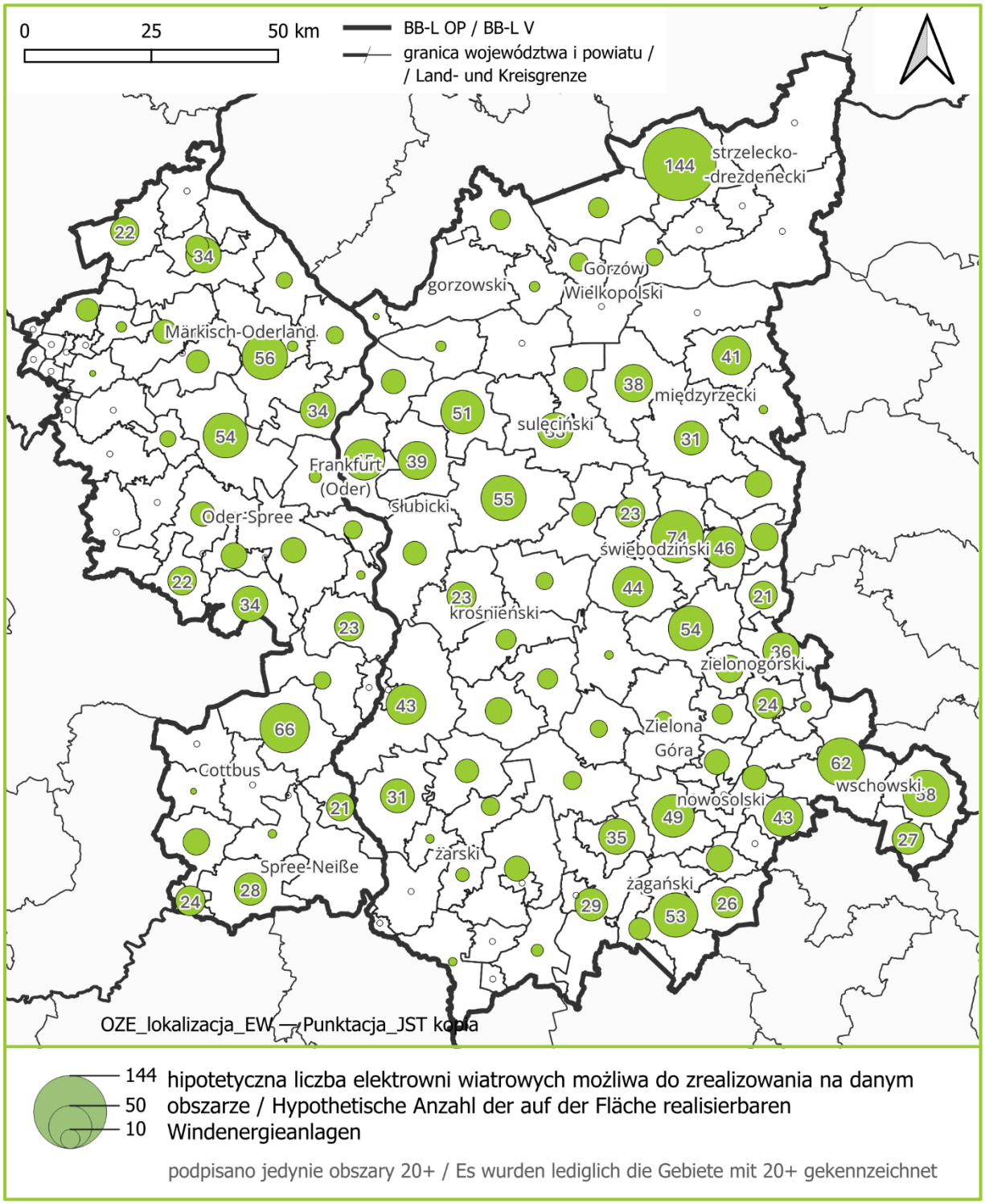
Tabela 33. Obszary o największych możliwościach rozmieszczenia elektrowni wiatrowych w BB-L OP

Lp.	Obszar	Potencjalna liczba elektrowni wiatrowych [szt.]	Potencjalna moc zainstalowana instalacji [MW]
1	gmina Strzelce Krajeńskie	144	1008
2	gmina Świebodzin	74	518
3	związek gmin Peitz	66	462
4	gmina Sława	62	434
5	gmina Wschowa	58	406
6	związek gmin Seelow-Land	56	392
7	gmina Torzym	55	385
8	związek gmin Odervorland	54	378
9	gmina Sulechów	54	378
10	gmina Szprotawa	53	371

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

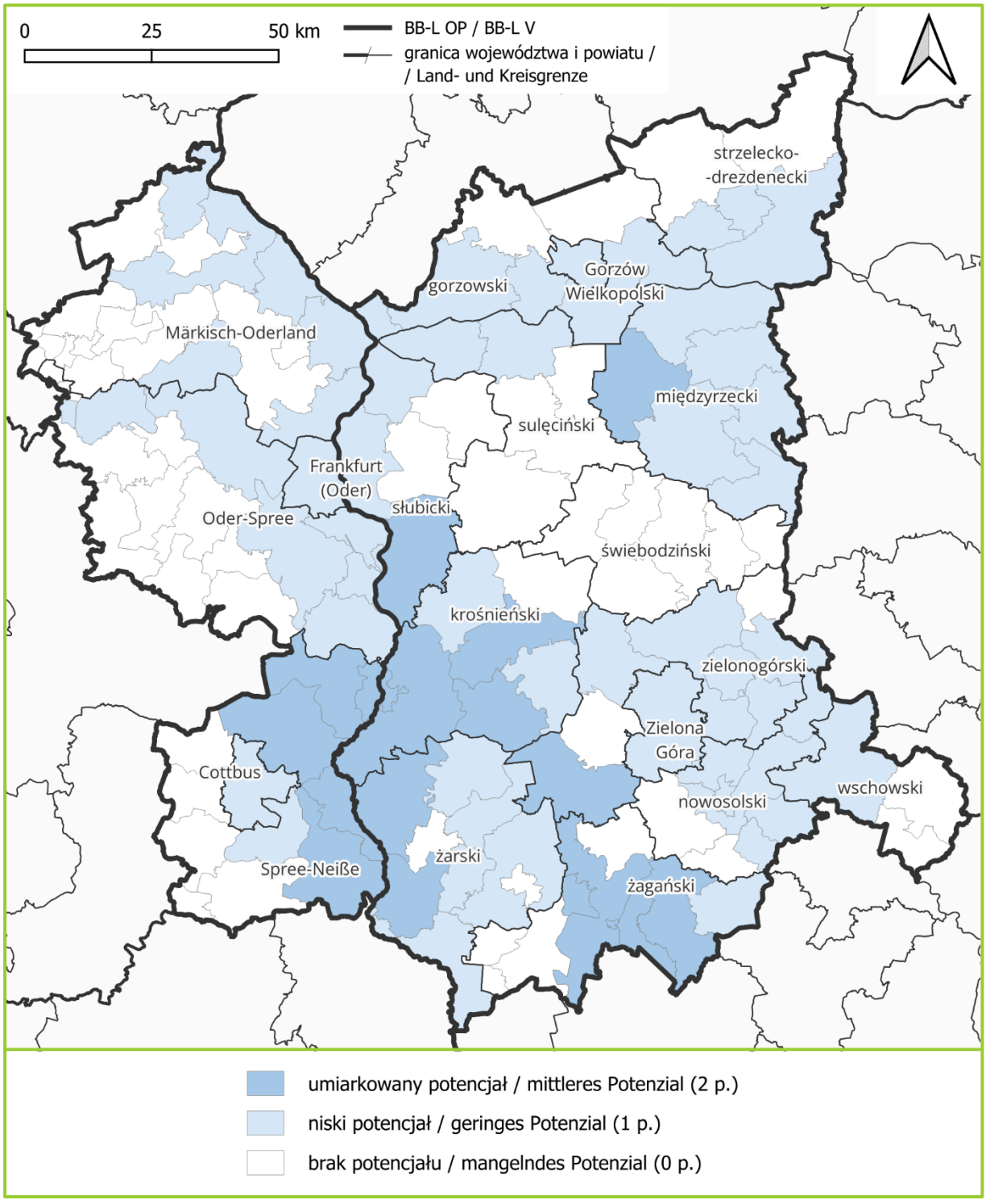
Biorąc pod uwagę zaprezentowany potencjał energetyki wiatrowej (2 258 instalacji; 15,8 GW mocy zainstalowanej) wraz z istniejącymi obiektami (795; 2,0 GW), łączny potencjał wynosi 3 053 elektrownie wiatrowe o łącznej mocy nawet 17,8 GW. Należy zaznaczyć, że mowa tutaj o teoretycznej wartości maksymalnej. Na tym etapie niemożliwe jest zestawienie tego potencjału z możliwościami i potrzebami systemu elektroenergetycznego a także szczegółowego rozpoznania każdego z potencjalnych obszarów pod kątem planistycznym. Ponadto również akceptacja dla rozwoju energetyki wiatrowej ogranicza wykorzystanie maksymalnego możliwego potencjału.

Mapa 19. Maksymalne możliwości rozmieszczenia nowych turbin elektrowni wiatrowych w BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Mapa 20. Ocena potencjału dla lokalizacji elektrowni wodnych w BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Energetyka wodna

Zgodnie z metodyką zawartą w rozdziale 5.2.3. dokonano analitycznej oceny potencjału lokalizacji elektrowni wodnych w BB-L OP. Kryteriami obowiązującymi przy delimitacji były: przebieg rzek wskazywanych w rozdziale 5.1.2. jako predysponowane do realizacji instalacji OZE a także obecność tego typu obiektów na terenie danej gminy / Gemeindeverbänden lub w bezpośrednim sąsiedztwie. Zgodnie z założeniami przedstawionymi wcześniej energetyka wodna w BB-L OP może stanowić dopełnienie miksu energetycznego. Ponadto, zważywszy na fakt, iż część istniejących obiektów hydrotechnicznych spełnia już taką funkcję, ważną rolą tych urządzeń jest magazynowanie energii. Doskonałym przykładem jest tutaj elektrownia szczytowo-pompowa Dychów na rzece Bóbr. Dlatego też rozwój energetyki wodnej na terenie BB-L OP powinien koncentrować się na utrzymaniu istniejącej infrastruktury oraz zwiększaniu jej możliwości poprzez celowe modernizacje. Nie wyklucza się przy tym budowy nowych obiektów, przy czym ich potencjał i skala możliwego wpływu na sytuację sektora OZE w BB-L OP jest ograniczona. Obserwując obecne parametry instalacji oraz pogarszające się warunki hydrologiczne, realna moc zainstalowana istniejących i nowych obiektów nie powinna przekraczać 1 MW.

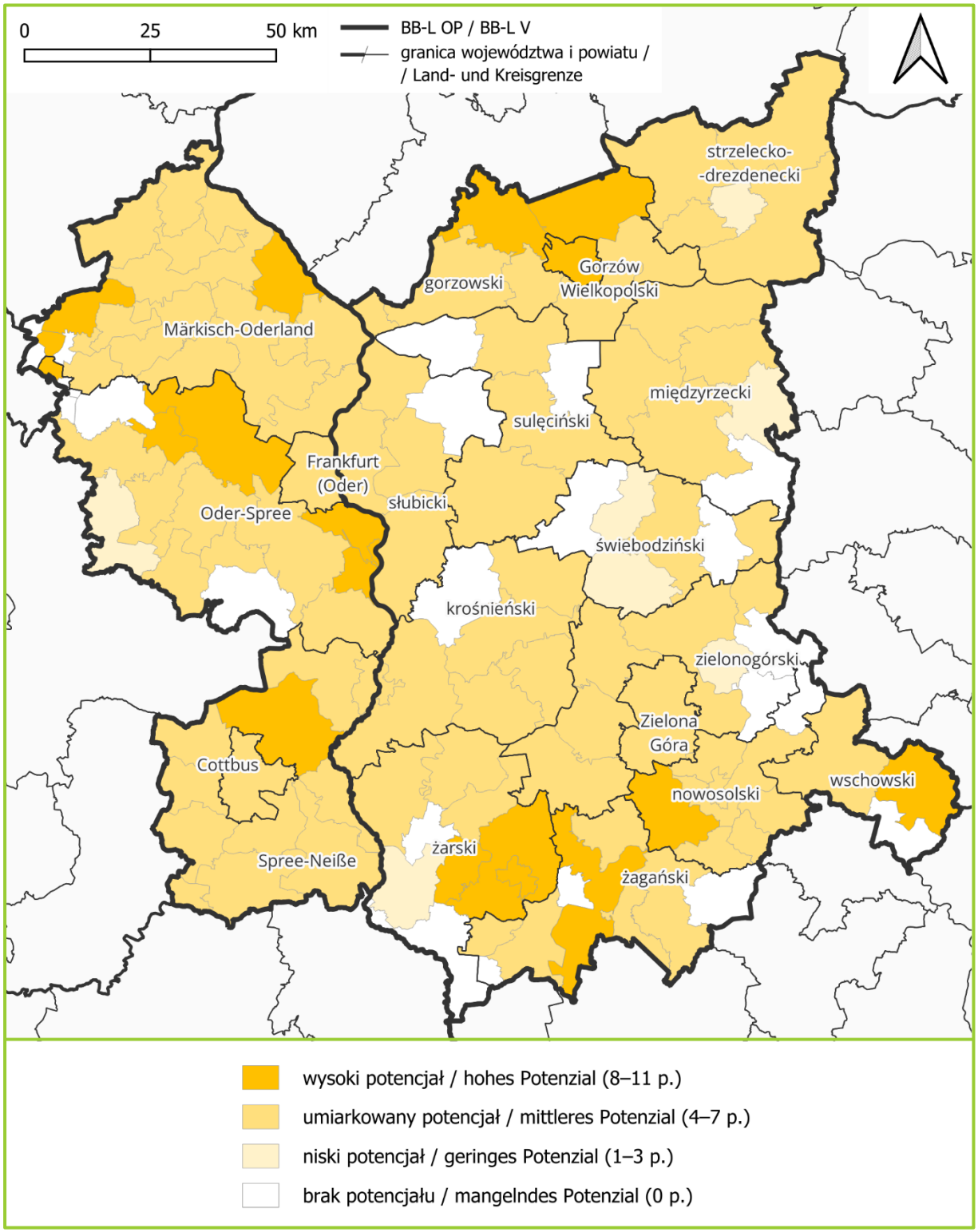
W kontekście energetyki wodnej należy zaznaczyć, że infrastruktura hydrotechniczna pełni ważną rolę w procesie adaptacji do zmian klimatu. W szczególności budowle piętrzące a także inne elementy systemu retencji poprawiają bezpieczeństwo przy nagłych wezbraniach powiązanych z nagłymi zmianami warunków atmosferycznych. Z tego względu wskazywane obszary stanowią nie tylko potencjalny obszar inwestycyjny służący zaspokajaniu potrzeb energetycznych, lecz również są to tereny wrażliwe w sytuacjach kryzysowych.

Energetyka słoneczna

Zgodnie z metodyką zawartą w rozdziale 5.2.3. dokonano analitycznej oceny potencjału lokalizacji elektrowni słonecznych w BB-L OP. Tereny zdelimitowane w oparciu o najważniejsze uwarunkowania lokalne poddano ocenie punktowej bazującej na cechach takich jak: całkowita moc zainstalowana, potencjalna sprawność produkcji mierzona wskaźnikiem mocy energii słonecznej, odległość do punktu przyłączenia, uwzględniając jednocześnie m.in. uwarunkowania środowiskowe. Ponadto wykonano ręczną, ekspercką korektę, wykluczając obszary realnie niemożliwe do zagospodarowania z przyczyn obiektywnych – geometrii obiektów, innych uwarunkowań (np. geotechnicznych). Wskazuje się, że energetyka solarna z racji swojego profilu produkcji oraz dużej wrażliwości inwestycji na zwiększanie wartości CAPEX przy realizacji projektu wymaga maksymalnego możliwego ograniczania odległości względem punktu przyłączenia. Dlatego też w toku prac analitycznych zdecydowano się zastosować maksymalne odległości względem GPZ występujących na terenie BB-L OP, tj. 15 km dla sieci przesyłowych najwyższych napięć i 5 km dla sieci wysokich napięć. Minimalny potencjał terenu uwzględniany w niniejszych analizach to 15 ha, czyli około 21 MW mocy zainstalowanej.

W wyniku oceny potencjału dla realizacji projektów solarnych w danych jednostkach wytypowano 18, które mają najwyższe możliwości w zakresie lokowania tego typu instalacji. Głównym czynnikiem determinującym ostateczną klasyfikację była dostępność terenu i punktów przyłączenia.

Mapa 21. Ocena potencjału dla lokalizacji elektrowni słonecznych w BB-L OP



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

Warto zwrócić uwagę, iż wszystkie jednostki w mniejszym lub większym stopniu wypełniają oba te kryteria – w każdym przypadku odnotowano obecność stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć i/lub wysokich a także znaczny wolumen potencjalnej mocy zainstalowanej. Co ciekawe, teoretyczny potencjał lokalizowania PV

w znacznej mierze odpowiada aktualnemu rozmieszczeniu istniejących elektrowni słonecznych. Zarówno w okolicach Żar i Żagania (FZA, FZG) jak i Odervorland (LOS) i Letschin (MOL) zrealizowano szereg inwestycji w parki fotowoltaiczne. Potwierdzenie w wynikach znalazł również fakt stosunkowo jednolitych warunków dla lokalizowania elektrowni słonecznych. Zarówno Brandenburgia Wschodnia, jak i województwo lubuskie charakteryzują się niemal identycznym nasłonecznieniem oraz podobną, nizinną rzeźbą terenu o dosyć istotnej lesistości.

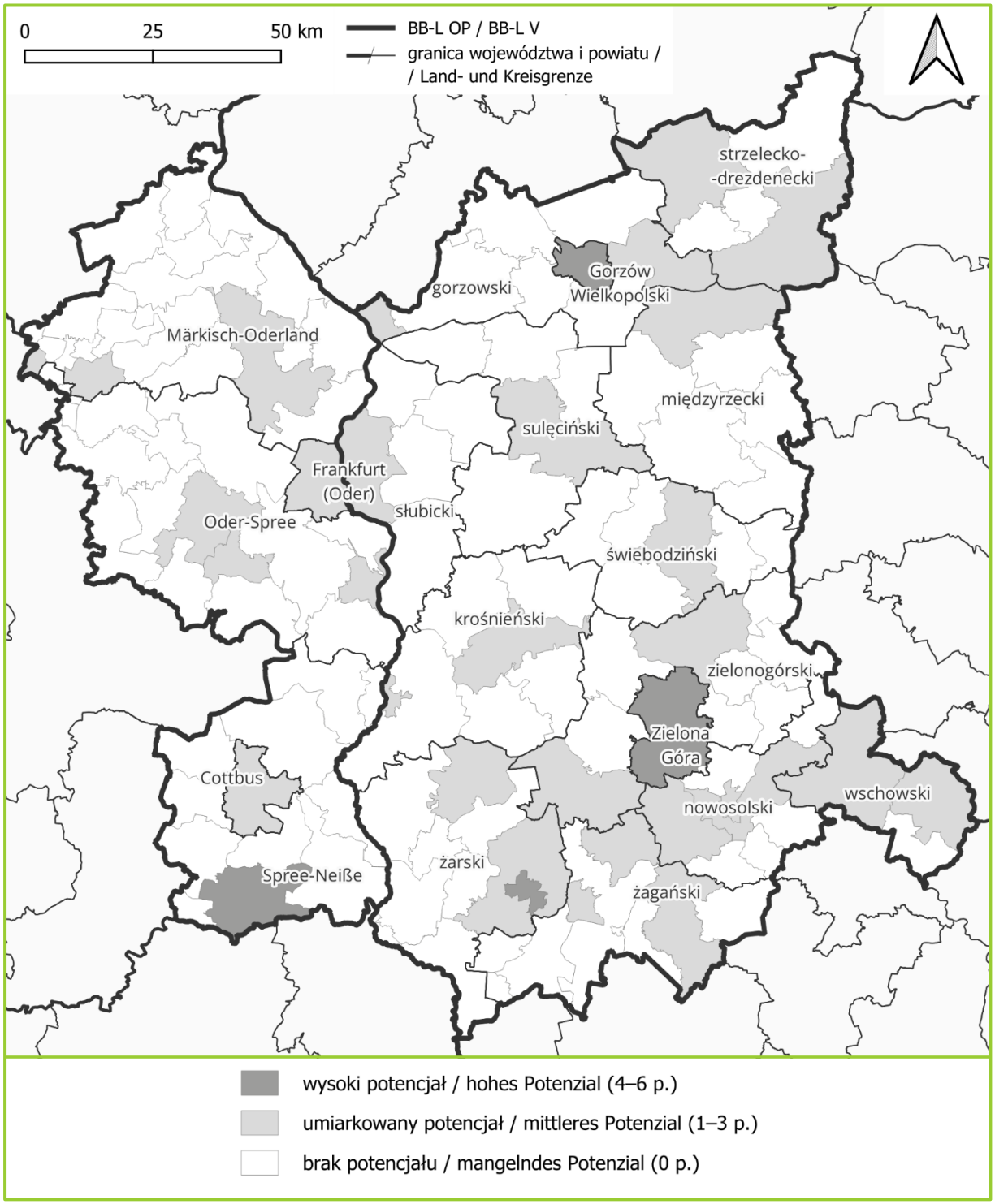
W ujęciu bezwzględnym łączny, maksymalny potencjał dla BB-L OP w zakresie lokalizowania elektrowni słonecznych szacuje się na ok. 261 GW mocy zainstalowanej. Co ważne, mowa tutaj o hipotetycznym, maksymalnym potencjale, który nie uwzględnia faktycznych możliwości odbioru energii przez operatorów sieci. W toku prac nad przygotowaniem analizy autorzy niestety nie otrzymali takich danych, przez co niemożliwe jest określenie realnych możliwości systemu elektroenergetycznego. Przy tak dużych możliwościach rozwoju OZE na analizowanym terenie konieczne jest silne zwrócenie uwagi na jakość lokalnego prawa zagospodarowania przestrzeni. Wielkoskalowe instalacje fotowoltaiczne istotnie wpływają m.in. na krajobraz, stąd też jedną z rekomendacji dla wszystkich szczebli administracyjnych jest odpowiednie przygotowanie otoczenia legislacyjnego celem zabezpieczenia walorów naturalnych i bezpieczeństwa eksploatacji.

Instalacje w obszarze: biogaz / biomasa / odpady

Zgodnie z metodyką zawartą w rozdziale 5.2.3. dokonano analitycznej oceny potencjału rozwoju komunalnych instalacji związanych z przetwarzaniem biogazu, biomasy oraz odpadów. Ocena brała pod uwagę występowanie potencjalnych źródeł substratów / materiału do przetworzenia (składowiska odpadów, oczyszczalnie ścieków) a także już istniejących obiektów, które umożliwiają ich przetwarzanie (spalarnie, zakłady recyklingu). Daje to obraz głównych czynników lokalnych świadczących o potencjale do sytuowania komunalnych obiektów tego typu. Jak widać, umiarkowany potencjał występuje w 30 jednostkach, z czego dziewięć znajduje się we Wschodniej Brandenburgii natomiast 21 w województwie lubuskim. Najwyższy potencjał wykazują cztery jednostki – Spremberg (SPN), Żary (FZA), Zielona Góra i Gorzów Wielkopolski. Są to obszary miejskie oraz silnie zindustrializowane, na terenie których występują zarówno czynne wysypiska śmieci, spalarnie, zakłady recyklingu a także oczyszczalnie ścieków charakteryzujące się największymi wskaźnikami RLM. Dlatego też rozwój funkcji wytwórczych, które już istnieją (np. w zakładach termicznego przekształcania odpadów) a także realizacja nowych instalacji wykorzystujących biogaz lub biomasę to szansa dla realnego, pozytywnego wpływu na lokalny miks energetyczny oraz dostarczenie ciepła w procesie kogeneracji.

Należy zwrócić uwagę, iż cały teren BB-L OP posiada korzystne warunki dla rozwoju opisywanego segmentu. Powszechna dostępność substratu dla biogazowni rolniczych i rozwinięty przemysł przetwórstwa drzewnego wskazują na istotny potencjał dla rozwoju instalacji o mniejszej mocy zainstalowanej, powiązanej z główną działalnością rolnika/przedsiębiorcy. Jednak w ujęciu regionalnym ocena tego zjawiska pozostaje ograniczona z uwagi na brak jednolitych danych dla całego obszaru analiz.

Mapa 22. Ocena potencjału dla lokalizacji instalacji komunalnych w obszarze biogaz / biomasa / odpady



Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

7.2. OBSZARY O WYSOKIEJ KONSUMPCJI ENERGII NA TERENIE BB-L OP

Zarówno w Brandenburgii Wschodniej, jak i w województwie lubuskim występują obszary charakteryzujące się znaczą konsumpcją energii. Zasadniczo koncentracja obiektów o wysokiej chłonności najczęściej jest związana z występowaniem przemysłu ciężkiego bądź obecnością dużych aglomeracji miejskich. W BB-L OP należy wyróżnić aglomeracje Cottbus, Frankfurtu (Oder), Gorzowa Wielkopolskiego i Zielonej Góry. Są to miasta skupiające w swoich aglomeracjach większość ludności BB-L OP i posiadające zaplecze przemysłowe a także rozbudowaną bazę magazynową. Warto jednak zaznaczyć, iż istotne ośrodki przemysłowe nie są skoncentrowane jedynie wokół największych miast. Po stronie niemieckiej rozwinął się przemysł motoryzacyjny, papierniczy, hutniczy i chemiczny z głównymi ośrodkami w Eisenhüttenstadt, Schwarze Pumpe – Spremberg oraz Grünheide (Mark), gdzie zlokalizowano gigafabrykę samochodów Tesla. Lubuska część obszaru stanowi bardziej rozproszony organizm, w którym kluczowi odbiorcy energii zlokalizowali swoje zakłady również w mniejszych ośrodkach. Dobrym przykładem jest Kostrzyn nad Odrą, gdzie znajdują się zakłady papiernicze, warto wspomnieć o Żarach, gdzie zlokalizowano produkcję płyt drewnopodobnych czy też Świebodzin, gdzie swoją fabrykę posiada sieć Ikea. Tak istotna różnica w rozmieszczeniu głównych odbiorców energii pomiędzy polską a niemiecką częścią BB-L OP wprost wskazuje, iż inwestorzy OZE powinni szukać możliwości na realizację swoich projektów również w modelu współpracy z biznesem. Opisywane problemy w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych u publicznych operatorów sieci przesyłowych mogą być częściowo rekompensowane poprzez model PPA[167], gdzie jednym z rozwiązań technicznych dla takiego porozumienia jest linia bezpośrednia łącząca instalację OZE z odbiorcą energii.

7.3. KLASYFIKACJA OBSZARÓW POD KĄTEM LOKALIZOWANIA OZE – WYZNACZENIE TERENÓW WIELOFUNKCYJNYCH

W BB-L OP nie występują jednostki, które charakteryzowałyby się pełnym przekrojem potencjału dla lokalizowania OZE. Zasadniczo największą liczbę cech przedstawiają takie jednostki jak: Bledzew, Cybinka, Gorzów Wielkopolski czy też Forst (Lausitz). Takie zróżnicowanie jest typowe dla obszarów o różnym charakterze (miasto – wieś) czy też o różnych aspiracjach i strategii (odzwierciedlane w dokumentach planistycznych). W tym ujęciu kluczowe jest zrozumienie zarówno na poziomie lokalnym, jak i regionalnym, jakimi potencjałami dysponuje dana gmina. Wnioski z analiz w sektorze OZE prezentuje poniższa tabela:

[167] Power Purchase Agreement – długoterminowa umowa sprzedaży energii z konkretnej instalacji do odbiorcy.

Tabela 34. Zbiorcza ocena dla lokalizacji OZE w BB-L OP w podziale na technologie

Lp.	Nazwa jednostki	Wiatrowa	Wodna	Fotowoltaiczna	Biogaz, biomasa, odpady
	Skala oceny:		○ brak potencjału ● niski potencjał ●● umiarkowany potencjał ●●● wysoki potencjał		
1	Altlandsberg	●●●	○	●●●	○
2	Babimost	●●	○	●●	○
3	Bad Freienwalde (Oder)	○	●	●●	○
4	Barnim-Oderbruch	●●	●	●●	○
5	Beeskow	●●	○	●●	●
6	Bledzew	●●	●●	●●	○
7	Bobrowice	●	●●	●●	○
8	Bogdaniec	●●	●	●●	○
9	Bojadła	●●	●	●	○
10	Brieskow-Finkenheerd	●●●	●	●●●	○
11	Brody	●●	●●●	●●	○
12	Brzeźnica	●●	○	●●	●
13	Burg (Spreewald)	○	○	●●	○
14	Bytnica	●●	○	●●	○
15	Bytom Odrzański	○	●	●●	○
16	Cottbus	○	○	●●	○
17	Cybinka	●●	●●	●●	○
18	Czerwieńsk	●●	●	●●	○
19	Dąbie	●●	●	●●	○
20	Deszczno	○	●	●●	○
21	Döbern-Land	○	●●	●●	○
22	Dobiegniew	○	○	●●	○
23	Drebkau	●●●	○	●●	○
24	Drezdenko	○	●	●●	●
25	Eisenhüttenstadt	●●	●	●●●	●
26	Erkner	○	●	●	○
27	Falkenberg-Höhe	●●	○	●●	○
28	Forst (Lausitz)	●●●	●●	●●	○
29	Frankfurt (Oder)	●●	●	●●	●
30	Fredersdorf-Vogelsdorf	○	○	●	○
31	Friedland	●●	○	●	○
32	Fürstenwalde/Spree	●●	○	●●●	○
33	Golzow	●●	●	●●	○
34	Gorzów Wielkopolski	●●●	●	●●●	●●
35	Gozdnica	○	○	●	○
36	Górzyca	●●	●	●●	○
37	Grünheide (Mark)	○	●	●	○
38	Guben	○	●●	●●	○
39	Gubin (gmina wiejska)	●	●●	●●	○
40	Gubin (miasto)	○	●●	●●	●

Lp.	Nazwa jednostki	Wiatrowa	Wodna	Fotowoltaiczna	Biogaz, biomasa, odpady
41	Hoppegarten	○	○	●	●
42	Iłowa	●	○	●●	○
43	Jasień	●	●	●●	○
44	Kargowa	●●	●	●	○
45	Kłodawa	●●	○	●●●	○
46	Kolkwitz	●●	○	●●	○
47	Kolsko	●	●	●	○
48	Kostrzyn nad Odrą	●●	●	●●	●
49	Kożuchów	●●	○	●●●	●
50	Krosno Odrzańskie	●●	●●	●●	●
51	Krzeszyce	○	●	●●	○
52	Lebus	●●	●	●●	○
53	Letschin	●●	●	●●●	○
54	Lipinki Łużyckie	●●	●	●●●	○
55	Lubiszyn	●●	○	●●●	○
56	Lubniewice	●●	○	●	○
57	Lubrza	●●	○	●	○
58	Lubsko	●●	●	●●	●
59	Łagów	●	○	●	○
60	Łęknica	○	●	●	○
61	Małomice	●●	●●	●●	○
62	Märkische Schweiz	○	○	●●	○
63	Maszewo	●	●	●	○
64	Międzyrzecz	●●	●	●●	○
65	Müncheberg	n	●	●●	○
66	Neuenhagen bei Berlin	○	○	●●●	○
67	Neuhausen/Spree	●●	●	●●	○
68	Neuzelle	●●	●	●●	○
69	Niegosławice	●	●	●	○
70	Nowa Sól (gmina wiejska)	●	●	●●	●
71	Nowa Sól (miasto)	○	●	●●	●
72	Nowe Miasteczko	●●●	○	●●	○
73	Nowogród Bobrzański	●	●●	●●	●
74	Odervorland	●●●	●	●●●	○
75	Ośno Lubuskie	●●	○	●	○
76	Otyń	●	●	●●	○
77	Peitz	●●●	●●	●●●	○
78	Petershagen/Eggersdorf	○	○	●●	○
79	Przewóz	●	●	●	○
80	Przytoczna	●●	●	●●	○
81	Pszczew	●	●	●	○
82	Rietz-Neuendorf	●●	○	●●	●
83	Rüdersdorf bei Berlin	●●●	○	●●	●
84	Rzepin	●●	○	●●	○
85	Santok	●●●	●	●●	●

Lp.	Nazwa jednostki	Wiatrowa	Wodna	Fotowoltaiczna	Biogaz, biomasa, odpady
86	Scharmützelsee	○	○	●●	○
87	Schenkendöbern	●●	●●	●●	○
88	Schlaubetal	●●	●	●●	○
89	Schöneiche bei Berlin	○	○	●●●	○
90	Seelow	●●	○	●●	○
91	Seelow-Land	●●●	○	●●	●
92	Siedlisko	●●	●	●●	○
93	Skąpe	●●	○	●	○
94	Skwierzyna	○	●	●●	●
95	Sława	●●	●	●●	●
96	Słońsk	●●	●	●	○
97	Słubice	●●	●	●●	●
98	Spreenhagen	○	○	●●	○
99	Spremberg	●●●	○	●●	●●
100	Stare Kurowo	○	●	●	○
101	Storkow (Mark)	○	○	●	○
102	Strausberg	●●	○	●●	○
103	Strzelce Krajeńskie	●●●	○	●●	●
104	Sulechów	●●	●	●●	●
105	Sulęcin	●	○	●●	●
106	Szczaniec	●●●	○	●	○
107	Szlichtyngowa	●●	○	●	○
108	Szprotawa	●●	●●	●●	●
109	Świdnica	●●	○	●●	○
110	Świebodzin	●●●	○	●●	●
111	Tauche	●●	○	●●	○
112	Torzym	●●	○	●●	○
113	Trzciel	●●	●	●	○
114	Trzebiechów	●	●	●	○
115	Trzebiel	○	●●	●	○
116	Tuplice	●●	○	●	○
117	Welzow	●●●	○	●●	○
118	Witnica	●●	●	●●	○
119	Woltersdorf	○	○	●	○
120	Wriezen	●●	○	●●	○
121	Wschowa	●●	○	●●●	●
122	Wymiarki	○	○	●●	○
123	Zabór	●	●	●●	○
124	Zbąszynek	●●	○	●●	○
125	Zielona Góra	●●	●	●●	●●
126	Zwierzyn	○	●	●●	○
127	Żagań (gmina wiejska)	●●●	●●	●●●	○
128	Żagań (miasto)	○	●●	●	●
129	Żary (gmina wiejska)	●●●	●	●●●	●
130	Żary (miasto)	○	○	●●●	●●

Źródło: Opracowanie własne Zespołu Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.

8. KORZYŚCI ZE WSPÓŁPRACY TRANSGRANICZNEJ W KONTEKŚCIE PROWADZENIA WSPÓLNYCH DZIAŁAŃ

Zasadniczym uwarunkowaniem ewentualnych wspólnych projektów jest podział obszaru na dwie osobne krajowe systemy elektroenergetyczne połączone jedynie interkonektorami najwyższych napięć o funkcji wymiany energii pomiędzy oboma systemami. W takich warunkach prawno-organizacyjnych nie należy postrzegać potencjalnych korzyści ze współpracy przez pryzmat hipotetycznych przyłączeń instalacji OZE w jednym państwie do systemu elektroenergetycznego sąsiedniego kraju. Poza pewnym wyzwaniem technicznym, związanym z charakterem rzecznym granicy, tworzy to szereg problemów, jak kwestie własnościowe czy bilansowanie tak wytworzonej energii. Jednakże potencjalne przezwyciężenie problemów prawno-organizacyjnych mogłoby otworzyć możliwości wspólnych działań operatorów sieci elektroenergetycznych w postaci budowy połączeń na poziomie średnich napięć.

Z uwagi na skalę działalności OZE we wschodnich Niemczech zdarzają się okresy nadwyżki produkcyjnej energii z OZE w tym terenie. Można rozważyć funkcjonowanie wspólnej strefy cenowej, która dotyczyłaby transferu nadwyżkowej energii do regionów Polski Zachodniej w tym do lubuskiego (model taki był sygnalizowany jako potencjał pogranicza niemiecko-duńskiego). Barierą dla takiej inicjatywy może być, przy dynamicznie rozwijającym się rynku wytwórczym OZE w Polsce, fakt częstego współwystępowania korzystnych warunków atmosferycznych w Niemczech i Polsce, co skutkuje w Polsce problemami z jej przesyłem do innych części kraju oraz w konsekwencji wstrzymywanie produkcji ze źródeł OZE w Polsce przez krajowy system energetyczny. Temat tej jest polem działań m.in. Polsko-Niemieckiej Platformy Energetycznej.

Duże lokalne znaczenie może mieć rozwój łączonych systemów ciepłowniczych miast. Z uwagi na funkcjonowanie par miast Frankfurt (Oder) – Słubice, Guben-Gubin identyfikuje się potencjał do wspólnego zarządzania potrzebami energetycznymi w wykorzystaniem OZE (projekty Twin Heat i DEPloy). Należy przyglądać się efektom i praktykom wypracowanym w projekcie United Heat, który re/alizowany jest w saksońskim Görlitz i dolnośląskim Zgorzelcu. Uwarunkowania istnienia dwumiast nad Odrą i Nysa Łużycką otwierają także możliwości myślenia o wspólnych projektach związanych z transgranicznymi spółdzielniami energetycznymi lub wspólnego zarządzania siecią elektroenergetyczną.

Jednym z potencjalnych pól współpracy może być kooperacja w zakresie lepszego zagospodarowania surowców odpadowych biomasy oraz osadów ściekowych w lubuskim w oparciu o doświadczenia i technologię wykorzystywaną w Brandenburgii Wschodniej technologii gazyfikacji odpadów. Z uwagi na problematyczne koszty transportu surowców raczej trudno tu wskazywać możliwości zagospodarowania surowców odpadowych z obszaru lubuskiego w instalacjach na terenie Brandenburgii Wschodniej (ewentualne znaczenie lokalne).

Polem do wspólnych działań jest również nauka i edukacja. Jest możliwe tworzenie własnych projektów badawczo-rozwojowych w oparciu o regionalne uczelnie i rozwijanie specyficznych rozwiązań miejscowych. Jednocześnie rozwijać należy kształcenie kard na potrzeby budowy i obsługi rozrastających się instalacji OZE. Rynek OZE tworzy szereg nowych miejsc pracy dla nowych zawodów oraz poszerza możliwości w zawodach już obecnie występujących.

W aspekcie transformacji energetycznej nie identyfikuje się jednak wyraźnych potencjałów o znaczeniu regionalnym, które miałyby szansę zmienić strukturalne oblicze gospodarki energetycznej obu części BB-L OP, które przede wszystkim są elementami krajowych systemów techniczno-gospodarczo-organizacyjnych, które wyznaczają krajowe wyzwania rozwojowe dla obu części BB-L OP.

9. WNIOSKI I REKOMENDACJE

Wnioski

- W obu częściach regionu BB-L V transformacja energetyczna została wdrożona w różny sposób, co wynikało przede wszystkim z odmiennych warunków ramowych na poziomie państwowym w Polsce i Niemczech. W rezultacie transformacja energetyczna w województwie lubuskim i we wschodniej Brandenburgii jest na różnym etapie zaawansowania. W zachodniej części regionu wcześnie rozpoczęto procesy planowania i inwestycji w zakresie nowych odnawialnych źródeł energii. Obecnie ważnym obszarem działań jest modernizacja elektrowni. Ze względu na praktyczny brak starych instalacji wschodnia część regionu może, dzięki dynamicznym zmianom gospodarczym i kapitałowym, od razu czerpać korzyści z najlepszych dostępnych technologii.
- Fotowoltaika jest obecnie najbardziej konkurencyjną kosztowo technologią OZE. Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla farm PV są niższe niż w przypadku lądowej energetyki wiatrowej oraz istotnie niższe niż w przypadku instalacji biogazowych i wykorzystujących biomasę.
- Mimo, iż w niniejszej analizie wskazano bardzo duży teoretyczny potencjał rozwoju energetyki wiatrowej w kraju związkowym Brandenburgia podczas prac planistycznych udało się wyznaczyć na cele rozwoju energetyki wiatrowej, po uwzględnieniu adekwatnych ograniczeń możliwe jest do zagospodarowania, jedynie ok. 2,2% jej powierzchni
- Różnice legislacyjne oraz tempo wdrażania transformacji energetycznej istotnie wpływają na przyjmowane rozwiązania. Brandenburgia Wschodnia charakteryzuje się istotną liczbą wielkoskalowych farm fotowoltaicznych i wiatrowych, wdraża budowę elektrowni wiatrowych na terenach leśnych a także realizuje projekty pływających PV. W województwie lubuskim aktualnie trwa proces realizacji pierwszych farm fotowoltaicznych o dużej skali oraz przygotowywane są duże projekty w zakresie lądowej energetyki wiatrowej na terenach otwartych.
- Rozwój nowych mocy OZE w województwie lubuskim i Brandenburgii Wschodniej koncentruje się przede wszystkim na instalacjach fotowoltaicznych i wiatrowych, które dzięki korzystnym parametrom ekonomicznym i znacznemu potencjałowi rozwoju stanowią fundament transformacji energetycznej obszaru.
- Zasadniczą barierą szybkiej transformacji energetycznej w województwie lubuskim wydają się utrudnione oraz ograniczone możliwości odbioru energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. We Wschodniej Brandenburgii problem ten występuje, lecz w mniejszym natężeniu. Powodem stosunkowo lepszych warunków jest stosunkowo lepiej rozwinięty system przesyłowy południowej części regionu (zagłębie wytwórcze dla energetyki). Dodatkowo część niemiecka posiada znacznie dłuższą historię procesu implementacji mocy wytwórczych OZE, z tego względu sieć odbioru energii również na poziomie lokalnym jest bardziej predysponowana do rozbudowy mocy odnawialnych. Wszelkie ograniczenia mocy przyłączeniowych mogą jednak hamować proces repoweringu.
- Jedną z szans dla sektora OZE są kontrakty PPA z dużymi odbiorcami przemysłowymi lub realizacja projektów w formie przyłącza bezpośredniego, z pominięciem wąskiego gardła jakim są obciążone, publiczne systemy elektroenergetyczne.
- Rozwój sektora OZE charakteryzuje się rosnącą skalą i efektywnością instalacji. W województwie lubuskim obserwowany jest dynamiczny.

- Wzrost liczby i mocy farm fotowoltaicznych oraz przechodzenie do coraz większych turbin wiatrowych o wyższej mocy jednostkowej, natomiast w Brandenburgii Wschodniej istotną rolę odgrywa również modernizacja i repowering istniejących farm wiatrowych, pozwalające znacząco zwiększać moc zainstalowaną bez zajmowania nowych terenów.
- Dominującym źródłem finansowania inwestycji OZE dla obu części BB-L OP są środki komercyjne, obejmujące kapitał własny inwestorów oraz kredyty i pożyczki. Wybrane projekty korzystają również z publicznych instrumentów wsparcia, np. preferencyjnych pożyczek z Funduszu Wsparcia Energetyki finansowanego ze środków KPO.
- Gminy o dużej liczbie instalacji OZE w Brandenburgii Wschodniej oraz w lubuskim notują istotne wpływy budżetowe związane z obecnością OZE na ich terenie. Poziom tych wpływów, mierzony ich udziałem w dochodach gminy, jest bardzo względnie podobny, choć w przypadku niemieckiej części BB-L OP notuje się nieco wyższe udziały wpływów budżetowych z instalacji OZE.
- Gminy po oby stronach granicy w zupełnie odmienny sposób korzystają z faktu funkcjonowania na ich terenie instalacji OZE. W przypadku polskich gmin jest to podatek od nieruchomości (liczony od wartości budowli) w miejscu jej posadowienia – nie ma więc znaczenia jego charakter i oddziaływanie, a uzyskane z tego tytułu środki trafiają do ogólnego budżetu gminy. W przypadku rozwiązań niemieckich, w tym brandenburskich, opłaty mają charakter strefowy, a więc korzystają z nich gminy znajdujące się w strefie oddziaływania. Środki te zależą od charakteru instalacji (wiek, rodzaj) oraz skali produkcji energii (efektywności energetycznej), a uzyskane środki mają celowy charakter związany ze zwiększaniem akceptacji społecznej dla transformacji energetycznej (projekty lokalne), w tym jest możliwość bezpośredniej partycypacji społeczności gminy w działalności instalacji OZE w ich sąsiedztwie.
- Konsekwencją braku powiązania produktywności instalacji OZE ze skalą opłat lokalnych w Polsce jest zagrożenie niechęci wśród samorządów do unowocześniania instalacji i wprowadzania zmian w planach zagospodarowania przestrzennego w postaci repoweringu. Polska gmina nie czerpie korzyści z efektywności instalacji, a jedynie z jej wartości. Nie ma więc żywotnego interesu w podejmowaniu wysiłków na rzecz poprawy efektywności instalacji, a głównie skupia się na zwiększeniu ich liczby.

Rekomendacje

- Samorząd województwa lubuskiego nie ma kompetencji w zakresie polityki podatkowej. Zalecanym działaniem jest więc rekomendowanie i lobbing dla zmian w powszechnym systemie opłat od działalności operatorów instalacji OZE, aby lokalna społeczność posiadała bezpośredni udział w profitach związanych z transformacją energetyczną w swoim otoczeniu (sprawiedliwa transformacja). Zmiany mogłyby dotyczyć kategoryzowania podatku od nieruchomości uzyskiwanego od instalacji OZE w budżecie gmin, co umożliwiłoby z kolei kierunkowanie środków na wydatki związane z transformacją energetyczną w tym na zwiększanie akceptacji społecznej dla rozwoju OZE.
- W związku z funkcjonowaniem obiektywnych barier dla projektów transgranicznych z zakresie OZE (m. in. otoczenie prawno-regulacyjne, rzeczny charakter granicy) nie obserwuje się istotnego potencjału projektów transgranicznych lub ich obserwowalnej przewago nad podobnymi projektami krajowymi. Tym niemniej w specyficznych lokalnych warunkach lub w kontekście funkcjonowania transgranicznych duopoli miejskich wspierać należy transgraniczne projekty związane z transformacją energetyczną zarówno w postaci zdolności wytwórczych OZE, jak i efektywnego zarządzania systemami energetycznymi.

- Z uwagi na zasadnicze różnice w charakterystyce systemów energetycznych lubuskiego i Brandenburgii Wschodniej nie rekomenduje się ujednolicania podejścia do planowania energetycznego i wprowadzania wspólnych standardów przestrzennych i środowiskowych dla lokalizacji OZE.
- Rekomenduje się wydatne zwiększanie, szczególnie w części lubuskiej, potencjału odbioru energii wytwarzanej z OZE oraz magazynowania energii – wspieranie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej.
- Rekomenduje się wypracowanie standardów koordynacji polityki przestrzennej i strategicznej w zakresie OZE. Właściwym kierunkiem wydaje się przeprowadzanie wzajemnych konsultacji i uzgodnień dokumentów planistycznych na szczeblu regionalnym oraz lokalnym przygranicznym. Dobrą praktyką, stosowaną już w niektórych dokumentach planistycznych w Brandenburgii Wschodniej (południowa część), jest opracowywanie dokumentów w postaci dwujęzycznej lub minimum przygotowywanie niespecjalistycznego streszczenia dokumentu strategicznego lub planistycznego w języku sąsiada. Standard taki poprawi także wydatnie skuteczność i transparentność procesów partycypacyjnych oraz ograniczy konflikty na etapie inwestycyjnym.
- Przeprowadzone analizy uwidaczniają relatywnie niskie znaczenie instalacji grupy biomasa-biogaz-odpady dla realizacji dużych mocy wytwórczych OZE. Wprawdzie instalacje takie mają duże znaczenie w problematyce transformacji energetycznej procesów technologicznych oraz wdrażaniu gospodarki o obiegu zamkniętym, ale ich charakterystyka, w tym relatywnie wysokie koszty inwestycyjne, nie dają szans, aby tę grupę instalacji OZE uznawać za strategiczny kierunek, który ma realnie i systemowo dekarbonizować gospodarkę. Instalacje te należy rozpatrywać jedynie w kontekście specyficznych lokalnych uwarunkowaniach konkretnych procesów przemysłowych.

10. SPIS MAP, TABEL I WYKRESÓW

Spis map

MAPA 1. PODZIAŁ ADMINISTRACYJNY BB-L OP 8
MAPA 2. OGÓLNE UŻYTKOWANIE TERENU BB-L OP 9
MAPA 3. UDZIAŁ OZE W WYBRANYCH PAŃSTWACH EUROPEJSKICH W 2024 ROKU 17
MAPA 4. INSTALACJE OZE NA TERENIE BB-L OP 64
MAPA 5. OBSZARY LOKALIZACJI ELEKTROWNI WIATROWYCH WG DOKUMENTÓW PLANISTYCZNYCH W BB-L OP 66
MAPA 6. ROZMIESZCZENIE INSTALACJI OZE W BB-L OP, ELEKTROWNIE WIATROWE WG STANU NA MAJ 2026 R. 69
MAPA 7. ŚREDNIA PRĘDKOŚĆ WIATRU W BB-L OP NA WYSOKOŚCI 100 M 74
MAPA 8. ŚREDNIA PRĘDKOŚĆ WIATRU W BB-L OP NA WYSOKOŚCI 150 M 75
MAPA 9. ROZMIESZCZENIE ELEKTROWNI WODNYCH ORAZ ICH TYPÓW W BB-L OP WG STANU NA MAJ 2026 R. 79
MAPA 10. ROZMIESZCZENIE INSTALACJI PV I ICH MOC ZAINSTALOWANA W BB-L OP WG STANU NA MAJ 2026 R. 84
MAPA 11. ROCZNA ILOŚĆ PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO DOCIERAJĄCA DO POWIERZCHNI GRUNTU (GHI) 88
MAPA 12. ŚREDNI ROCZNY POTENCJAŁ PRODUKCJI ENERGII Z PV W BB-L OP 90
MAPA 13. ROZMIESZCZENIE INSTALACJI PRODUKUJĄCYCH ENERGIĘ Z BIOMASY I PALIW POCHODZENIA BIOLOGICZNEGO W BB-L OP WG STANU NA MAJ 2026 R. 92
MAPA 14. ROZMIESZCZENIE OBIEKTÓW ZWIĄZANYCH ZE SKŁADOWANIEM I PRZETWÓRSTWEM ODPADÓW W BB-L OP WG STANU NA MAJ 2026 R. 96
MAPA 15. LOKALIZACJA OCZYSZCZALNI ŚCIEKÓW W BB-L OP I ICH POTENCJAŁ DLA PRODUKCJI BIOGAZU WG STANU NA MAJ 2026 R. 97
MAPA 16. ELEMENTY SIECI NAJWYŻSZYCH I WYSOKICH NAPIĘĆ NA TERENIE BB-L OP WG STANU NA MAJ 2026 R. 108
MAPA 17. ODLEGŁOŚĆ OD STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH WYSOKICH I NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ WG STANU NA MAJ 2026 R. 110
MAPA 18. OCENA POTENCJAŁU DLA LOKALIZACJI ELEKTROWNI WIATROWYCH W BB-L OP 163
MAPA 19. MAKSYMALNE MOŻLIWOŚCI ROZMIESZCZENIA NOWYCH TURBIN ELEKTROWNI WIATROWYCH W BB-L OP 165
MAPA 20. OCENA POTENCJAŁU DLA LOKALIZACJI ELEKTROWNI WODNYCH W BB-L OP 166
MAPA 21. OCENA POTENCJAŁU DLA LOKALIZACJI ELEKTROWNI SŁONECZNYCH W BB-L OP 168
MAPA 22. OCENA POTENCJAŁU DLA LOKALIZACJI INSTALACJI KOMUNALNYCH W OBSZARZE BIOGAZ / BIOMASA / ODPADY 170

Spis tabel

TABELA 1. UDZIAŁ OZE W 2020 ROKU A GŁÓWNE CELE SEKTOROWE W RAMACH DYREKTYWY RED III 16
TABELA 2. CELE KRAJOWE ZAWARTE W POLSKIM (PROJEKT AKTUALIZACJI) I NIEMIECKIM NECP WYZNACZONE NA 2030 ROK 29

Tabela 3. Cele krajowe zawarte Energiestrategie 2040 dla Brandenburgii 34

Tabela 4. Cele krajowe zawarte w polskim (projekt aktualizacji) i niemieckim NECP wyznaczone na 2030 rok oraz wartości wypracowane w 2024 roku 57

Tabela 5. Zestawienie mocy zainstalowanych pochodzących z instalacji OZE (2025) 58

Tabela 6. Specyfikacja techniczna elektrowni wiatrowych, porównanie 2003–2023 71

Tabela 7. Charakterystyka wybranych rzek pod kątem możliwości lokalizacji instalacji hydroenergetycznych 82

Tabela 8. Parametry techniczne paneli fotowoltaicznych, porównanie 2005–2025 85

Tabela 9. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji elektrowni wiatrowych 98

Tabela 10. Główne obszary wyłączeń dla lokalizacji elektrowni wiatrowych w BB-L OP 100

Tabela 11. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji PV 101

Tabela 12. Główne obszary wyłączeń dla lokalizacji PV w BB-L OP 102

Tabela 13. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji elektrowni wodnych 104

Tabela 14. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji instalacji wykorzystujących biogaz 105

Tabela 15. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji instalacji wykorzystujących biomasę 105

Tabela 16. Identyfikacja głównych uwarunkowań formalnych w zakresie lokalizacji instalacji wykorzystujących odpady 106

Tabela 17. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego: 115

Tabela 18. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego: 116

Tabela 19. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego: 117

Tabela 20. Cechy wpływające na ocenę danej jednostki podziału administracyjnego: 118

Tabela 21. Kluczowe inwestycje w fotowoltaikę w województwie lubuskim 120

Tabela 22. Kluczowe inwestycje w fotowoltaikę w Brandenburgii Wschodniej 125

Tabela 23. Kluczowe inwestycje w energetykę wiatrową w województwie lubuskim 128

Tabela 24. Kluczowe inwestycje w energetykę wiatrową w Brandenburgii Wschodniej 132

Tabela 25. Kluczowe inwestycje w biogaz i biomasę w województwie lubuskim 134

Tabela 26. Kluczowe inwestycje w biogaz, biometan i biomasę w Brandenburgii Wschodniej 136

Tabela 27. Kluczowe inwestycje w hydroenergetykę w województwie lubuskim 138

Tabela 28. Kluczowe inwestycje w hydroenergetykę w Brandenburgii Wschodniej 138

Tabela 29. Przegląd jednostkowych nakładów inwestycyjnych (CAPEX) i kosztów operacyjnych (OPEX) w 2024 roku dla wybranych technologii OZE na podstawie polskich raportów branżowych 140

Tabela 30. Zakres nakładów inwestycyjnych (CAPEX) dla wybranych technologii OZE. Przeliczenia na PLN wykonano przy kursie 1 € = 4,3 zł 143

Tabela 31. Gminy o największym znaczeniu podatku od nieruchomości związanej z działalnością instalacji OZE dla budżetów gminnych w 2025 roku 156

Tabela 32. Znaczenie opłat budżetowych związanych z działalnością instalacji OZE dla budżetów wybranych gmin w Brandenburgii Wschodniej w 2025 roku 160

Tabela 33. Obszary o największych możliwościach rozmieszczenia elektrowni wiatrowych w BB-L OP 164

Tabela 34. Zbiorcza ocena dla lokalizacji OZE w BB-L OP w podziale na technologie 172

Spis wykresów

Wykres 1. Poziomy emisji i cele redukcji gazów cieplarnianych w UE 13

Wykres 2. Końcowe zużycie energii brutto w UE w 2024 roku 15

Wykres 3. OZE w krańcowym zużyciu energii w UE w 2024 roku 16

Wykres 4. Poziom cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw 28

Wykres 5. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w Niemczech w 2024 47

Wykres 6. Struktura mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym w Polsce w 2024 47

Wykres 7. Moc zainstalowana w OZE w Niemczach w latach 2015–2024 oraz dynamika wzrostu względem roku bazowego (2015 = 100%) 48

Wykres 8. Moc zainstalowana w OZE w Polsce w latach 2015–2024 oraz dynamika wzrostu względem roku bazowego (2015 = 100%) 49

Wykres 9. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w latach 2015–2024 50

Wykres 10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w podziale na typ jednostki wytwórczej w 2024 51

Wykres 11. Dynamika zmian produkcji energii elektrycznej brutto w Niemczech w podziale na typ jednostki wytwórczej w latach 2015–2024 52

Wykres 12. Dynamika zmian produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce w podziale na typ jednostki wytwórczej w latach 2015–2024 53

Wykres 13. Zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w latach 2015–2024 54

Wykres 14. Udział OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto w Polsce i Niemczech w latach 2021–2024 54

Wykres 15. Zużycie energii brutto wg sektorów gospodarki w Niemczech w 2024 [%] 55

Wykres 16. Zużycie energii brutto wg sektorów gospodarki w Polsce w 2024 [%] 55

WYKRES 17. ZMIANY ZUŻYCIA ENERGII WG SEKTORÓW GOSPODARKI W POLSCE I NIEMCZECH W LATACH 2015–2024 [%, 2015 = 100%] 56

WYKRES 18. STRUKTURA MOCY ZAINSTALOWANEJ W OZE W BB-L OP W LATACH 2017–2025 60

WYKRES 19.PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE W BB-L OP W LATACH 2015–2024 [TWH] 61

WYKRES 20. WSPÓŁCZYNNIK WYKORZYSTANIA INSTALACJI OZE W BB-L OP W LATACH 2015–2024 62

WYKRES 21. STRUKTURA WIEKOWA INSTALACJI OZE W BB-L OP, ELEKTROWNIE WIATROWE 71

WYKRES 22. PREZENTACJA DOMINUJĄCYCH KIERUNKÓW WIATRU W BB-L OP 72

WYKRES 23. ŚREDNIA GĘSTOŚĆ MOCY WIATRU NA PUŁAPACH 100 M I 150 M AGL W BB-L OP [W/M^2] 76

WYKRES 24. PROFIL PODŁUŻNY WYBRANYCH RZEK OBSZARU BB-L OP 81

WYKRES 25. ŚREDNI MIESIĘCZNY POTENCJAŁ PRODUKCJI ENERGII Z PV W POLSCE I NIEMCZECH 89

WYKRES 26. ILOŚĆ ODPADÓW WYTWORZONYCH W BB-L OP, W TYM UDZIAŁ ODPADÓW ZEBRANYCH SELEKTYWNIE, W LATACH 2015–2024 93

WYKRES 27. ILOŚĆ ODPADÓW BIODEGRADOWALNYCH WYTWARZANYCH NA TERENIE BB-L OP W LATACH 2015–2024 94

WYKRES 28. ZAKRES KOSZTÓW INWESTYCYJNYCH (CAPEX) W 2024 ROKU WG TECHNOLOGII (MLN €/MW) 141

WYKRES 29. LICZBA WYDAWANYCH DWZ NA PROJEKTY PV WŚRÓD ANKIETOWANYCH GMIN WOJEWÓDZTWA LUBUSKIEGO W LATACH 2021–2025 158

WYKRES 30. SUMA MOCY MAKSYMALNYCH W PROJEKTACH PV W WYDAWANYCH DWZ WŚRÓD ANKIETOWANYCH GMIN WOJEWÓDZTWA LUBUSKIEGO W LATACH 2021–2025 158

WYKRES 31. DEKLAROWANE WPŁYWY W ZWIĄZKU Z DZIAŁALNOŚCIĄ INSTALACJI OZE W WYBRANYCH GMINACH BRANDENBURGII WSCHODNIEJ W 2025 ROKU 159

Interreg
Kofinanziert von der Europäischen Union
Współfinansowany przez Unię Europejską
Brandenburg – Polska

Fundusze Europejskie

Lubuskie Warte zachodu

LAND BRANDENBURG
BERLIN

b-tu Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg

FACHGEBIET REGIONALPLANUNG

TOR | ZESPÓŁ DORADCÓW GOSPODARCZYCH

ul. Sielecka 35
00-738 Warszawa
www.zdgtor.pl