

RAPORT 2025

Zastosowanie i rola biomasy w polskim systemie energetycznym

AUTORZY RAPORTU:



CENTRUM
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ



Wydział Prawa i Administracji
Uniwersytetu Warszawskiego



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energją
Polskiej Akademii Nauk

Spis Treści

Autorzy raportu	3
Wykaz skrótów	6
Wykaz aktów prawnych	7
Kluczowe wnioski	9
1 Wstęp	13
2 Bezpieczeństwo energetyczne – ujęcie prawne	16
3 Charakterystyka unijnych celów klimatycznych oraz ich wpływ na transformację energetyczną polskiego systemu elektroenergetycznego w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski	23
4 Stan aktualny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i stojące przed nim wyzwania	35
5 Kogeneracja – regulacje prawne sektora i jej rola w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	55
6 Ujęcie biomasy jako surowca energetycznego w unijnym i krajowym porządku prawnym	61
7 Prawne aspekty wykorzystania biomasy w jednostkach kogeneracyjnych	72
8 Propozycje kierunków zmian prawnych w zakresie wykorzystania biomasy	77
9 Analiza wypracowanych scenariuszy zmian prawnych w zakresie wykorzystania biomasy i jej wpływu na stabilność funkcjonowania KSE	81

Autorzy raportu



dr hab. Filip Elżanowski

Radca prawny związany z Katedrą Prawa i Postępowania Administracyjnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego od 2008 roku. Od maja 2025 r. pełni funkcję pierwszego kierownika Centrum Transformacji Energetycznej WPIA UW.

Ekspert sektora energetycznego i transportowego, specjalizujący się na co dzień w prawie energetycznym, prawie administracyjnym oraz regulacjach sektorowych. Jego zainteresowania naukowe i zawodowe koncentrują się na zagadnieniach transformacji energetycznej, w tym na aspektach prawnych i regulacyjnych związanych z rozwojem infrastruktury energetycznej oraz wdrażaniem polityk zrównoważonego rozwoju. Pełni funkcję: członka Rady Laboratorium Klimatyczno-Energetycznego Centrum Studiów Antymonopolowych i Regulacyjnych (CARS) Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego od 2020 r., Prezesa Zarządu Stowarzyszenia Prawników Prawa Energetycznego od 2021 r., członka Rady Naukowej Dyscypliny Nauki Prawne Uniwersytetu Warszawskiego w kadencji 2025–2028 r. oraz członka Zespołu Doradczego do spraw otoczenia regulacyjnego strategicznej infrastruktury energetycznej.

Autor blisko 75 publikacji naukowych i licznych monografii oraz współautor komentarza do Prawa Energetycznego. Prelegent kluczowych konferencji krajowych i międzynarodowych w zakresie energetyki i infrastruktury.



dr hab. inż. Michał Kopacz

Profesor w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. W latach 2017–2024 zastępca Dyrektora Instytutu ds. Ogólnych. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie na Wydziale Zarządzania oraz studiów podyplomowych „Inżynieria finansowa w zarządzaniu ryzykiem” na Wydziale Matematyki Stosowanej AGH.

Dysponuje 20-letnim doświadczeniem naukowym w obszarze wyceny górniczych projektów inwestycyjnych i oceny ryzyka przy wykorzystaniu metod symulacyjnych, metod statystycznych oraz opcji rzeczowych. Autor 85 publikacji naukowych; 31 spośród nich to publikacje z listy Journal Citation Report (JCR). Autor dwóch i współautor trzech monografii tematycznych oraz pięciu rozdziałów w książkach.

Kierownik i wykonawca w 110 projektach B+R realizowanych dla branży górniczej, energetyki i inżynierii środowiska. Członek Polskiego Stowarzyszenia Wyceny Złóż Kopalin (certyfikat TZK nr 027). Posiada certyfikat projektami Prince2. Członek licznych zespołów projektowych, w roli głównego wykonawcy i wykonawcy w kadrze B+R oraz kadrze kierowniczej.

Autorzy raportu



dr hab. Inż. Piotr Olczak

Ekspert związany z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN od 2018 roku, od grudnia 2023 roku zatrudniony na stanowisku profesora instytutu.

Zajmuje się analizami techniczno-ekonomicznymi dotyczącymi energetyki i inżynierii środowiska oraz specjalizuje się w przygotowaniu i realizacji projektów B+R. Jego zainteresowania naukowe i zawodowe koncentrują się na zagadnieniach zwiększania udziału niskoemisyjnych technologii w miksie energetycznym. Absolwent Politechniki Krakowskiej (studia + doktorat), Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie oraz Uczelni Łazarskiego (studia MBA w Energetyce). Habilitację uzyskał na Politechnice Śląskiej.

Autor 79 publikacji naukowych indeksowanych, z tego w bazie Scopus (indeks H: 22); z czego 76 spośród nich to publikacje z listy Journal Citation Report (JCR).

W 2024 i 2025 znalazł się w prestiżowym gronie najwyżej cytowanych naukowców na świecie (za dany rok według rankingu World's Top 2%).



dr hab. inż. Katarzyna Stala-Szlugaj

Prof. instytutu, kierownik Pracowni Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej (studia magisterskie i doktoranckie, habilitacja). Pracownik z ponad 20 letnim doświadczeniem w obszarze badań rynków surowców mineralnych i energii w kraju i na świecie.

Kierownik i uczestnik ponad 150 prac wykonanych dla potrzeb podmiotów gospodarczych z zakresu górnictwa, energetyki, drobnych odbiorców (prognozy zapotrzebowania na surowce energetyczne i energię w perspektywach krótko- i długoterminowej; opracowywanie ścieżki cenowej surowców energetycznych na rynku krajowym i światowym, analiza relacji cen między podstawowymi surowcami mineralnymi; badania emisyjności paliw).

Autor lub współautor 98 publikacji (w tym: 30 indeksowanych w bazie Scopus, 26 publikacji z listy Journal Citation Report), a także autor trzech samodzielnych monografii oraz współautor trzech monografii tematycznych i siedmiu rozdziałów w monografiach. W latach 2017–2024 pełniła funkcję sekretarza a od 2025 r. redaktora naczelnego czasopisma Polityka Energetyczna – The Energy Policy Journal (ISSN: 1429-6675).

Autorzy raportu



Uniwersyteckie Centrum Transformacji Energetycznej (CTE) WPIA UW

Uniwersyteckie Centrum Transformacji Energetycznej (CTE) WPIA UW zostało powołane w drodze uchwały nr 18 z dnia 14 kwietnia 2025 r. oraz zarządzenia nr 11 Dziekana Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego z dnia 12 maja 2025 r.

CTE WPIA UW ma na celu rozwijanie interdyscyplinarnych projektów naukowych odpowiadających na wyzwania związane z transformacją energetyczną. Działalność Centrum obejmuje również kształcenie naukowców specjalizujących się w problematyce transformacji energetycznej, prowadzenie interdyscyplinarnych prac rozwojowych, rozwijanie współpracy międzynarodowej i międzyuniwersyteckiej z jednostkami działającymi na rzecz transformacji energetycznej oraz pozyskiwanie środków finansowych na badania naukowe w tym obszarze.

Misją CTE WPIA UW jest aktywne wspieranie transformacji energetycznej Polski poprzez odpowiadanie na naukowe potrzeby rynku i przemysłu, rozwijanie współpracy międzywydziałowej i międzyuniwersyteckiej, łączącej nauki humanistyczne, ekonomiczne i techniczne, a także opracowywanie nowych modeli rynku energii z uwzględnieniem wodoru oraz innych wiodących technologii. Centrum dąży do utworzenia jednostki naukowej pełniącej funkcję doradczą w procesie transformacji energetycznej oraz do zapewnienia aktywnego udziału Uniwersytetu Warszawskiego w tym procesie – na wzór najlepszych światowych uczelni.

Powyższe cele i misję CTE WPIA UW realizuje poprzez wiedzę, umiejętności i zaangażowanie 26 ekspertów z dziedziny nauk prawnych i ekonomicznych.



**Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią**
Polskiej Akademii Nauk

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) działa od 40 lat. Przez ten czas IGSMiE PAN systematycznie budował pozycję istotnego podmiotu, kształtującego w wymiarze krajowym i międzynarodowym postęp naukowy i badawczy w obszarze zrównoważonej gospodarki surowcami mineralnymi i energią, obejmując takie dziedziny i dyscypliny naukowe jak: inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka czy nauki o ziemi i środowisku.

Misją Instytutu jest dostarczanie nauce i gospodarce nowoczesnych, ekonomicznych, ekologicznych i społecznie atrakcyjnych rozwiązań służących zrównoważonemu rozwojowi kraju i regionów w obszarze surowcowym i energetycznym. Misja ta jest realizowana pod hasłem: „Surowce i energia dla społeczeństwa” poprzez racjonalnie zaprogramowane i wzajemnie powiązane działania w sferze naukowo-badawczej, organizacyjnej, technicznej i ekonomicznej w obszarach: źródła, technologie, ekonomika, rynek i środowisko.

Interdyscyplinarny charakter działalności Instytutu obejmuje szeroki zakres obszarów badawczych, w tym inżynierię środowiska, górnictwo, energetykę, geologię inżynierską i stosowaną, geofizykę, inżynierię chemiczną i materiałową, biotechnologię środowiskową oraz inżynierię informatyczną w górnictwie i energetyce.

Instytut posiada kategorię naukową „A”, zatrudnia ponad 130 pracowników, w tym blisko 70 na stanowiskach naukowych. Co roku w Instytucie powstaje około 80 prac zleconych, blisko 150 wysoko punktowanych publikacji naukowych oraz realizowanych jest kilkanaście grantów naukowo-badawczych.

Wykaz skrótów

aKPEiK	projekt aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., z lipca 2025 roku
ARA	trzy europejskie porty: Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia
ARE	Agencja Rynku Energii
CBAM	Unijny Mechanizm Dostosowywania Cen na Granicach z uwzględnieniem emisji CO ₂ (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism)
CF	Współczynnik wykorzystania mocy (ang. Capacity Factor)
DSR	Demand Side Response
ENTSOE	Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych
EOG	Europejski Obszar Gospodarczy
ESP	Elektrownie Szczytowo-Pompowe
ETS	Europejski System Handlu Emisjami (ang. European Union Emissions Trading System)
Gdd	Godziny doliny dziennej
GHG	Gazy Cieplarniane (ang. Greenhouse Gases)
Gsw	Godziny szczytu wieczornego
KPEiK	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LCOE	zaktualizowany koszt wytworzenia uwzględniający, nakłady, koszty operacyjne, produkcję, zdyskontowane na okres początkowy analizy
LULUCF	Sektor LULUCF (ang. land use, land use change and forestry) związany jest z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem
MEW	Morska Energetyka Wiatrowa
NDC	Krajowe wkłady ustalone na szczeblu krajowym (ang. Nationally Determined Contributions)
NECP	Krajowy plan energetyczno-klimatyczny (ang. National Energy and Climate Plan)
NERC	Krajowa Rada Regulacji Energetyki
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP 2040	Polityka Energetyczna Polski ogłoszona obwieszczeniem Ministra Klimatu i Środowiska z 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P.2021.264 z dnia 2021.03.10)
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PV	fotowoltaika
RBCN	Rotterdam Biomass Commodities Network
TFUE	Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej
TGE	Towarowa Giełda Energii
UE	Unia Europejska
UNFCCC	Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu
WAM	Scenariusz w ramach KPEiK; skrót określający scenariusz obliczeniowy dotyczący zmniejszenia udziału biomasy
WB	Węgiel brunatny
WEM	Scenariusz w ramach KPEiK; skrót określający scenariusz obliczeniowy dotyczący zwiększenia udziału biomasy
WK	Węgiel kamienny
WSP_B	Współspalanie biomasy
Wyt	Wytwarzanie

Wykaz aktów prawnych

AFIR	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE (Dz.U. L 234 z 22.9.2023, pp. 1–47)
dyrektywa 2003/55/WE	Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE (Dz.U. L 176 z 15.7.2003)
dyrektywa 2003/87/WE (EU ETS).	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/W (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, pp. 32–46)
dyrektywa 2009/72/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009)
dyrektywa 2009/73/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009)
dyrektywa 2012/27/UE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, pp. 1–56)
dyrektywa 2012/27/UE lub dyrektywa efektywnościowa 2012	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE Tekst mający znaczenie dla EOG (Dz.U. L 315 z 14.11.2012)
dyrektywa odpadowa	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy (Dz.U. L 312 z 22.11.2008)
dyrektywa RED I	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)
dyrektywa RED II	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, pp. 82–209)
dyrektywa RED III	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł
dyrektywa 2004/8	Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz.U. L 52 z 21.2.2004)
dyrektywa 2018/410	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (Dz. Urz. UE L 76 z 19.3.2018, pp. 3–27)
dyrektywa 2003/87/WE	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. L 275 z 25.10.2003)
dyrektywa 2003/54/WE	Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz.U. L 176 z 15.7.2003)
EEDII	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz.U. L 231 z 20.9.2023, pp. 1–111)
rozporządzenia (UE) 2019/941	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, pp. 1–21)

rozporządzenie (UE) 2018/1999	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, pp. 1–77)
rozporządzenie (UE) 2021/1119, Europejskie Prawo Klimatyczne	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) (Dz. Urz. UE L 243 z 9.7.2021, pp. 1–17)
rozporządzenie (UE) 2023/956	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO ₂ (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, pp. 52–104)
rozporządzenie ws. obowiązków dotyczących świadectw pochodzenia i zakupu energii z OZE	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18.10.2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U. z 2012 r. poz. 1229 ze zm.)
rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego (Dz.U. 2025 poz. 746)
TFUE	Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (ogłoszony w Polsce Dz.U.2004.90.864/2 z dnia 2004.04.30)
Traktat Amsterdamski	Traktat z Amsterdamu mieniający Traktat o Unii Europejskiej, traktaty ustanawiające Wspólnoty Europejskie i niektóre związane z nimi akty (ogłoszony w Polsce w Dz.U.2004.90.864/31 z dnia 2004.04.30)
Traktat Nicejski	Traktat z Nicei zmieniający Traktat o Unii Europejskiej, traktaty ustanawiające Wspólnoty Europejskie i niektóre związane z nimi akty (ogłoszony w Polsce w Dz.U.2004.90.864/32 z dnia 2004.04.30)
Traktat z Lizbony lub Traktat Lizboński	Traktat z Lizbony zmieniający Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską (ogłoszony w Polsce w Dz.U.2009.203.1569 z dnia 2009.12.02)
Traktat z Maastricht	Traktat o Unii Europejskiej (ogłoszony w Polsce w Dz.U.2004.90.864/30 z dnia 2004.04.30)
ustawa – Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo Energetyczne (Dz.U.2024.266 t.j. z dnia 2024.02.28)
ustawa o OZE	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2024 r. poz. 1361)
ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych	Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. 2006 Nr 169, poz. 1199)
ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2025 r. poz. 602)
ustawa o efektywności energetycznej	Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2025 r. poz. 711)

Kluczowe wnioski:

ASPEKTY PRAWNE

1) Kogeneracja i biomasa jako priorytetowe kierunki dla efektywności i niskoemisyjności

Polski ustawodawca definiuje i aktywnie wspiera kogenerację jako technologię poprawiającą efektywność energetyczną i ograniczającą emisję, zapewniając jednocześnie wsparcie dla biomasy jako lokalnego paliwa odnawialnego.

- Zarówno projekt KPEiK, jak i PEP 2040, zgodnie wskazują na kogenerację jako priorytetową technologię zwiększającą efektywność i redukującą emisyjność, oraz biomasę jako ważne odnawialne źródło paliwowe, kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w sektorze ciepłownictwa.
- Ustawa – Prawo energetyczne definiuje i aktywnie wspiera kogenerację jako kluczową technologię podnoszącą efektywność energetyczną i ograniczającą emisję. Uprzywilejowanie tej technologii wynika z jej walorów ekologicznych i efektywnościowych. Przekłada się to na konkretne mechanizmy wsparcia: możliwość przyznania premii kogeneracyjnej, kwalifikację systemu wykorzystującego ciepło z kogeneracji jako efektywnego energetycznie czy włączenie kogeneracji w obowiązki planistyczne gmin. Wsparcie legislacyjne dla kogeneracji realizowane jest poprzez mechanizmy rynkowe i regulacyjne mające na celu zapewnienie jej stabilnego rozwoju. Wytwórcom energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji zapewniony jest także priorytet w świadczeniu usług przesyłania i dystrybucji oraz obowiązek jej odbioru przez operatorów systemów, co stanowi implementację prawa UE.

2) Biomasa w systemie OZE i kryteria zrównoważonego rozwoju

Zastosowanie biomasy w energetyce wymaga spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju.

- Ustawa o OZE umożliwia klasyfikację jednostki kogeneracyjnej wytwarzającej energię z biomasy jako instalacji OZE. Jednocześnie w celu uwzględnienia energii elektrycznej wytworzonej z biomasy w udziale energii ze źródeł odnawialnych ustawodawca ustanowił ścisłe wymogi związane zarówno ze stosowaną w instalacji technologią, jak i pochodzeniem oraz jakością surowca. Należy do nich wymóg stosowania technologii wysokosprawnej kogeneracji, jak również wymóg spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.
- Kryteria zrównoważonego rozwoju mają na celu wykluczenie możliwości wykorzystywania biomasy pochodzącej z obszarów cennych przyrodniczo, co odzwierciedla intencję ustawodawcy, jaką jest promowanie kaskadowego i zrównoważonego wykorzystania biomasy. Ich spełnienie ma również kluczowe znaczenie dla wyłączenia instalacji (gdzie biomasa generuje ponad 95% średnich emisji gazów cieplarnianych) z systemu handlu emisjami EU ETS, co dodatkowo wspiera racjonalne i efektywne wykorzystanie tego źródła energii.

Wytwórcom energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji zapewniony jest:

priorytet w świadczeniu usług przesyłania i dystrybucji

oraz

obowiązek jej odbioru przez operatorów systemów

3) Systemy wsparcia dla biomasy – promowanie efektywności zasobowej

Przewidziane w obowiązujących aktach prawnych systemy wsparcia energii z OZE promują wykorzystanie biomasy w celach przemysłowych, a nie energetycznych, zgodnie z zasadą maksymalizacji wartości dodanej.

- W polskim porządku prawnym uregulowane zostały systemy wsparcia (system świadectw pochodzenia, system aukcyjny, system oparty na stałej cenie zakupu), których celem jest promowanie rozwiązań opartych na hierarchizacji sposobów zagospodarowania biomasy. Szczególny nacisk kładzie się przy tym na preferencję wykorzystania przemysłowego nad energetycznym, zgodnie z zasadą maksymalizacji wartości dodanej oraz efektywności zasobowej.

4) Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy w polskim porządku prawnym

- Wydanie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego stanowiło intencjonalne domknięcie procesu wdrażania zasady kaskadowego wykorzystania biomasy w polskim porządku prawnym. Potwierdzają to zarówno cele i funkcje aktu wykonawczego, wskazane w uzasadnieniu rozporządzenia, jak i jego merytoryczna treść, określająca sposób kwalifikacji surowca drzewnego jako drewno energetyczne.



Postuluje się, aby w ramach zapowiadanej aktualizacji KPEiK uwzględnione zostały ostatnie zmiany dokonane w polskim porządku prawnym polegające na wejściu w życie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego, które stanowiło domknięcie wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.

5) Rola biomasy w stabilizacji bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Jako źródło sterowalne i dyspozycyjne biomasa ogranicza ryzyko niestabilności związanej z generacją z OZE, szczególnie w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

- Krajowy System Elektroenergetyczny stoi obecnie przed szeregiem wyzwań związanych z transformacją energetyczną, w tym ze starzejącą się infrastrukturą wytwórczą i przesyłową. Jednym z kluczowych zadań jest dostosowanie do zmieniających się regulacji prawnych ingerujących m.in. w sposób i zakres wykorzystania biomasy, kolejnym – zwiększenie udziału OZE w krajowym miksie energetycznym, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa pracy systemu.
- W niniejszym raporcie szczególną uwagę poświęcono roli źródeł wytwórczych zasilanych biomasą. Przeprowadzono analizę techniczno-ekonomiczną dla różnych scenariuszy udziału biomasy w KSE, obejmującą zarówno warianty zwiększenia, jak i zmniejszenia jej udziału w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce. Wyniki odniesiono do obecnego stanu systemu (scenariusz bazowy) oraz do hipotetycznego wariantu całkowitego ograniczenia udziału biomasy, na tle którego – w ujęciu różnicowym przedstawiono potencjał biznesowy biomasy w wytwarzaniu energii. Scenariusz wzrostu udziału biomasy odpowiada strukturze miksu energetycznego wg wariantu WEM przedstawionej w projekcie aktualizacji KPEiK, natomiast scenariusz redukcji udziału biomasy – mikrowi energetycznemu wg wariantu WAM.
- Analiza wyników symulacji wykazała, że udział biomasy w miksie energetycznym ma istotny wpływ na poziom produkcji, koszty i stabilność systemu. Biomasa w scenariuszu bazowym odpowiada za około 6 TWh produkcji energii elektrycznej rocznie, co przekłada się na wzrost przychodów o około 3 mld zł w porównaniu z wariantem bez biomasy oraz korzystniejszą relację kosztów wytwarzania – także przy uwzględnieniu importu i eksportu energii. Jako źródło sterowalne i dyspozycyjne, biomasa ogranicza ryzyko niestabilności związanej z generacją z turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych, szczególnie w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

6) Ekonomiczne efekty zwiększenia udziału biomasy

Analiza potwierdza korzystniejszą relację kosztów wytwarzania i wyższy potencjał ekonomiczny systemu z biomasą.

- Porównanie scenariuszy rozwojowych wskazuje, że wariant wzrostu udziału biomasy (WEM), zakładający wzrostu udziału wytwarzania energii elektrycznej na bazie biomasy o blisko 20% względem stanu obecnego, jest najbardziej odpowiedni w kontekście tzw. trójkąta energetycznego – bezpieczeństwa dostaw, kosztów wytwarzania i aspektów środowiskowych. Scenariusz zwiększenia udziału biomasy (WEM) zapewnia komplementarność z instalacjami fotowoltaicznymi i wiatrowymi, umożliwiając wytwarzaniu energii elektrycznej z biomasy pełnienie funkcji źródła systemowego, stabilizującego pracę KSE.

- Wyniki symulacji Monte Carlo potwierdzają, że scenariusz zwiększenia udziału biomasy generuje średnio o około 3 mld zł wyższe przychody i o 1–1,5 mld zł lepszy wynik finansowy w porównaniu ze scenariuszem zmniejszenia udziału biomasy, mimo lekko wyższych kosztów operacyjnych. Bilans energii z uwzględnieniem wymiany transgranicznej wskazuje na większy potencjał ekonomiczny oraz wyższą odporność systemu w warunkach zmienności cen energii w tym scenariuszu. **Analiza kosztów jednostkowych wykazała, że wytwarzanie energii z biomasy jest średnio tańsze o 20–25 zł/MWh w porównaniu z innymi technologiami (po uwzględnieniu kosztów bilansowania), co potwierdza konkurencyjność biomasy w krajowych warunkach rynkowych.**

3 mld zł

WZROST PRZYCHODÓW

1–1,5 mld

LEPSZY WYNIK FINANSOWY

w porównaniu ze scenariuszem zmniejszenia udziału biomasy



7) Dojrzałość technologiczna sektora biomasy w Polsce

W Polsce działa kilkadziesiąt jednostek wytwórczych zasilanych biomasą, które wspierają rozwój energetyki rozproszonej i lokalne bezpieczeństwo dostaw.

- Na tle innych technologii biomasa wyróżnia się wysokim poziomem dojrzałości technicznej. W Polsce działa obecnie kilkadziesiąt jednostek wytwórczych zasilanych biomasą, co potwierdza zdobyte doświadczenie eksploatacyjne wyrażające się m.in. w niższym ryzyku technologicznym. Ponadto, jednostki te, często o średniej mocy, wspierają rozwój energetyki rozproszonej, zwiększając odporność KSE na zakłócenia pracy, wzmacniając także lokalne bezpieczeństwo energetyczne.

8) Biomasa jako element równowagi między celami środowiskowymi, ekonomicznymi i bezpieczeństwa

Scenariusz zwiększenia wykorzystania biomasy wspiera niskoemisyjną transformację energetyczną, jednocześnie zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski.

- Podsumowując, biomasa stanowi kluczowy element stabilizujący Krajowy System Elektroenergetyczny, zapewniający równowagę pomiędzy celami środowiskowymi, ekonomicznymi i bezpieczeństwa dostaw. **W świetle przeprowadzonych analiz, scenariusz zwiększenia udziału biomasy (bazujący na WEM) należy uznać za uzasadniony kierunek rozwoju krajowego miksu energetycznego, wspierający transformację w kierunku niskoemisyjnym przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Za kluczowe ryzyko dla tego scenariusza należy uznać jednak dostępność odpowiedniej jakości biomasy, co może stanowić istotne wyzwanie dla sektora w przyszłości.**

ROZDZIAŁ 1

Wstęp



ROZDZIAŁ 1

Wstęp

Transformacja sektora energetycznego, poprzez wymogi w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy efektywności energetycznej, wymusza coraz większy udział w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) energii z pogodozależnych odnawialnych źródeł energii. W konsekwencji tworzy nowe wyzwania związane z bilansowaniem systemu i z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii jego użytkownikom. W tym kontekście szczególną rolę odgrywa biomasa, która będąc paliwem odnawialnym jest również stabilnym, sterowalnym i dyspozycyjnym źródłem energii, dzięki czemu może wspierać bilansowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, stanowiąc istotny element równoważący rozwój energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej. Jest również paliwem o charakterze lokalnym, dzięki czemu zwiększa odporność KSE na zagrożenia związane np. z przerwaniem łańcuchów dostaw.

1.1. Cel raportu

Celem raportu jest przedstawienie znaczenia biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym w kontekście realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz efektywnego wykorzystania zasobów energetycznych. Raport ma również na celu ilościowe i jakościowe określenie konsekwencji zmian udziału biomasy w miksie energetycznym dla bilansu energii, stabilności pracy KSE oraz kosztów systemowych. W opracowaniu zastosowano podejście scenariuszowe, obejmujące: wariant bazowy (KSE-base), scenariusz całkowitego wycofania biomasy (KSE-0Biomasy) oraz dwa scenariusze oparte na projekcie aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu – scenariusz zwiększenia udziału biomasy (WEM – With Existing Measures) oraz scenariusz spadku udziału biomasy (WAM – With Additional Measures).

1.2. Metodologia

Raport opiera się na analizie aktów prawnych unijnych i krajowych, dokumentów strategicznych, danych statystycznych oraz na wynikach symulacji i modelowania ekonomiczno-technicznego KSE. W części prawnej zastosowano metodę analizy systemowej i porównawczej, natomiast w części techniczno-ekonomicznej metody modelowania scenariuszowego, w tym symulację Monte Carlo oraz analizę wrażliwości parametrów decyzyjnych.

1.3. Struktura raportu

W pierwszej części raportu omówiono prawne i strategiczne aspekty bezpieczeństwa energetycznego Polski w kontekście krajowych i unijnych regulacji. Przedstawiono definicje bezpieczeństwa energetycznego funkcjonujące w aktach prawnych Unii Europejskiej i w polskim porządku prawnym, podkreślając ich wspólne elementy, takie jak pewność dostaw energii, stabilność systemu elektroenergetycznego oraz ekonomiczną dostępność surowców.

Następnie zaprezentowano charakterystykę unijnych celów klimatycznych oraz ich wpływ na proces transformacji energetycznej w Polsce. Omówiono podstawy i ewolucję europejskiej polityki klimatycznej, a także sposób wdrażania jej założeń na poziomie krajowym. Szczególną

uwagę poświęcono relacji między realizacją celów klimatycznych a koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Kolejna część raportu dotyczy wyzwań stojących przed KSE. Przeanalizowano m.in. rosnący udział niesterowalnych odnawialnych źródeł energii – w szczególności instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych – oraz zjawiska duck curve i dunkelflaute. Omówiono współczynniki wykorzystania mocy w różnych technologiach wytwórczych, zwracając uwagę na udział energii pochodzącej z jednostek zasilających KSE oraz na znaczenie współspalania w kogeneracji. Odniesiono się także do doświadczeń niemieckich, gdzie biomasa stanowi istotne i stabilne źródło energii elektrycznej.

W dalszej części opracowania przedstawiono regulacje prawne dotyczące wytwarzania energii w kogeneracji oraz jej znaczenie dla funkcjonowania i bezpieczeństwa KSE. Omówiono definicje ustawowe, kluczowe pojęcia wynikające z ustawy – Prawo energetyczne oraz mechanizmy wsparcia tej technologii. Następnie przeanalizowano przepisy unijne i krajowe odnoszące się do wykorzystania biomasy, ze szczególnym uwzględnieniem zasady jej kaskadowego wykorzystania, a także regulacje prawne dotyczące jej zastosowania w jednostkach kogeneracyjnych.

Następnie wskazano możliwe kierunki zmian legislacyjnych dotyczące roli biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Na podstawie założeń projektu KPEiK zidentyfikowano dwa potencjalne scenariusze rozwoju: jeden zakładający zwiększenie, a drugi ograniczenie udziału biomasy w krajowym miksie energetycznym.

Ostatnia część raportu koncentruje się na analizie wpływu zmian udziału biomasy na bilansowanie KSE oraz na aspektach kosztowych. Celem tych badań jest określenie, w jakim stopniu biomasa, jako jedno z głównych sterowalnych odnawialnych źródeł energii, może wspierać bezpieczeństwo i elastyczność systemu elektroenergetycznego w warunkach postępującej transformacji oraz realizacji unijnych celów klimatycznych. Analiza obejmuje również ocenę technicznych, ekonomicznych i środowiskowych skutków zwiększenia lub ograniczenia jej wykorzystania, a także możliwości kompensowania niestabilności generacji z turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych.

ROZDZIAŁ 2

Bezpieczeństwo energetyczne – ujęcie prawne



ROZDZIAŁ 2

Bezpieczeństwo energetyczne – ujęcie prawne

2.1. Definicje bezpieczeństwa energetycznego w unijnych i krajowych aktach prawnych

Bezpieczeństwo energetyczne stanowi jedno z kluczowych zagadnień współczesnej polityki. Jego zapewnienie staje się priorytetem, nie tylko na szczeblu krajowym, ale również europejskim. Do określenia działań, jakie powinny zostać podjęte, aby je zagwarantować, konieczne jest zdefiniowanie omawianego pojęcia.

W literaturze nie funkcjonuje jednolita definicja bezpieczeństwa energetycznego. Jedną z najczęściej przywoływanych jest definicja przedstawiona przez amerykańskiego analityka gospodarczego D. Yergina. Zgodnie z nią „celem bezpieczeństwa energetycznego jest zapewnienie odpowiedniego i pewnego poziomu dostaw energii po rozsądnych cenach, w sposób który nie zagraża podstawowym wartościom i celom państwowym”.

Analiza porównawcza wskazuje, iż mimo rozbieżności w szczegółowych ujęciach definicje występujące w literaturze przedmiotu posiadają wspólny rdzeń aksjologiczny, koncentrujący się na dwóch kluczowych aspektach: pewności dostaw oraz akceptowalności cen energii¹. Pozostałe elementy, w szczególności takie jak poszanowanie środowiska naturalnego, idea zrównoważonego rozwoju czy dążenie do maksymalizacji niezależności państwa, mają charakter wartości dopełniających i są kształtowane w oparciu o specyficzną hierarchię priorytetów przyjmowaną przez poszczególnych autorów definicji². Jednocześnie w doktrynie podkreśla się, iż integralnym elementem szeroko rozumianego bezpieczeństwa energetycznego jest bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, które w powiązaniu z bezpieczeństwem pracy sieci elektroenergetycznej warunkuje jego istnienie³.

Definicje bezpieczeństwa energetycznego w polskim porządku prawnym

Pojęcie bezpieczeństwa energetycznego w polskim porządku prawnym zostało zdefiniowane w ustawie – Prawo energetyczne jako „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska*”.

Z kolei ustawa – Prawo energetyczne definiuje bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej jako „*zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię*”⁴, a bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej jako „*nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci*”⁵. Dla odtworzenia pełnego znaczenia siatki pojęciowej przyjętej przez polskiego ustawodawcę konieczne jest również uwzględnienie ustawowej definicji pojęcia

¹ M. Czarnecka, T. Ogłódek (red.), *Prawo energetyczne. Efektywność energetyczna. Tom I. Komentarz*, wyd. 2, 2023.

² J. Krzak, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, Biuro Analiz Sejmowych.

³ M. Swora, Z. Muras, *Prawo energetyczne. Komentarz. Tom I – Komentarz do art. 1-11s*, Warszawa 2016.

⁴ Art. 3 pkt 16a ustawy – Prawo energetyczne.

⁵ Art. 3 pkt 16b ustawy – Prawo energetyczne.

zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z definicją legalną jest to „*stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię*”⁶.

Definicje bezpieczeństwa energetycznego w prawie europejskim

Na gruncie prawa unijnego pierwszym aktem prawa pierwotnego, w którym w ograniczonym zakresie znalazły się odniesienia do kwestii bezpieczeństwa energetycznego, był Traktat z Maastricht. Na jego gruncie włączono energetykę do listy działań, które Wspólnota powinna podejmować w celu realizacji swoich zadań. Z kolei art. 129b Traktatu z Maastricht stanowił, że: „*Wspólnota będzie uczestniczyć w ustanowieniu i rozwoju sieci transeuropejskich w obszarach transportu, telekomunikacji i infrastruktury energetycznej*”. Możliwość decydowania o przebiegu i współfinansowaniu przez UE projektów transeuropejskich sieci energetycznych była ważnym krokiem w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, ale jednocześnie stanowiła tylko wycinek kompleksowej polityki⁷. W kolejnych traktatach – Traktacie Amsterdamskim oraz Traktacie Nicejskim – nie zdecydowano się na dalsze działania zwiększające możliwości budowania wspólnej polityki energetycznej.

Kolejnym istotnym etapem w rozwoju unijnego reżimu prawnego w zakresie bezpieczeństwa energetycznego było przyjęcie Traktatu z Lizbony. W jego art. 2c ust. 2 lit. i przesądzono, że energia została zaliczona do dziedzin kompetencji dzielonych pomiędzy Unię Europejską a państwa członkowskie. Jednocześnie na mocy Traktatu lizbońskiego wprowadzono do TFUE odrębny tytuł „Energetyka”, w którym ustanowiono główne cele wspólnej polityki energetycznej UE oraz który stał się podstawą traktatową do przyjmowania przepisów prawa wtórnego (dyrektywy, rozporządzenia, itd.).

W doktrynie podkreśla się, że dodany Traktatem z Lizbony art. 176a TFUE (obecnie art. 194 TFUE) w znacznej mierze odpowiada treściowo pojęciu bezpieczeństwa energetycznego⁸. Przepis ten obejmuje bowiem zarówno kwestie funkcjonowania zliberalizowanego rynku wewnętrznego, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, ochrony środowiska i rozwoju odnawialnych źródeł energii, jak i rozbudowy transgranicznej infrastruktury energetycznej.

Na mocy Traktatu Lizbońskiego rozszerzono brzmienie ówczesnego art. 100 TFU o postanowienie umożliwiające podejmowanie wspólnych działań na rzecz bezpieczeństwa energetycznego: „*Bez uszczerbku dla innych procedur przewidzianych w Traktatach, Rada, na wniosek Komisji, może postanowić, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi, o środkach stosownych do sytuacji gospodarczej, w szczególności w przypadku wystąpienia poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, zwłaszcza w obszarze energii*.” Dodane postanowienie stanowi podstawę do podejmowania odpowiednich środków w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego któregośkolwiek z państwa członkowskich.

Jednocześnie Traktat Lizboński zagwarantował krajom członkowskim zachowanie niezależności w zakresie kształtowania własnego miksu energetycznego. Zgodnie z ust. 2 przytaczanego już art. 176a TFUE (obecnie art. 194 TFUE) środki przyjmowane do osiągnięcia celów z zakresu energetyki określonych w ust. 1 omawianego przepisu, nie mogą naruszać praw państw członkowskich do określania warunków wykorzystania ich zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury ich zaopatrzenia w energię. Niezależność w ustalaniu bilansu energetycznego przez państwa członkowskie znajduje odzwierciedlenie w obowiązującym TFUE.

⁶ Art. 3 pkt 16c ustawy – Prawo energetyczne.

⁷ J. Krzak, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, Biuro Analiz Sejmowych.

⁸ J. Krzak, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, Biuro Analiz Sejmowych.

Zgodnie z art. 192 ust. 2 lit. c państwa członkowskie zachowują prawo blokowania środków prawnych (zasada jednomyślności w głosowaniu), które mogłyby wpłynąć znacząco na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię. Oznacza to, że każde państwo członkowskie może swobodnie kształtować swój bilans energetyczny, preferując określone nośniki energii, formy oraz kierunki zaopatrzenia, itd.

Drugą kluczową płaszczyzną w zakresie prawa unijnego jest tzw. prawo wtórne. Do katalogu aktów prawnych zaliczanych do tej kategorii należą między innymi dyrektywy oraz rozporządzenia.

W prawie wtórnym Unii Europejskiej nie została sformułowana jednoznaczna definicja pojęcia bezpieczeństwa energetycznego. Pomimo to pojęcie to wielokrotnie pojawia się w preambułach aktów prawnych. W tym kontekście pełni ono rolę kluczowego odniesienia. Akcentuje znaczenie stabilnych i nieprzerwanych dostaw energii, dywersyfikacji źródeł oraz sprawnego funkcjonowania rynku wewnętrznego. Pomimo braku formalnej definicji, bezpieczeństwo energetyczne jest traktowane jako istotny cel unijnej polityki energetycznej.

Prawodawca unijny zdefiniował jednak pojęcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z art. 2 rozporządzenia (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oznacza „*zdolność systemu elektroenergetycznego do zagwarantowania dostawy energii elektrycznej do odbiorców na jasno określonym poziomie wydajności ustalonym przez dane państwa członkowskie*”.

Unia energetyczna

Kluczowym elementem polityki Unii Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego jest unia energetyczna.

Stanowi ona projekt polityczny i gospodarczy Unii Europejskiej, którego zasadniczym celem jest zapewnienie państwom członkowskim stabilnych, bezpiecznych, konkurencyjnych oraz dostępnych cenowo źródeł energii. Koncepcja ta pojawiła się w 2014 r., w kontekście kryzysu ukraińskiego i związanego z nim wzrostu ryzyka uzależnienia państw Unii od dostaw surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Formalne ramy idei zostały przedstawione w lutym 2015 r. w dokumencie Komisji Europejskiej zatytułowanym „Strategia ramowa dotycząca stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce klimatycznej”⁹. Nie wydano w tym celu odrębnego traktatu międzynarodowego, lecz inicjatywę osadzono na istniejącej podstawie prawnej, którą tworzą przepisy TFUE, w szczególności odnoszące się do funkcjonowania rynku wewnętrznego energii oraz ochrony środowiska.

Unia energetyczna opiera się na pięciu głównych obszarach działania, stanowiących jej filary. Pierwszym z nich jest bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie, rozumiane jako dywersyfikacja źródeł i tras dostaw energii. Po drugie, dąży się do budowy w pełni zintegrowanego rynku energii w ramach Unii Europejskiej poprzez eliminację barier wewnętrznych oraz rozwój połączeń transgranicznych. Po trzecie, istotnym elementem jest efektywność energetyczna traktowana jako priorytetowa metoda oszczędzania zasobów i redukcji kosztów. Po czwarte, unia energetyczna zakłada dekarbonizację gospodarki, czyli rozwój odnawialnych źródeł energii oraz ograniczanie emisji gazów cieplarnianych. Piąty filar obejmuje wspieranie badań naukowych, innowacji oraz wzmocnienie konkurencyjności sektora energetycznego.

Projekt ten jest rozwijany nie tylko w ramach Unii Europejskiej, ale również w ścisłej współpracy z państwami EOG oraz państwami uczestniczącymi w Wspólnocie Energetycznej.

⁹ Komisja Europejska, *Strategia ramowa dotycząca odpornej unii energetycznej z przyszłościową polityką w zakresie zmian klimatu*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN> (dostęp: 20.10.2025).

Strategia unii energetycznej opiera się na pięciu wzajemnie się wzmacniających i ściśle powiązanych obszarach, mających na celu doprowadzenie do większego bezpieczeństwa energetycznego, stabilności i konkurencyjności:



bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie;



w pełni zintegrowany europejski rynek energii;



efektywność energetyczna przyczyniająca się do ograniczenia popytu;



dekarbonizacja gospodarki;



badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

2.2. Analiza krajowych dokumentów strategicznych wyznaczających kierunki zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski

PEP 2040

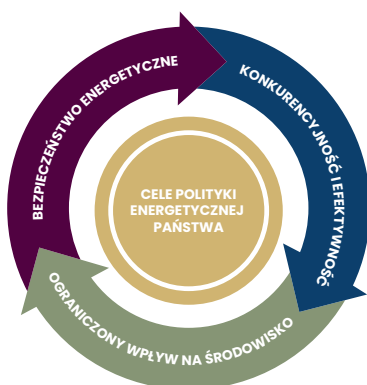
Polityka energetyczna państwa stanowi strategiczny dokument określający kierunki rozwoju sektora energetycznego. Zgodnie z art. 13 ustawy – Prawo energetyczne jej celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrona środowiska, w tym klimatu. Polityka energetyczna państwa jest przyjmowana przez Radę Ministrów w drodze uchwały co pięć lat¹⁰. Obecnie obowiązującą polityką energetyczną jest przyjęta uchwałą Rady Ministrów z 2 lutego 2021 r. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r¹¹.

PEP 2040 wyróżnia trzy filary: sprawiedliwą transformację, zeroemisyjny system energetyczny oraz dobrą jakość powietrza. Stanowią one podstawę ośmiu celów szczegółowych, w ramach których określono działania i projekty strategiczne niezbędne do ich realizacji.

Każdy z celów szczegółowych, a wraz z nimi wszystkie działania i projekty strategiczne, został osadzony w trzech kluczowych elementach polityki energetycznej: zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, wzroście konkurencyjności i poprawie efektywności energetycznej gospodarki oraz ograniczeniu negatywnego wpływu sektora energetycznego na środowisko. Zgodnie z PEP 2040 każdy ze wskazanych celów przyczynia się realizacji trzech elementów polityki energetycznej państwa, w tym bezpieczeństwa energetycznego, i służy transformacji energetycznej Polski. Realizacja celów i działań wskazanych w PEP 2040 ma na celu przeprowadzenie niskoemisyjnej transformacji energetycznej przy aktywnej roli odbiorcy końcowego i zaangażowaniu krajowego przemysłu, dając impuls gospodarce, przy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, w sposób innowacyjny, akceptowalny społecznie i z poszanowaniem środowiska oraz klimatu.

¹⁰ Art. 15a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

¹¹ Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie *Polityki energetycznej państwa do 2040 r.*, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20210000264> (dostęp: 24.10.2025).



Celem polityki energetycznej państwa jest **bezpieczeństwo energetyczne**, przy zapewnieniu **konkurencyjności gospodarki**, efektywności energetycznej i **zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko**, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych.

PEP 2040 definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako: „aktualne i przyszłe zaspokojenie potrzeb odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Oznacza to obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii, czyli pełnego łańcucha energetycznego.”

Definicja ta odpowiada zakresowo definicji zawartej w ustawie – Prawo energetyczne oraz wprost wskazuje na powiązanie z pojęciem bezpieczeństwa dostaw.

KPEiK

W KPEiK przedstawiono dwa ujęcia definicji pojęcia bezpieczeństwa energetycznego: prawne oraz praktyczne. W ujęciu prawnym definicja bezpieczeństwa energetycznego odpowiada definicji zawartej w ustawie – Prawo energetyczne. Bezpieczeństwo energetyczne jest więc rozumiane jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Zgodnie z KPEiK „w ujęciu praktycznym od strony łańcucha dostaw – bezpieczeństwo energetyczne to pewność pokrycia zapotrzebowania na surowce energetyczne (zasobami krajowymi lub importowanymi) dla gospodarki; pewność transportu i dystrybucji tych surowców oraz paliw; następnie pewność produkcji energii elektrycznej i ciepła, a także ich przesył i dystrybucja do odbiorców końcowych.”.

Struktura KPEiK została oparta o filary unii energetycznej. Na ich podstawie wyróżniono pięć złożań i celów KPEiK, do których należą:

- | | | |
|---|---|--|
| <p>1)</p> <p>obniżenie emisyjności;</p> | <p>2)</p> <p>poprawa efektywności energetycznej;</p> | <p>3)</p> <p>bezpieczeństwo energetyczne;</p> |
| <p>4)</p> <p>wewnętrzny rynek energii oraz społeczny aspekt transformacji;</p> | <p>5)</p> <p>badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.</p> | |

W zakresie każdego z założeń wyszczególniono obszary tematyczne, w ramach których zgrupowano poszczególne cele w ujęciu tematycznym. Do każdego z celów została sporządzona polityka w zakresie ich osiągnięcia oraz wskazano kluczowe działania, które mają umożliwić realizację tych celów.

W zakresie założenia nr 3, czyli bezpieczeństwa energetycznego, wyróżniono 8 obszarów, do których należy:

1) zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego;

2) pokrycie zapotrzebowania na węgiel;

3) pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny;

4) pokrycie zapotrzebowania na odnawialne paliwa gazowe – biometan oraz wodór;

5) pokrycie zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa ciekłe;

6) pokrycie zapotrzebowania na biomasę;

7) perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na paliwo jądrowe;

8) pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.

ROZDZIAŁ 3

Charakterystyka unijnych celów klimatycznych oraz ich wpływ na transformację energetyczną polskiego systemu elektroenergetycznego w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski



ROZDZIAŁ 3

Charakterystyka unijnych celów klimatycznych oraz ich wpływ na transformację energetyczną polskiego systemu elektroenergetycznego w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski

3.1. Aktualne cele i założenia unijnej polityki klimatycznej

Podstawy współczesnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej sięgają Protokołu z Kioto z 11 grudnia 1997 r., przyjętego na mocy Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu. Dokument ten stanowił pierwszy prawnie wiążący instrument międzynarodowy nakładający na państwa rozwinięte obowiązek redukcji emisji gazów cieplarnianych. Wspólnota Europejska, działając wspólnie z państwami członkowskimi, zobowiązała się do ograniczenia emisji o 8% względem poziomu z 1990 r.

W celu wykonania zobowiązań wynikających z Protokołu z Kioto Unia Europejska rozpoczęła budowę własnych mechanizmów prawnych i instytucjonalnych. Kluczowym elementem tych działań była dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS). Dyrektywa ta wprowadziła pierwszy w świecie ponadnarodowy rynek emisji CO₂, który rozpoczął funkcjonowanie 1 stycznia 2005 r. i stał się podstawowym instrumentem unijnej polityki klimatycznej.

Na szczycie Rady Europejskiej w 2007 r. przyjęto tzw. strategię 3×20, zakładającą do roku 2020 redukcję emisji o 20% względem roku 1990, osiągnięcie 20% udziału energii OZE w końcowym zużyciu energii oraz poprawę efektywności energetycznej o 20%.

W kolejnych latach Unia stopniowo rozbudowywała swoje ramy regulacyjne. Przyjęta w 2012 r. dyrektywa 2012/27/UE ustanowiła wspólne ramy polityki efektywności energetycznej, a w 2014 r. Rada Europejska zatwierdziła nowe ramy polityki klimatyczno-energetycznej na 2030 r., przewidujące redukcję emisji o co najmniej 40% oraz wzrost udziału OZE do 27%¹.

Rok 2015 stanowił punkt zwrotny w wymiarze globalnym. Podczas Konferencji Stron COP21 w Paryżu przyjęto Porozumienie Paryskie, zobowiązujące wszystkie strony do podjęcia działań na rzecz ograniczenia globalnego ocieplenia znacznie poniżej 2°C, a docelowo do 1,5°C względem epoki przedprzemysłowej.

Na mocy Porozumienia Paryskiego strony zobowiązały się do opracowywania, przedkładania i realizacji tzw. krajowych planów redukcji emisji (Nationally Determined Contributions – NDC), które określają cele i działania w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz adaptacji do skutków zmian klimatu. Wkłady te są podstawowym narzędziem realizacji celów porozumienia i stanowią wyraz krajowych ambicji w ramach wspólnego globalnego wysiłku. Strony zobowiązane są do aktualizowania swoich planów co pięć lat, przy czym każdy kolejny wkład powinien charakteryzować się wyższym poziomem ambicji niż poprzedni.

¹ Rada Unii Europejskiej, *Ramy polityki UE w zakresie klimatu i energii do 2030 r.*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/climate-change/2030-climate-and-energy-framework/> (dostęp: 24.10.2025).

Państwa członkowskie UE nie występują jako indywidualne strony Porozumienia Paryskiego, lecz są reprezentowane wspólnie przez Unię Europejską, która wraz ze swoimi członkami działa jako strona porozumienia. Oznacza to, że NDC składany jest wspólnie przez UE i jej państwa członkowskie, odzwierciedlając uzgodnione na poziomie wspólnotowym cele redukcji emisji. Taki model zapewnia spójność europejskiej polityki klimatycznej oraz pozwala na skuteczniejszą koordynację działań i raportowania w ramach unijnego systemu zarządzania energią i klimatem.

Unia Europejska jako jeden z kluczowych uczestników negocjacji ratyfikowała porozumienie decyzją Rady (UE) 2016/1841².

W następnych latach przyjęto kompleksowe pakiety prawne służące implementacji zobowiązań międzynarodowych i osiągnięciu celów unijnych. W 2018 r. ogłoszono pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, w ramach którego przyjęto m.in. dyrektywę RED II dotyczącą promowania stosowania energii z OZE oraz dyrektywę (UE) 2018/410 reformującą system ETS. Uzupełnieniem tych regulacji stało się rozporządzenie (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, które ustanowiło ramy planowania krajowych planów energetyczno-klimatycznych (NECP).

Przełomowym momentem w kształtowaniu unijnej polityki klimatycznej było ogłoszenie przez Komisję Europejską w grudniu 2019 r. Europejskiego Zielonego Ładu – kompleksowej strategii transformacji gospodarczej, mającej uczynić z Unii pierwszą na świecie gospodarkę neutralną klimatycznie do 2050 r.

Realizacją tego zobowiązania stało się rozporządzenie (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r., znane jako Europejskie Prawo Klimatyczne, które nadało wiążący charakter celowi osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. i ustanowiło pośredni cel redukcji emisji netto o co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r.

Zasadnicze postulaty Europejskiego Zielonego Ładu obejmowały:

- osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050;
- wyznaczenie celu redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. o 50–55% w porównaniu z poziomem z 1990 r.
- opracowanie nowej strategii rozwoju gospodarczego;
- stworzenie mechanizmu sprawiedliwej transformacji;
- rozpoczęcie dyskusji nad wprowadzeniem mechanizmu CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) – systemu dostosowywania cen na granicach UE z uwzględnieniem emisji CO₂.

W celu dostosowania prawa wtórnego do nowych ambicji Komisja Europejska w lipcu 2021 r. przedstawiła pakiet legislacyjny Fit for 55, obejmujący kilkanaście aktów prawnych, w tym nowelizację systemu ETS, rozporządzenia w sprawie OZE (RED III), efektywności energetycznej (EED II), norm emisji w transporcie, rozporządzenie o infrastrukturze paliw alternatywnych (AFIR), a także rozporządzenie ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) – rozporządzenie (UE) 2023/956.

W 2022 r. w kontekście kryzysu energetycznego, wynikającego między innymi z agresji Rosji na Ukrainę przyjęto plan REPowerEU, którego celem było przyspieszenie rozwoju OZE oraz uniezależnienie UE od importu paliw kopalnych z Rosji. W latach 2023–2024 weszły w życie dalsze akty prawne wdrażające elementy pakietu Fit for 55, w tym rozszerzenie systemu ETS na sektor morski oraz ustanowienie nowego systemu ETS2 obejmującego budynki i transport drogowy.

² Decyzja Rady (UE) 2016/1841 z dnia 5 października 2016 r. w sprawie zawarcia, w imieniu Unii Europejskiej, porozumienia paryskiego przyjętego na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.

W ostatnich latach nastąpił wyraźny zwrot w europejskiej polityce klimatyczno-gospodarczej. Do agendy unijnej wprowadzono nową wartość – konkurencyjność, przedstawianą jako nieodłączny element transformacji energetycznej i klimatycznej. Zmiana ta była wynikiem rosnącej świadomości, że polityka klimatyczna, choć konieczna z punktu widzenia zobowiązań środowiskowych, musi równocześnie zapewniać zdolność gospodarki europejskiej do utrzymania tempa innowacji, zatrudnienia i wzrostu w warunkach globalnej konkurencji.

Punktem wyjścia dla nowego podejścia stał się raport Mario Draghiego o konkurencyjności Europy, opublikowany 9 września 2024 r., na zlecenie Komisji Europejskiej. Dokument ten stanowił najpoważniejszą od lat diagnozę stanu unijnej gospodarki i wskazał na potrzebę jej gruntownej rewitalizacji w kontekście globalnej rywalizacji technologicznej i przemysłowej. Wnioski raportu podkreślające spadek produktywności i innowacji oraz wysokie koszty energii stały się podstawą aktualizacji unijnej polityki klimatyczno-gospodarczej.

W następstwie tego raportu Komisja Europejska po wyborach w 2024 r. przedstawiła dokument programowy zatytułowany Europe's Choice. Dokument ten wyznaczył nowy paradygmat unijnej polityki klimatycznej, jakim jest odejście od postrzegania transformacji jako obciążenia i przekształcenie jej w instrument wzrostu gospodarczego, konkurencyjności i bezpieczeństwa strategicznego.

Strategia zawarta w Europe's Choice nie znosi dotychczasowych celów klimatycznych, lecz redefiniuje sposób ich realizacji. Zakłada lepsze zintegrowanie transformacji klimatycznej z polityką przemysłową, finansową i handlową, a także wykorzystanie inwestycji w zielone technologie jako narzędzia reindustrializacji kontynentu. W tym kontekście zapowiedziano opracowanie Clean Industrial Deal, który ma stanowić przemysłowy filar Zielonego Ładu i służyć przyspieszeniu modernizacji przemysłu europejskiego poprzez rozwój i oraz wdrożeniu tzw. „czystych” technologii.

W swoich założeniach Clean Industrial Deal ma łączyć cele klimatyczne z postulatem reindustrializacji Europy, tworząc ramy nowej polityki przemysłowej, opartej na zielonych innowacjach, inwestycjach w badania i rozwój oraz wzmocnieniu odporności łańcuchów dostaw. Ma on stanowić przeciwwagę dla zewnętrznych bodźców konkurencyjnych, takich jak amerykański Inflation Reduction Act czy chińskie subsydia przemysłowe.

Jednocześnie Komisja Europejska w lipcu 2025 r. ogłosiła propozycję nowelizacji Europejskiego Prawa Klimatycznego poprzez ustanowienie nowego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 90% do 2040 r. względem poziomu z 1990 r. Nowy cel redukcyjny został zaprezentowany jako etap pośredni między celem na 2030 r. (–55%) a pełną neutralnością klimatyczną do 2050 r. Tym samym unijna polityka klimatyczna weszła w nową fazę integracji celów środowiskowych z filarem konkurencyjności gospodarczej i bezpieczeństwa energetycznego.

Transformacja klimatyczna

ma być postrzegana nie jako koszt, lecz jako dźwignia rozwoju, innowacji i suwerenności strategicznej Unii Europejskiej.

3.2. Wpływ unijnych celów klimatycznych na krajową transformację energetyczną

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej opiera się na zasadzie współodpowiedzialności. W konsekwencji cele strategiczne ustalane są na poziomie wspólnotowym, lecz ich wykonanie powierzono państwom członkowskim, które opracowują krajowe plany, strategie i instrumenty implementacyjne. Zasada ta odzwierciedla konstytucyjną równowagę między kompetencjami Unii a autonomią krajów członkowskich w obszarze energii i środowiska wynikającą z art. 191–194 TFUE.

W praktyce system ten tworzy spójną strukturę, w której unijne cele określone w prawnie wiążących rozporządzeniach i dyrektywach są następnie transponowane na poziom krajowy poprzez mechanizmy planowania i raportowania. Obejmuje to zarówno wyznaczanie indywidualnych celów redukcji emisji, jak i określanie krajowych wkładów w rozwój odnawialnych źródeł energii czy poprawę efektywności energetycznej.

Podstawowym aktem ustanawiającym zasady ustalania i monitorowania krajowych celów klimatyczno-energetycznych jest rozporządzenie (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu (tzw. Governance Regulation). Rozporządzenie to wprowadza jednolite ramy planowania i sprawozdawczości dla wszystkich państw członkowskich, integrując dotychczas rozproszone obowiązki raportowe wynikające z wielu dyrektyw sektorowych. Na jego podstawie każde państwo członkowskie ma obowiązek opracować krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu (National Energy and Climate Plan – NECP). Plany te są przygotowywane co 10 lat oraz aktualizowane co 5 lat.

NECP stanowi instrument polityczny i prawny o charakterze strategicznym – określa, w jaki sposób państwo zamierza przyczynić się do realizacji unijnych celów w pięciu wymiarach unii energetycznej:

- 1) bezpieczeństwa energetycznego,
- 2) wewnętrznego rynku energii,
- 3) efektywności energetycznej,
- 4) ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- 5) badań, innowacji i konkurencyjności.

Zgodnie z wcześniejszymi rozważaniami obecnie obowiązujące cele klimatyczne Unii Europejskiej, określone w perspektywie do 2030 r., obejmują:

zmniejszenie co najmniej o

55%

emisji gazów cieplarnianych
w porównaniu z emisją
z 1990 r.;

co najmniej

32%

udział źródeł odnawialnych
w zużyciu finalnym energii
brutto;

wzrost o

32,5%

efektywności energetycznej



ukończenie budowy **wewnętrznego rynku energii UE.**

W Polsce dokumentem, który ma celu wypełnić opisywany obowiązek, jest KPEiK. Tak jak zostało to wcześniej wskazane, Polska znajduje się procesie zatwierdzania KPEiK do 2030 r. z perspektywą na 2040 r. Na jego gruncie opisano polskie cele klimatyczne, jakie mają pozwolić na osiągnięcie celu strategicznego wyznaczonego na poziomie Unii Europejskiej.

KPEiK w zakresie założenia nr 1, tj. obniżenia emisyjności, wskazuje między innymi, że:

- Zgodnie z prognozami na 2030 r. Polska może osiągnąć redukcję emisji GHG w sektorach non-ETS, objętych rozporządzeniem o wspólnym wysiłku redukcyjnym o 22% w stosunku do poziomu z 2005 r. (z 192,5 mln t do 150,2 mln t ekw. CO₂).
- Zgodnie z prognozami Polska deklaruje osiągnięcie do 2030 r. 32,1% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto jako wkład w realizację nowego ogólnounijnego celu na 2030 r. Na realizację tego celu składać się będzie zużycie OZE łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe.
- Celem jest zapewnienie, aby do ok. 2040 r. wszystkie potrzeby ciepłe w gospodarce byłyby pokrywane przez ciepło systemowe oraz nisko- i zeroemisyjne źródła indywidualne.
- Polska wyznacza na 2030 r. cel osiągnięcia 36,7% udziału OZE w finalnym zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie. W perspektywie 2040 r. udział ten może wynieść 67,6%;
- Polska wyznacza cel zakończenia produkcji ciepła systemowego z węgla kamiennego do końca 2035 r.
- Polska deklaruje dążenie do ograniczania zanieczyszczeń atmosferycznych zgodnie z celami określonymi w dyrektywie NEC.
- Celem ogólnym w zakresie gospodarki odpadami jest dążenie do redukcji wpływu na środowisko poprzez implementację rozwiązań z zakresu gospodarki o obiegu zamkniętym, w tym poprzez wdrażanie planów gospodarki odpadami.
- Polska będzie dążyła do wzrostu potencjału gospodarki o obiegu zamkniętym poprzez zmniejszenie zużycia surowców naturalnych, zwiększenie produktywności zasobów, innowacyjne zamówienia publiczne oraz ekoinnowacje.

Co więcej KPEiK zawiera nie tylko cele, ale również prognozy nie mające charakteru celu, zgodnie z którymi wskazuje się, że:

- w 2040 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto może sięgnąć 61,7%;
- Polska może osiągnąć redukcję emisji w sektorach objętych EU ETS w stosunku do poziomu z 2005 r. o 51,1% w 2030 r. (do 102,4 mln t ekw. CO₂) i o 82,3% w 2040 r. (do 37 mln t ekw. CO₂);
- w sektorze elektroenergetycznym Polska może osiągnąć ponad 60% redukcji emisji w 2030 r. i aż 95% w 2040 r. w stosunku do poziomu z 2005 r.;
- prognozy wskazują, że Polska może osiągnąć ok. 51,8% udziału OZE w finalnym zużyciu energii w elektroenergetyce w 2030 r., a w 2040 r. – 79,8%.

Polskie cele klimatyczne, relewantne z perspektywy niniejszego raportu, zostały również określone w założeniu nr 3 KPEiK – bezpieczeństwo energetyczne. W zakresie obszaru 3.1 obejmującego zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wskazano, że:

- Polska jako cel określa trwałe zapewnienie niezależności energetycznej i dążenie do jej wzmacniania. W tym kontekście Polska będzie dążyć do zapewnienia wskaźnika niezależności energetycznej powyżej średniej unijnej;
- Celem w najbliższej perspektywie jest weryfikacja możliwości pokrywania zapotrzebowania na surowce krytyczne i strategiczne w następstwie krajowego pozyskania bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania na te nośniki energii i surowce.

Polskie cele klimatyczne, relewantne z perspektywy niniejszego raportu, zostały również określone w założeniu nr 3 KPEiK – bezpieczeństwo energetyczne. W zakresie obszaru 3.1 obejmującego zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wskazano, że:

- Polska jako cel określa trwałe zapewnienie niezależności energetycznej i dążenie do jej wzmacniania. W tym kontekście Polska będzie dążyć do zapewnienia wskaźnika niezależności energetycznej powyżej średniej unijnej;
- Celem w najbliższej perspektywie jest weryfikacja możliwości pokrywania zapotrzebowania na surowce krytyczne i strategiczne w następstwie krajowego pozyskania bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania na te nośniki energii i surowce.

Jednocześnie w zakresie obszaru 3.6 dotyczącego pokrycia zapotrzebowania na biomasę wskazano, że:

- Celem jest zapewnienie efektywnego wykorzystania zasobów biomasy, stosownie do jej najwyższej ekonomicznej i środowiskowej wartości, w synergii z budowaniem innowacyjnej biogospodarki o obiegu zamkniętym.

Polskie cele klimatyczne zostały również określone w strategicznym dokumencie z zakresu energetyki jakim jest PEP 2040. Zgodnie z założeniami tego dokumentu przewiduje się:

- ograniczenie udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej do poziomu nieprzekraczającego 56% w roku 2030,
- osiągnięcie udziału co najmniej 23% OZE w końcowym zużyciu energii brutto do roku 2030,
- wdrożenie energetyki jądrowej w roku 2033,
- redukcję emisji gazów cieplarnianych o 30% do roku 2030 w stosunku do poziomu z roku 1990,
- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23% do roku 2030 (w porównaniu z prognozowanym poziomem zużycia z roku 2007),
- utrzymanie średniorocznego przyrostu udziału OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa na poziomie 1,1%,
- całkowite wyeliminowanie indywidualnego wykorzystania węgla kamiennego do ogrzewania pomieszczeń w gospodarstwach domowych zlokalizowanych w miastach do roku 2030, a w gospodarstwach wiejskich – do roku 2040,
- zwiększenie liczby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczych do poziomu 6,8 mln (tj. o 1,3 mln w stosunku do stanu obecnego),
- osiągnięcie poziomu 1 mln prosumentów.

Należy podkreślić, iż cele określone w KPEiK różnią się od dotychczasowych założeń przyjętych między innymi w PEP 2040. Nowo wyznaczone cele mają charakter bardziej ambitny i restrykcyjny, co w konsekwencji przyczynia się do zwiększenia stopnia zgodności krajowej polityki klimatyczno-energetycznej z celami wyznaczonymi na poziomie Unii Europejskiej. W konsekwencji PEP 2040 r. powinna zostać zaktualizowana co najmniej w zakresie obowiązujących celów klimatycznych.

3.3. Relacja pomiędzy obowiązkiem realizacji unijnych celów klimatycznych a obowiązkiem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego

Przeprowadzona analiza europejskiej polityki klimatycznej oraz krajowych dokumentów strategicznych, wyznaczających kierunki rozwoju w zakresie energetyki i ochrony klimatu, wskazuje, że nadrzędną wartością, zarówno na poziomie Unii Europejskiej, jak i w polityce energetyczno-klimatycznej Rzeczypospolitej Polskiej, pozostaje bezpieczeństwo energetyczne. W ujęciu prawnym bezpieczeństwo to obejmuje nie tylko stabilność dostaw energii, ale również ich dostępność po akceptowalnej cenie przy jednoczesnym zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Z kolei z praktycznego punktu widzenia bezpieczeństwo energetyczne to również odporność systemu energetycznego na zakłócenia zewnętrzne i wewnętrzne.

Realizacja unijnych celów klimatycznych, w tym dążenie do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., ma charakter prawnie wiążący. Obowiązki wyznaczone na poziomie europejskim determinują kierunki transformacji krajowych gospodarek, w tym konieczność redukcji emisji gazów cieplarnianych, rozwoju OZE oraz poprawy efektywności energetycznej. Niemniej jednak realizacja tych zobowiązań nie może odbywać się w oderwaniu od obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, który w polskim porządku prawnym wynika z ustawy – Prawo energetyczne.

W praktyce oznacza to konieczność zachowania równowagi pomiędzy dwoma filarami polityki energetycznej: zrównoważonym rozwojem w wymiarze klimatycznym oraz stabilnością i niezawodnością systemu energetycznego. Wdrażanie ambitnych celów redukcyjnych bez jednoczesnego podjęcia działań mających na celu dostosowanie obecnej architektury systemu energetycznego mogłoby prowadzić do zachwiania bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich. W konsekwencji w unijnych politykach i strategiach, w tym Fit for 55 oraz REPowerEU, podkreśla się, że transformacja klimatyczna musi iść w parze z budowaniem odporności energetycznej, dywersyfikacją źródeł dostaw i ograniczaniem zależności od surowców kopalnych pochodzących z państw trzecich.

Z punktu widzenia zarówno prawa polskiego jak i unijnego, bezpieczeństwo energetyczne nie jest celem konkurencyjnym wobec neutralności klimatycznej, lecz jest jej integralnym elementem. Osiągnięcie niezależności energetycznej poprzez rozwój krajowych źródeł odnawialnych, energetyki jądrowej oraz technologii niskoemisyjnych jest bowiem środkiem do realizacji celu klimatycznego. W tym sensie dążenie do neutralności klimatycznej staje się narzędziem wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego poprzez ograniczenie wrażliwości gospodarki na czynniki zewnętrzne, w szczególności geopolityczne i surowcowe.

W konsekwencji współczesne podejście do relacji między obowiązkiem realizacji unijnych celów klimatycznych a obowiązkiem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego zakłada ich komplementarność i współzależność.

Transformacja klimatyczna musi iść w parze z budowaniem odporności energetycznej, dywersyfikacją źródeł dostaw i ograniczaniem zależności od surowców kopalnych pochodzących z państw trzecich.

3.4. Kogeneracja jako technologia umożliwiająca wypełnienie unijnych celów klimatycznych przy jednoczesnej realizacji postulatów bezpieczeństwa energetycznego

W obu kluczowych dokumentach, jakimi są KPEiK oraz PEP 2040, wskazano technologie oraz źródła paliw o priorytetowym znaczeniu dla realizacji krajowej transformacji energetycznej. W zakresie technologii jest to przede wszystkim kogeneracja, natomiast jako paliwo wskazuje się biomasę. Wykorzystanie biomasy wpisuje się w założenia dotyczące zapewnienia niezależności w dostępie do surowców, a tym samym w postulat zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Kogeneracja z kolei pozwala na zmniejszenie emisyjności jednostek energetycznych, a tym samym poprawie ich efektywności.

Biomasa w KPEiK

Projekt KPEiK wskazuje, że rozwój OZE w elektroenergetyce to trend globalny. Zauważono, że również w Polsce następował intensywny przyrost tych mocy wskazując, że w latach 2015–2024 nastąpił wzrost z ok. 7,1 GW do ponad 33,6 GW, co stanowiło większość nowo zainstalowanych mocy w KSE.

W projekcie KPEiK podkreślono, że głównymi kierunkami rozwoju są energetyka słoneczna i wiatrowa, przy czym tempo wzrostu ich udziału w produkcji energii elektrycznej ograniczane jest przez uzależnienie tych technologii od warunków meteorologicznych. Uzupełniającą rolę w systemie pełnią jednostki wykorzystujące biomasę, biogaz oraz w perspektywie kolejnych lat biometan.

Zauważono jednocześnie, że z uwagi na obowiązek spełnienia kryteriów zrównoważanego rozwoju przez biomasę zasilającą jednostki o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 2 MW w przypadku gazowych paliw z biomasy oraz powyżej 20 MW (a następnie 7,5 MW) dostępność oraz koszt tego paliwa mogą spowodować ograniczenie dostępności biomasy.

W projekcie KPEiK przewidziano dwa działania związane z pokryciem zapotrzebowania na biomasę: działanie 83 pn. „Wdrożenie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy” oraz działanie 84 pn. „Opracowanie strategii biogospodarki”.

Pierwsze z nich zakłada wdrożenie do krajowych przepisów i praktyki gospodarczej zasady kaskadowego wykorzystania biomasy drzewnej, w uwzględnieniu:

- wykorzystania surowca drzewnego pełnowartościowego w zastosowaniach o wysokiej wartości dodanej, w szczególności priorytetowo do produkcji materiałowej przemysłu przerobu drewna, oraz zakaz spalania drewna pełnowartościowego w energetyce,
- wykorzystanie w energetyce zawodowej (w tym ciepłownictwie) tylko tych rodzajów surowca drzewnego, które posiadają obniżoną wartość techniczną i użytkową oraz spełniają definicję drewna energetycznego.

Należy zauważyć, że opublikowanie projektu KPEiK miało miejsce przed wejściem w życie rozporządzenia ws. drewna energetycznego. Według sporządzających niniejszy raport rozporządzenie to stanowiło domknięcie polskiego systemu regulacji składających się na zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy. W konsekwencji należy stwierdzić, że zasada ta jest uwzględniona w polskim porządku prawnym i nie wymaga dodatkowej regulacji (szerzej patrz rozdział 6).

W zakresie działania polegającego na przygotowaniu strategii wykorzystania biogospodarki KPEiK wskazuje, że „szczególny nacisk zostanie położony na waloryzację biomasy, z uwzględnieniem jej pełnego potencjału w różnych łańcuchach wartości, zgodnie z zasadami kaskadowego wykorzystania surowców biologicznych – priorytetowo traktując cele o wyższej wartości dodanej (np. żywność, pasza, farmaceutyki), zanim biomasa zostanie przeznaczona na cele energetyczne.” Jednocześnie podkreślono, że „w perspektywie długoterminowej Polska może stać się liderem w Europie Środkowo-Wschodniej w zakresie: (1) efektywnego i zrównoważonego wykorzystania biomasy, (2) rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym, (3) wdrażania innowacyjnych technologii opartych na procesach biologicznych na skalę przemysłową.”

Biomasa w PEP 2040

PEP 2040, w ramach celu szczegółowego nr 1 pn. „Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych”, analizuje sposób zaspokajania krajowego zapotrzebowania na poszczególne surowce energetyczne. Dokument wskazuje, że jedynie biomasa spośród źródeł odnawialnych posiada charakter surowcowy.

Zgodnie z założeniami PEP 2040 energetyczne wykorzystanie biomasy, zarówno w procesach termicznych, jak i beztlenowych (produkcja biogazu), a także w sektorze biopaliw, będzie stopniowo zwiększane. Kierunek ten wynika przede wszystkim ze wzrostu ilości bioodpadów spowodowanego rosnącą konsumpcją oraz zaostrzaniem regulacji dotyczących gospodarki odpadami, w tym ograniczania składowania odpadów ulegających biodegradacji.

W dokumencie podkreślono, że wykorzystanie biomasy energetycznej wpisuje się w koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym. Wskazano również, że sektor energetyczny powinien w szczególności korzystać z biomasy odpadowej, nieprzydatnej w innych gałęziach gospodarki, tj. z odpadów komunalnych ulegających biodegradacji, osadów ściekowych, pozostałości z leśnictwa oraz przemysłu rolno-spożywczego i przetwórczego (m.in. meblarskiego czy papierniczego).

Jednocześnie PEP 2040 akcentuje konieczność stosowania hierarchii postępowania z odpadami, co pozwoli na racjonalne zagospodarowanie frakcji biodegradowalnej. Wskazano również, że z uwagi na okoliczność, że biomasa rolnicza nadal będzie odgrywała dużą rolę w pokryciu zapotrzebowania na surowiec – kluczowe jest to, aby nie występowała konkurencja surowcowa między energetyką a rolnictwem, przemysłem rolno-spożywczym oraz przetwórczym. Istotnym elementem według PEP 2040 jest także lokalność wykorzystania biomasy – powinna być ona zużywana możliwie najbliżej miejsca wytworzenia tak, aby zmniejszyć koszty transportu oraz związane z nim emisje, a przez to ograniczyć negatywny wpływ na efekt środowiskowy i ekonomiczny.

Podsumowując, PEP 2040 przewiduje, że krajowe zapotrzebowanie na biomasę będzie pokrywane przede wszystkim w oparciu o lokalne zasoby, z rosnącym udziałem frakcji odpadowej, przy równoczesnym wykorzystaniu potencjału bioodpadów nierolniczych i ściekowych, z zachowaniem zasady niekonkurowania z innymi sektorami gospodarki.

**BEZPIECZEŃSTWO
ENERGETYCZNE**

**KONKURENCYJNOŚĆ
GOSPODARKI**

**OGRANICZENIE WPŁYWU
SEKTORA NA ŚRODOWISKO**

Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na biomasę przy założeniu lokalnego wykorzystania surowców oraz wykorzystania potencjału biomasy pochodzącej z odpadów.

Kolejnym celem PEP 2040, w ramach którego podjęto rozważania w zakresie biomasy, jest cel szczegółowy nr 6 pn. „Rozwój odnawialnych źródeł energii”. PEP 2040 w zakresie wykorzystania OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie zakłada, że będzie się ono zwiększało o około 1,1 pkt proc. średniorocznie w latach 2020–2030. W dokumencie wskazano, że biomasa ma największy potencjał dla realizacji celu OZE w ciepłownictwie ze względu na dostępność paliwa oraz parametry techniczno-ekonomiczne instalacji. Podkreślono, że biomasa może być wykorzystana zarówno w kogeneracji, jak również w gospodarstwach domowych. Wskazano jednocześnie, że jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być lokalizowane w pobliżu jej powstawania (tereny wiejskie, zagłębienia przemysłu drzewnego), aby zminimalizować środowiskowy koszt transportu. Co więcej, zgodnie z PEP 2040 dla osiągnięcia celu, jakim jest rozwój ciepłownictwa systemowego, kluczowe jest zwiększenie wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym.

Ciepłownictwo nie jest jedynym obszarem, w jakim według PEP 2040 może zostać wykorzystana biomasa. Zgodnie z dokumentem potencjał energii z biomasy i biogazu zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie. Dostrzeżono jednak, że część zasobów wynikających z biomasy może zostać skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Według PEP 2040 wytworzona energia elektryczna i biometan mogą być wykorzystane także w transporcie. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy KSE.

Kogeneracja w KPEiK

Konieczność zwiększenia wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji została zauważona w KPEiK. Zgodnie z zawartymi założeniami: *„Kluczowym wyzwaniem jest jednak dekarbonizacja systemów ciepłowniczych, zarówno w dużych jak i w mniejszych miastach, w których dostępność środków i możliwość ich pozyskania często bywa bardzo ograniczona ze względu na strukturę własnościową. Istotne będzie wykorzystanie wysokosprawnych technologii, w tym kogeneracji czy kotłów elektrodowych zasilanych np. energią wiatrową. Ważnym elementem transformacji będzie wykorzystanie pomp ciepła typu woda-woda, których dolnym źródłem będzie woda pochodząca z rzeki lub ciepło ze ścieków, zintegrowanych z systemem magazynów ciepła. W większych systemach konieczne jest wówczas dodatkowe źródło stabilne oparte np. o gaz ziemny, który w przyszłości będzie mógł zostać zastąpiony przez biometan lub wodór.”*

Kogeneracja w PEP 2040

Bardziej szczegółowe postulaty dotyczące zwiększenia udziału jednostek kogeneracyjnych wśród źródeł wytwórczych zostały przedstawione w PEP 2040.

Dokument ten w ramach celu szczegółowego nr 2 pn. „Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej” wskazuje, że *„w dobie rosnących wymagań środowiskowych wobec energetyki, potrzeba ograniczenia wpływu na środowisko staje się kluczową determinantą kształtowania struktury wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym transformacji energetycznej. Ograniczenie emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego będzie następować w szczególności poprzez:*

- *modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz wycofywanie jednostek przekraczających normy emisyjne (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS);*
- *wdrożenie energetyki jądrowej oraz wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii;*

- zwiększenie wykorzystania jednostek kogeneracyjnych;
- zwiększenie wykorzystania innych niskoemisyjnych źródeł energii i wdrażanie nowoczesnych technologii;
- poprawę efektywności energetycznej."

Co więcej, jednym z celów PEP 2040 jest cel szczegółowy nr 7 pn. „Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji”. W ramach jego analizy wskazano, że „zużycie energii na cele ciepłownicze i chłodnicze odpowiada za najwyższy wolumen wykorzystania energii spośród trzech sektorów energetycznych, a w gospodarstwach domowych za ponad 80% zużycia energii pierwotnej. Z tego względu pokrycie zapotrzebowania na ciepło jest istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego. Działania w tym zakresie służą efektywnemu wykorzystaniu energii pierwotnej na ogrzanie pomieszczeń i wody, a także ograniczaniu zjawiska ubóstwa energetycznego. Przyczyniają się do redukcji zanieczyszczeń zarówno w energetyce zawodowej i przemysłowej zobligowanej do dotrzymywania restrykcyjnych norm dotyczących emisji, jak i w gospodarstwach domowych. Oszczędności i korzyści jakie będzie można uzyskać z wdrożenia niskoemisyjnych rozwiązań dla ciepłownictwa, w długiej perspektywie będą korzystne dla całej gospodarki. Poniesione nakłady zostaną zrekompensowane nie tylko niższymi kosztami wykorzystania ciepła na poziomie odbiorcy końcowego, ale także poprawą jakości powietrza, poprawą komfortu cieplnego i redukcją kosztów zdrowotnych.”

W dokumencie wskazano, że w celu osiągnięcia omawianego celu kluczową rolę będzie miał między innymi „rozwój kogeneracji, czyli jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co stanowi najbardziej efektywny sposób wykorzystania energii chemicznej paliwa pierwotnego. Koszt takiej instalacji może być wyższy niż w przypadku budowy ciepłowni, jednakże powinny to zrekompensować przychody pochodzące ze sprzedaży dwóch rodzajów energii. Aby zachęcić do rozwoju i wykorzystania CHP utrzymane zostanie wsparcie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Przewiduje się, że system będzie aktywny tak długo, jak rynek będzie wymagał interwencji. W dalszej perspektywie ciepło systemowe powinno być wytwarzane przede wszystkim w CHP i w oparciu o niskoemisyjne źródła”.

Wnioski

Zarówno projekt KPEiK, jak i PEP 2040, zgodnie wskazują na kogenerację jako priorytetową technologię zwiększającą efektywność i redukującą emisyjność, oraz biomasę jako ważne odnawialne źródło paliwowe, kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w sektorze ciepłownictwa. Pomimo, że oba dokumenty wskazują na konieczność wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy to należy mieć na uwadze, że zostały one wydane przed opublikowaniem rozporządzenia ws. drewna energetycznego. W rezultacie przygotowywana aktualizacja KPIEK powinna zakładać, że zasada kaskadowości została wdrożona.

ROZDZIAŁ 4

Stan aktualny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i stojące przed nim wyzwania



ROZDZIAŁ 4

Stan aktualny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i stojące przed nim wyzwania

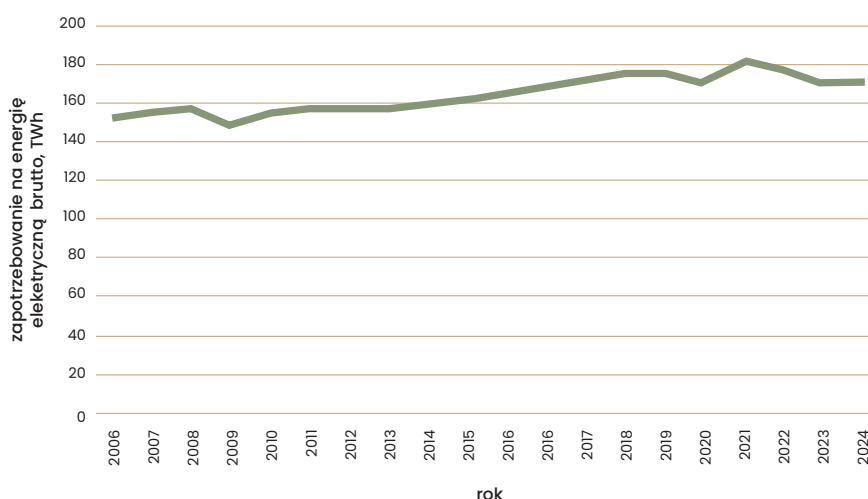
4.1. Charakterystyka i struktura KSE

Pracę oraz funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) charakteryzują m.in. następujące wielkości: zapotrzebowanie na energię, moc zainstalowana oraz produkcja energii. System jest zaprojektowany i zarządzany w taki sposób, że – poza pewnymi wyjątkami – produkcja energii (podaż) dostosowuje się do popytu, co ma miejsce niemal niezależnie od aktualnej ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Świadczy o tym to m.in., że niska cena energii na giełdzie nie współwystępuje z większym popytem, itp.

W przeprowadzonych analizach uwzględniono głównie ostatnie cztery pełne lata kalendarzowe, tj. okres 2021–2024, ze względu na nietypowe zachowania na rynku energii występujące w 2020 roku. Patrząc z perspektywy lat 2019–2024, warunki makro zmieniały się praktycznie każdego roku. Były to warunki związane między innymi z pandemią, wojną oraz znacząco rosnącym udziałem instalacji fotowoltaicznych zarówno w mocy zainstalowanej ogółem, jak i w wytwarzanej energii. W niektórych przypadkach kontekstowo rozszerzono zakres historycznych danych celem zobrazowania trendów i zależności długoterminowych. Dane odnośnie mocy zainstalowanej w systemie oraz produkcji zamieszczono w rozdziałach 9.3 i 9.4.

Rosnące z roku na rok zapotrzebowanie na energię elektryczną obrazuje rys. 4.1.

Rys. 4.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto w latach 2006 – 2024.



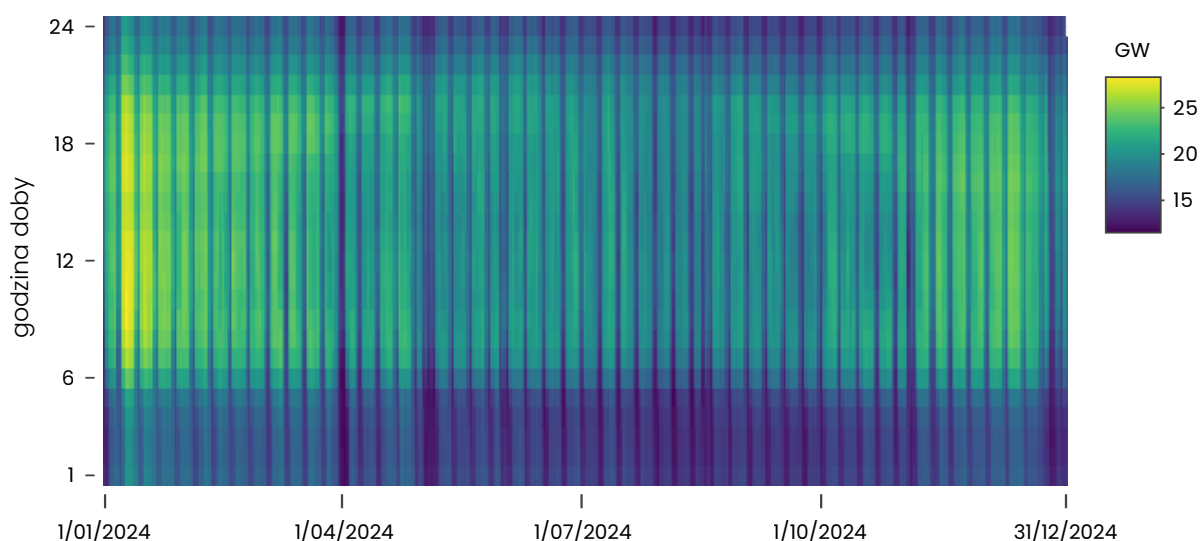
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E, PSE.

Czynniki zwiększające zapotrzebowanie na energię: pompy ciepła, samochody elektryczne, systemy klimatyzacyjne, zwiększający metraż mieszkań i powierzchni biurowych w Polsce, wzrost gospodarczy, w tym wzrost produkcji przemysłowej

Czynniki ograniczające: zwiększanie efektywności energetycznej we wszystkich dziedzinach.

W 2024 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną wyniosło brutto 171.2 TWh, rozkład tej wartości na poszczególne godziny prezentuje poniższy wykres.

Rys. 4.2. Zapotrzebowanie na moc w KSE w 2024 roku w poszczególnych dniach i godzinach.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Na powyższym wykresie uwidocznione są trzy główne typy zależności: dobowe, sezonowe oraz związane z kalendarzem pracy (dni robocze vs. dni wolne).

Cykl dobowy:

Zwiększone zapotrzebowanie na energię w skali całego systemu koncentruje się głównie w godzinach pracy i aktywności domowej, czyli od godziny 6:00 do 22:00. Poza tymi godzinami obserwuje się znaczny spadek zapotrzebowania (tzw. dolina nocna).

Wpływ sezonu (zima/lato):

Zapotrzebowanie na energię w sezonie zimowym jest znacznie wyższe niż w okresie wiosenno-letnim, szczególnie w godzinach dziennych. Wynika to z dwóch kluczowych czynników:

- Wzrost obciążenia w zimie: Konieczność doświetlania i ogrzewania pomieszczeń (coraz częściej z wykorzystaniem energii elektrycznej, urządzenia pomocnicze) w godzinach porannych i popołudniowych, gdy dostęp do naturalnego oświetlenia (pochodnej docierającego promieniowania słonecznego) jest niższy oraz temperatura powietrza jest niska.
- Wpływ produkcji energii z instalacji fotowoltaicznych w okresie wiosna-lato: W godzinach dziennych widoczny jest efekt autokonsumpcji energii produkowanej głównie przez instalacje fotowoltaiczne. Ta energia, zużywana lokalnie w instalacji, nie jest widoczna jako zapotrzebowanie na energię (nie jest opomiarowana przez liczniki zewnętrzne), co sztucznie obniża obserwowane zapotrzebowanie „netto” w ciągu dnia.

Zależności tygodniowe i kalendarzowe:

Wykres wyraźnie pokazuje wpływ cyklu tygodniowego (dni robocze i dni wolne) na poziom zapotrzebowania, co jest widoczne w postaci powtarzających się pionowych pasów o różnej szerokości:

- Dni robocze: Odpowiadają szerszym pionowym pasom (szacunkowo stanowiącym ok. 1/60 całej szerokości wykresu w ujęciu rocznym). Charakteryzują się one systematycznie wyższym zapotrzebowaniem.
- Dni wolne (weekendowe): Odpowiadają węższym pasom (szacunkowo stanowiącym ok. 1/180 szerokości wykresu) i charakteryzują się obniżonym zapotrzebowaniem z uwagi na mniejszą aktywność sektora przemysłowego i usługowego (szczególnie biura).
- Święta i długie weekendy: Okresy te są szczególnie widoczne, gdyż pionowy pas obniżonego zapotrzebowania jest szerszy niż dla typowego weekendu, rozciągając się na dodatkowe dni poprzedzające lub następujące po weekendzie, co dodatkowo potwierdza silny wpływ czynników kalendarzowych na popyt.

Rekordowe zapotrzebowanie na moc

W kontekście analizowanego zapotrzebowania warto odnotować ustanowiony rekord. Rekord ten miał miejsce 9 stycznia 2024 roku o godzinie 10:45 i wyniósł 28 660 MW. Był to wynik o ponad 1000 MW wyższy od poprzedniego rekordu, odnotowanego 12 lutego 2021 roku, co świadczy o rosnącym maksymalnym obciążeniu systemu. Stanowi to wyzwanie dla bilansowania KSE, zwłaszcza w obliczu coraz większego zapotrzebowania na energię elektryczną dla potrzeb ogrzewania.

28 660 MW —————> **+1000 MW**

9 stycznia 2024 roku
o godzinie 10:45

wyższy od poprzedniego rekordu,
odnotowanego 12 lutego 2021 roku

Wynik świadczy o rosnącym maksymalnym obciążeniu systemu.

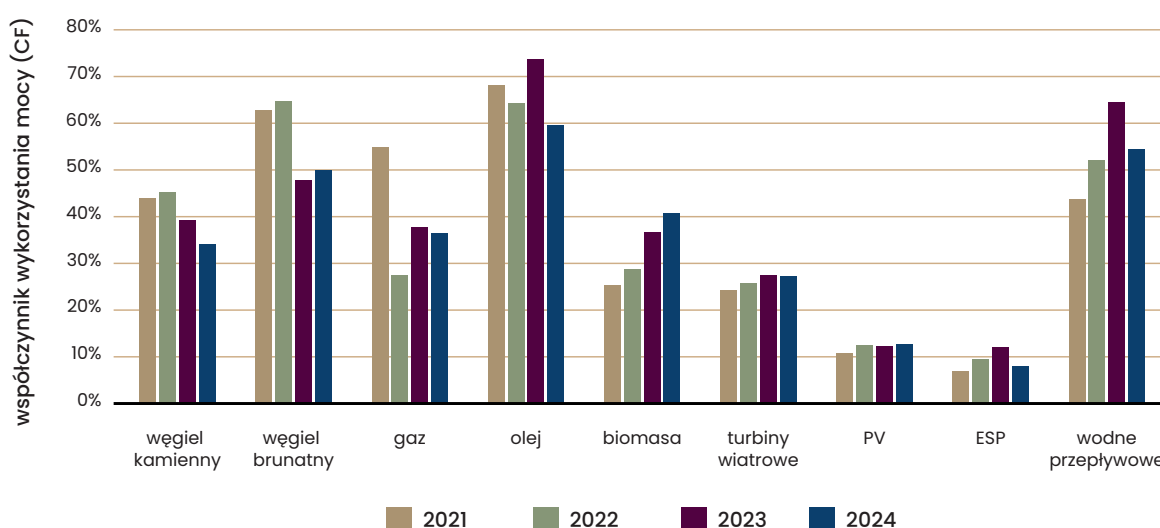
4.2. Identyfikacja kluczowych zmiennych i parametrów funkcjonowania KSE

Podrozdział 4.1 zawiera podstawowe dane dotyczące funkcjonowania KSE. Ten podrozdział stanowi jego uzupełnienie, prezentując wielkości opisujące jednostki wytwórcze funkcjonujące w systemie oraz kwestie bilansowania systemu, w szczególności w odniesieniu do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych (OZE).

Capacity factor

Jednym z parametrów opisujących funkcjonowanie jednostek wytwórczych w KSE jest współczynnik wykorzystania mocy – capacity factor (CF) – rysunek 4.3. Na jego wartości wpływa wiele czynników, w tym także wyłączenia, serwisy, odstawienia jednostek wytwórczych.

Rys. 4.3. Wartości współczynników wykorzystania mocy dla poszczególnych typów jednostek wytwórczych dla lat 2021 – 2024.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, ENTSO-E, ARE.

Obserwuje się postępujący spadek wykorzystania istniejących źródeł węglowych (zarówno węgla kamiennego, jak i brunatnego). Wyjątkiem były lata 2021 i 2022, w których wysokie wartości generacji energii z tych źródeł, powiązane były z m.in. sytuacją geopolityczną. Zauważalny jest natomiast coraz wyższy stopień wykorzystania mocy źródeł zasilanych biomasą. Różnice w rocznym wykorzystaniu mocy dla turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych wynikają przede wszystkim ze zmienności warunków pogodowych. Dodatkowo, w przypadku turbin wiatrowych, na efektywność wykorzystania tych źródeł wpływa wdrażanie coraz bardziej wydajnych technologicznie turbin, sprawniej wykorzystujących potencjał energetyczny wiatru. Natomiast dla instalacji fotowoltaicznych warunki pogodowe w Polsce nie pozwalają na przekroczenie nawet o kilka punktów procentowych wartości wskaźnika CF ponad obecną wartość, tj. 12%.¹

¹ Za wyjątkiem instalacji nadążnych za pozornym ruchem Słońca, których w Polsce jest znikoma ilość.

Bardzo niski współczynnik wykorzystania mocy elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) wynika głównie z faktu, że w fazie rozładowania pracują one przede wszystkim w okresach największego zapotrzebowania: wieczornego szczytu oraz (w mniejszym stopniu) szczytu porannego konsumpcji energii elektrycznej w Polsce. Nie jest zasadne, przy obecnie obserwowanych dwóch szczytach zapotrzebowania na energię, aby pracowały w trybie rozładowania blisko połowy dostępnego czasu².

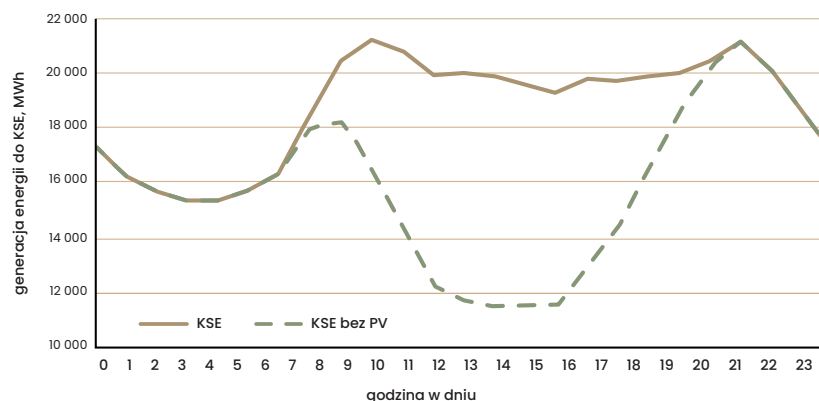
Ogólnie w produkcji energii elektrycznej od lat obserwuje się postępujący spadek udziału emisyjnych źródeł wytwarzania na rzecz źródeł bezemisyjnych. Dalszy, dynamiczny wzrost udziału OZE staje się jednak coraz trudniejszy do osiągnięcia i mniej efektywny ekonomicznie. Wynika to z rosnącego problemu ograniczeń (redukcji – redysponowania) produkcji odnawialnych źródeł energii w godzinach ich maksymalnej wydajności (głównie w środku dnia). W efekcie kolejne instalowane gigawaty (GW) mocy w tych źródłach skutkują coraz niższym przyrostem rzeczywistej produkcji energii w stosunku do mocy zainstalowanej. Taka sytuacja przekłada się na wszystkie pogodowo zależne źródła OZE i jest określana mianem kanibalizacji profilu produkcji i przychodów. Zjawisko to polega na tym, że wysoka, równoczesna produkcja prowadzi do gwałtownego spadku cen (nawet do wartości ujemnych) na rynku, co pogarsza wskaźniki ekonomiczne instalacji, zwłaszcza dla technologii o niskim udziale zmiennych kosztów operacyjnych w wskaźniku LCOE (uśredniony koszt wytwarzania energii elektrycznej).

Warto zaznaczyć, że na chwilę obecną wpływ redysponowania (tj. sterowanego ograniczania) generacji energii ze źródeł fotowoltaicznych i turbin wiatrowych, korygującego wskaźnik wykorzystania mocy, jest praktycznie niezauważalny w przedstawionych powyżej danych. Wynika to z porównania skali redysponowania do ogólnej generacji energii elektrycznej z tych źródeł.

Duck curve

Druga cecha charakteryzująca funkcjonowanie KSE związana jest bezpośrednio z narastającym problemem występowania kilkugodzinnego, wysokiego wolumenu energii generowanej z niestabilnych źródeł odnawialnych. Zjawisko to stawia poważne wyzwania przed zarówno wytwórcami energii na skalę mikro³, jak i operatorami systemów dystrybucyjnych oraz przesyłowych. Przykład obserwacji zjawiska prezentuje wykres poniżej.

Rys. 4.4. Generacja energii elektrycznej ze wszystkich źródeł w ramach KSE z uwzględnieniem („KSE”) lub nie instalacji fotowoltaicznych („KSE bez PV”).
- przykład jednego dnia z 2023 roku z występowaniem zjawiska tzw. krzywej kaczej.



² Zakładając podobny czas potrzebny na ładowanie czyli pracę ESP w trybie pompowania.

³ Przekroczenia napięcia.

Na powyższym wykresie „KSE” (linia ciągła, kolor brązowy) pokazuje rzeczywistą całkowitą generację energii do systemu. Natomiast „KSE bez PV” (linia przerywana, kolor zielony) obrazuje generację energii przez inne źródła wytwórcze niż instalacje fotowoltaiczne. Różnica między tymi liniami reprezentuje generację energii z instalacji fotowoltaicznych do Systemu.

Obserwowana jest stosunkowo niska generacja energii w godzinach nocnych (00:00 – 5:00). Produkcja energii z instalacji PV jest wtedy równa zero, więc obie linie się pokrywają. Następnie obserwowany jest poranny wzrost produkcji energii (godziny 6:00 – 8:00): obie linie rosną. „KSE” ze względu na pokrywanie zwiększonego zapotrzebowania na energię w związku z rozpoczęciem aktywności gospodarczej i domowej w tych godzinach. Natomiast linia „KSE bez PV” rośnie wolniej ze względu na występującą generację energii z instalacji fotowoltaicznych do systemu. Ogólnie godzinowa wartość produkcji energii osiąga wysoki poziom (około 21,2 GWh) o godzinie 9:00.

W kolejnych godzinach dnia obserwowana jest charakterystyczna cecha krzywej kaczej: linia „KSE bez PV” gwałtownie spada, tworząc „brzuch kaczkę” lub „dolinę dzienną” (minimum osiągnięte w okolicy godziny 13:00 – 14:00 wynoszące około 11,5 GWh w skali godzinowej). W tym samym czasie linia „KSE” (całkowite zapotrzebowanie) utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie, z nieznacznym spadkiem i stabilizacją (poziom ok. 19,5 – 20 GWh). Różnica pomiędzy krzywymi oznacza, że duża część zapotrzebowania na energię jest pokrywana przez energię słoneczną. W tym okresie występuje konieczność znacznego ograniczenia produkcji przez inne źródła (np. elektrownie węglowe), a coraz częściej ze względu na niewystarczającą skalę tych zabiegów występuje konieczność redysponowania mocy dla instalacji PV i okazjonalnie turbin wiatrowych⁴.

Od godziny 16:00 do 20:00 wartość generacji z instalacji PV gwałtownie spada, co obrazuje dynamiczny wzrost na wykresie linii „KSE bez PV” i tworzy to tzw. „szyję kaczkę”. W godzinach wieczornych (19:00 – 21:00) ze względu na rosnące zapotrzebowanie na energię rośnie też produkcja osiągając szczyt o 21 w wysokości 21,1 GWh energii w skali godzinowej. Związane jest to z wieloma czynnikami w tym także z powrotem ludzi z pracy do domów, i zwiększoną aktywnością objawiająca się włączaniem urządzeń pobierających energię elektryczną. Konieczne jest też wtedy włączanie oświetlenia. W tym czasie, ponieważ produkcja z instalacji PV zanika, generacja „KSE bez PV” musi zostać szybko uzupełniona przez konwencjonalne źródła, co skutkuje bardzo gwałtownym wzrostem mocy w dostępnych jednostkach wytwórczych w systemie w godzinach popołudniowo-wieczornych. Następnie po godzinie 22:00 obserwowany jest spadek produkcji energii dążąc do poziomu typowego dla nocy tzw. dolina nocna.

Tzw. kacza krzywa w pewien sposób ilustruje wyzwania związane z integracją dużej ilości energii generowanej w instalacjach fotowoltaicznych do sieci elektroenergetycznej. W tym zakresie można wyznaczyć różnicę potrzebnej mocy wytwórczej pomiędzy dwoma okresami:

- 1) szczytu wieczornej produkcji energii elektrycznej,⁵
- 2) doliny dziennej produkcji energii ze źródeł innych niż PV.

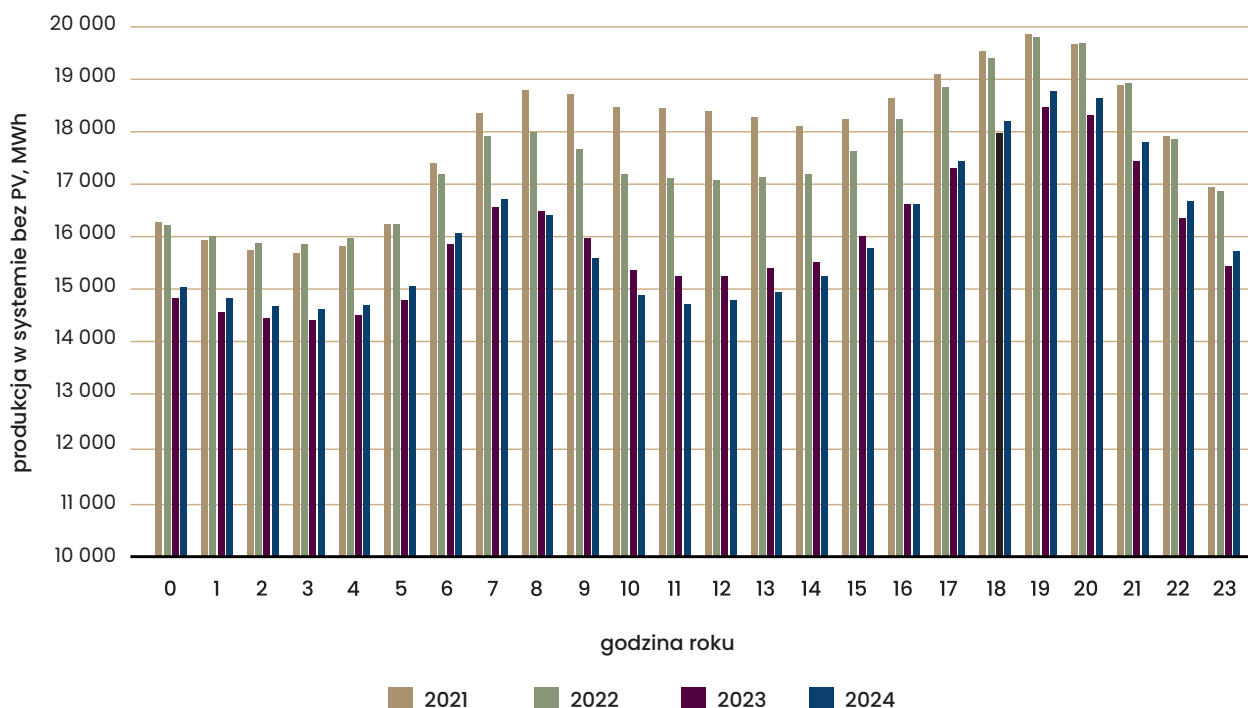
Wyznaczona różnica odpowiada za tzw. szybki „ramp-up” (gwałtowne zwiększenie mocy) konwencjonalnych elektrowni (węglowych, gazowych, biomasowych, a także ESP) w godzinach popołudniowo-wieczornych, aby szybko uzupełnić zanikający wolumen produkcji energii z instalacji PV.

⁴ Redysponowanie dla generacji energii z turbin wiatrowych występuje w różnych okresach dnia. Natomiast dla instalacji PV tylko w okolicach godzin południowych.

⁵ Jest to pochodna wieczornego szczytu zapotrzebowania na energię pomniejszonego o bilans wymiany transgranicznej. W tym okresie wolumen importu energii najczęściej przewyższa wielkość eksportu energii.

Zarówno ww. szczyt jak i dolinę dzienną określono przez zestawienie generacji energii ze źródeł innych niż instalacje fotowoltaiczne. Dokonano tego z podziałem na godziny w poszczególnych latach analizy. Sumarycznie zebrane dane o godzinowej produkcji energii do KSE bez instalacji PV ilustruje wykres poniżej.

Rys. 4.5. Wartości średniej produkcji energii elektrycznej przez wszystkie źródła wytwórcze za wyjątkiem instalacji fotowoltaicznych dla poszczególnych lat analiz.

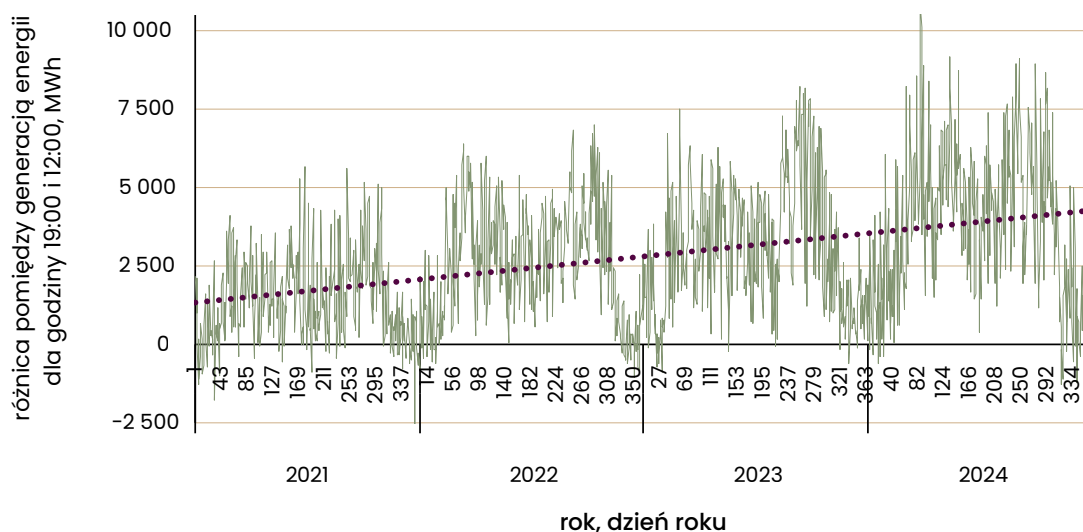


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Na powyższym wykresie widoczny jest spadek produkcji (wyrażonej bez udziału PV) w ujęciu rok do roku, co po części jest konsekwencją rosnącego udziału PV w generacji łącznej w systemie. Jeszcze w latach 2021 i 2022 godziny z najniższą produkcją energii (bez PV) przypadały zdecydowanie na godziny nocne. Jednak w latach 2023 i 2024 najniższe średnie wartości (zbliżone do nocnych) odnotowywano już w godzinach okołopołudniowych. Na szczególną uwagę zasługuje to, że w 2023 roku minimum w okolicach godzin południowych było na wyższym poziomie niż w 2024 roku. Natomiast maksimum wieczorem było wyższe w 2024 roku niż w 2023 roku. Świadczy to o pogłębiającej się różnicy w godzinowej generacji energii. Ogólnie średnia wartość różnicy pomiędzy generacją minimalną (dla godziny 12:00) a maksymalną (dla godziny 19:00.) wyniosła w 2024 roku około 4 GW, gdy w 2023 roku: 3,2 GW. Wartości średnie dają tylko częściowy obraz w zakresie wyzwań dla systemu elektroenergetycznego, ponieważ najtrudniejsze bilansowanie występuje przy wartościach ekstremalnych różnic w poszczególnych dniach. Jednak na podstawie wartości tych średnich do dalszych analiz wybrano godziny 12-13 i 19-20 jako punkty odniesienia, dla których obliczono różnicę generowanej energii w skali godzinowej⁶ potrzebną do zapewnienia stabilności pracy KSE w wybranych dniach. W konsekwencji otrzymano wykres przedstawiający różnicę energii generowanej ze źródeł innych niż instalacje fotowoltaiczne między godziną 19:00 a 12:00.

⁶ Jest to tożsame z różnicą mocy.

Rys. 4.6. Wartości różnic pomiędzy generacją energii w godzinie 19:00 a generację energii w godzinie 12:00 z wszystkich źródeł wytwórczych pomniejszonych o generację energii z instalacji fotowoltaicznych. Na wykres naniesiono także linię trendu.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wraz ze zwiększaniem mocy zainstalowanej w źródłach PV wzrasta co roku różnica mocy, pomiędzy wartościami osiąganymi podczas doliny dziennej i podczas szczytu wieczornego. Tylko w niektórych wybranych przypadkach ta różnica osiąga ujemne wartości.

Wykazana powyżej linia trendu jest rosnąca, jednak w przyszłości tak dynamiczne wzrosty różnic będą ograniczane redysponowaniem. Z drugiej strony coraz wyższe wartości będą osiągane w okresach nie maksymalnej produktywności instalacji fotowoltaicznych, ze względu na rosnącą skalę mocy zainstalowanych. Czyli średnia wartość różnic będzie realizowała szybszy wzrost niż maksymalne wartości.

Wśród wielu sposobów niwelacji tego typu różnic jest stosowanie np.:

1. Dynamicznego popyt na energii, m.in. wynikającego z taryf dynamicznych

Dotyczy to przedsiębiorstw rozliczanych cenami godzinowymi i gospodarstw domowych rozliczanych w taryfach dynamicznych. Tych drugich na koniec 2024 roku było nieznacznie powyżej stu, czyli 1 gospodarstwo domowe na 100 000 zdecydowało się na takie rozliczanie.

2. Magazynowanie energii w skali dużej, sterowalne magazyny energii

Potrzeby magazynowe niezbędne do bilansowania, przy założeniu stabilnej produkcji energii przez źródła pracujące w podstawie, są wysokie. W skali 2023 roku było to ok. 15 – 20 GWh dodatkowej użytecznej pojemności. Pomogła by ona przenieść znaczącą część energii z doliny dziennej (z kilku godzin łącznie) na pokrycie części wieczornego zapotrzebowania na energię. Wartość uwzględnia już funkcjonujące ESP w systemie – szczegóły podano w rozdziale nr 9. Tak duże potrzeby⁷ w zakresie bilansowania Systemu (za pomocą magazynów energii) można wyrazić wielkością kilkukrotnie przewyższającą pojemności tychże ESP.

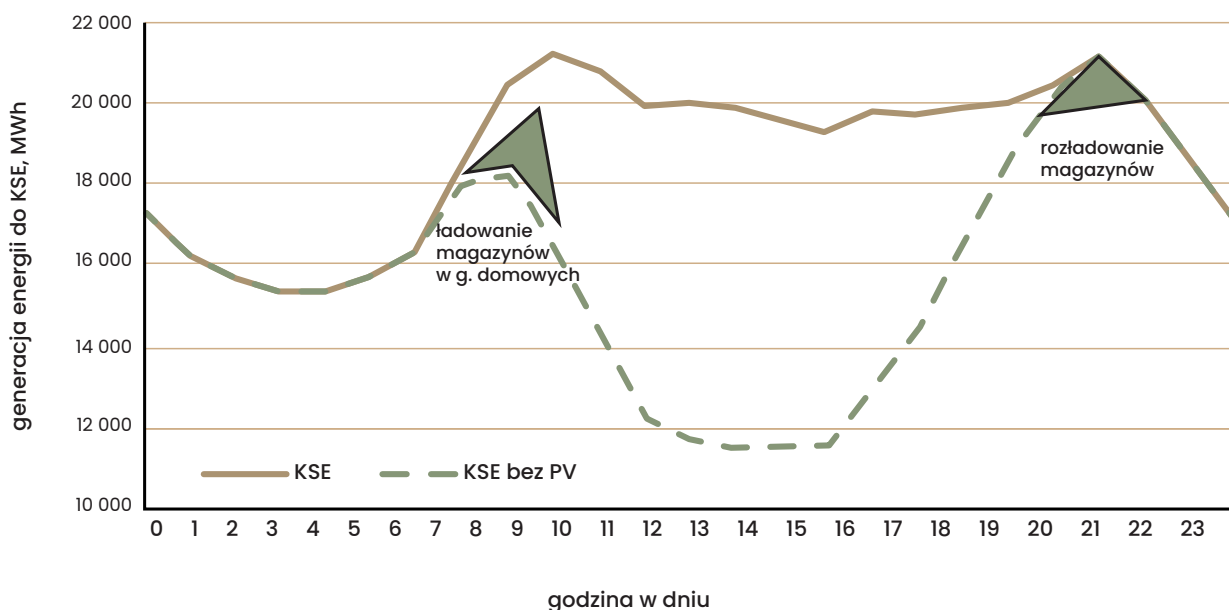
Skala potrzebnych magazynów energii do zrównoważenia produkcji źródeł pracujących w podstawie systemu, teraz głównie elektrownie węglowe, a w przyszłości jądrowe, jest jedną z miar w zakresie bilansowania KSE w skali dobowej. Magazynowanie energii w skali sezonowej wymaga kilkudziesięciokrotnie większych pojemności.

⁷ Inwestycje w magazyny energii mogą ulegać kanibalizacji przychodów, podobnie jak to miało miejsce w innych technologiach.

3. Magazyny energii w skali gospodarstw domowych

Jednym z rozwiązań, które może pomóc w niwelowaniu różnic w strukturze wytwarzania i obciążeniu sieci, jest zastosowanie domowych magazynów energii. Jest to szczególnie istotne w Polsce, gdzie mamy już ponad 1,6 miliona prosumenckich mikroinstalacji głównie fotowoltaicznych. Jeden z zauważalnych problemów z magazynowaniem w tej skali polega na tym, że energia z tych instalacji (bez magazynu) jest często wprowadzana do sieci już podczas porannego szczytu zapotrzebowania. W rezultacie magazynowanie energii zmniejsza skalę tego zjawiska. Obecnie sens inwestycji w instalację fotowoltaiczną jest problematyczny. Jednym ze sposobów na poprawę efektywności ekonomicznej jest stosowanie magazynów energii – wtedy energia, która normalnie trafiłaby do sieci, jest zamiast tego przekierowywana do magazynu. Jednak warto zwrócić uwagę na fakt, że domowe magazyny energii (ze względu na ich pojemność oraz zapotrzebowanie na energię w godzinach wieczornych) nie zawsze przyjmują całe nadwyżki produkcji z PV, zwłaszcza w godzinach największego nasłonecznienia, czyli między 12:00 a 15:00 godziną. Dzieje się tak także dlatego, że najczęściej proces ładowania zaczyna się zbyt wcześnie – rys. poniżej.

Rys. 4.7. Zmodyfikowany wykres „Generacja energii elektrycznej ze wszystkich źródeł w ramach KSE z uwzględnieniem lub nie instalacji fotowoltaicznych – przykład jednego dnia z 2023 roku z występowaniem zjawiska krzywej kaczej.” Uwzględniający wpływ ładowania i rozładowania magazynów energii stosowanych w mikroinstalacjach PV.



Źródło: opracowanie własne.

Powyższy wykres przedstawia profil generacji energii (oś pionowa: energia w MWh, oś pozioma: godzina w dniu) z nałożonym efektem magazynowania energii w mikroskali bez specjalnych systemów zarządzania. Wykres ilustruje, jak ta technologia wpływa na generację energii do KSE. Całkowitą generację energii do systemu pokazuje linia „KSE”. Wartości te, pomniejszone o generację energii z instalacji fotowoltaicznych prezentuje linia „KSE bez PV”. Przebiegi tych linii zostały opisane przy rys. 4.4. Dodatkowym elementem wykresu jest przedstawienie przejawów wpływu stosowania magazynów energii (na poziomie gospodarstw domowych lub małych przedsiębiorstw) bez odpowiednich strategii ładowania.

Podczas szczytu porannego (godziny: 7:00 – 10:00) zaznaczony obszar rozszerza powierzchnię porannych potrzeb w zakresie generacji energii. Użytkownicy domowych magazynów energii w okresie letnim ładują je nadwyżkami energii z posiadanych instalacji fotowoltaicznych. To zjawisko „przeszkadza” systemowi energetycznemu, ponieważ pogarsza poranny szczyt, zwiększając i tak już wysokie zapotrzebowanie na moc z elektrowni konwencjonalnych. Korzystniejsze byłoby wysyłanie do sieci wszelkiej wyprodukowanej energii z instalacji fotowoltaicznych, dzięki czemu magazyn mógłby przyjąć większy wolumen energii wyprodukowanej⁸ przy wysokiej produktywności źródeł PV – godziny 11:00 – 15:00. Niestety typowe zastosowanie magazynów nie zmniejsza generacji energii z instalacji PV do systemu w tych godzinach lub zmniejsza w niskim stopniu. Natomiast podczas wieczornego szczytu (około 19:00 – 22:00) zaznaczony obszar jest skierowany w dół w stosunku do linii pierwotnej „KSE bez PV”. Jest to korzystne zjawisko zarówno dla systemu jak i użytkownika.

4. Budowa stabilnych i sterowalnych źródeł energii opartych na paliwach odnawialnych

Budowa stabilnych i sterowalnych źródeł energii opartych na paliwach odnawialnych jest kluczowym elementem transformacji energetycznej, uzupełniającym ją i ograniczającym potrzebę stosowania np. magazynów energii. W tym zakresie znaczenie mają np. elektrownie na biomasę, które – chociaż mogą budzić kontrowersje środowiskowe związane ze zrównoważonym pozyskaniem surowca – są sterowalne i mogą być uruchamiane na żądanie, podobnie jak elektrownie węglowe czy gazowe. Oferują one elastyczność w produkcji energii cieplnej i elektrycznej (kogeneracja). Dodatkowo, te stabilne źródła są kluczowe nie tylko dla sektora elektroenergetycznego, ale także dla systemów ciepłowniczych. Biomasa może być wykorzystywana w lokalnych elektrociepłowniach do zapewnienia ciągłych dostaw ciepła i ciepłej wody, zmniejszając zależność od paliw kopalnych w tym sektorze. Praca tych źródeł w podstawie pozwala na redukcję kosztów bilansowania (zmniejszając potrzebę inwestowania w bardzo duże magazyny energii) oraz na zwiększenie niezależności energetycznej (dzięki wykorzystaniu lokalnych zasobów, takich jak odpady rolnicze i komunalne). Co najważniejsze, gwarantują one ciągłość dostaw i dostępność mocy, nawet w okresach tzw. Dunkelflaute (szczegóły poniżej), co jest niezbędne dla bezpieczeństwa energetycznego.

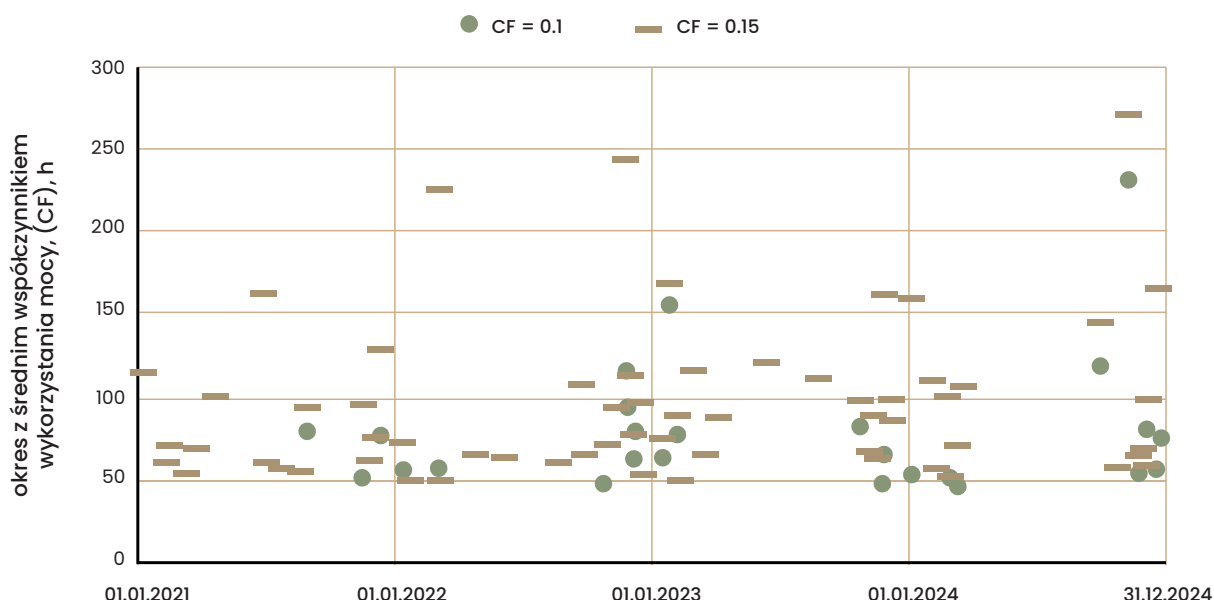
⁸ Pomniejszonej a aktualną konsumpcję, lecz nie ładowania magazynów.

Wyzwania okresów niskiej generacji OZE: Dunkelflaute

Innym przykładem okresów stanowiących wyzwanie dla stabilizacji pracy KSE są współwystępujące niskie produktywności instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych w okresach dłuższych niż dwa dni – rys. 4.8. Występowanie tych okresów powoduje teraz, jak i będzie powodować w przyszłości znacznie ograniczone warunki dla np. ładowania magazynów energii oraz to, że źródła okresowo wspierające generację⁹ energii pracują dłużej w trybie niemal ciągłym.

Wykres rys. 4.8 ilustruje okresy (mierzone w godzinach, h) niskiej produktywności, czyli niskiego współczynnika wykorzystania mocy (capacity factor, CF), dla źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych łącznie w ciągu lat 2021–2024. Punkty o kolorze zielonym reprezentują łączny czas, w którym CF był równy lub niższy od 0,1 (10%), natomiast kreski o kolorze brązowym to czas, w którym CF był równy lub niższy od 0,15 (15%).

Rys. 4.8. Okresy występowania produkcji energii z turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych poniżej współczynnika wykorzystania mocy 0,1 i 0,15. Wyniki ograniczono do okresów co najmniej 2 dni (48 h).

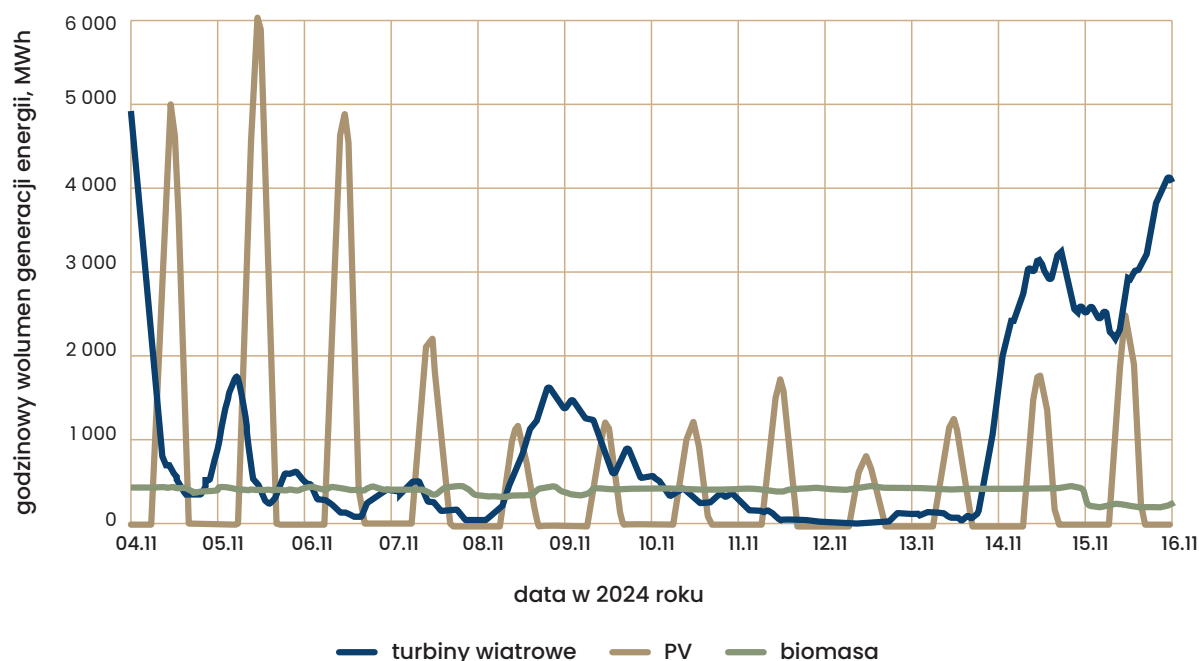


Źródło: opracowanie własne.

Każdego roku występowały znaczące okresy, przekraczające 48 godzin, niskiej generacji, potwierdzając niestabilność generacji energii z tych technologii. Okres o maksymalnej długości niskiej produktywności wystąpił na początku listopada 2024 roku: przez 270 godzin średnia dobowa generacja turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych była poniżej 15% mocy zainstalowanej, w tym przez 231 godzin (prawie 10 dni) produkcja była na poziomie poniżej 10% mocy zainstalowanej. Szczegóły naniesiono na poniższy wykres (rys. 4.9). Występowanie takich okresów oznacza, że operator systemu musi dysponować niezawodnymi mocami rezerwowymi, by zbilansować te braki w generacji energii.

⁹ Okazjonalnie uruchamiane bloki wytwórcze dla potrzeb stabilności pracy KSE, cechujące się wysokimi kosztami wytwórczymi.

Rys. 4.9 Godzinowe wolumeny generacji energii z instalacji fotowoltaicznych, turbin wiatrowych i biomasy w wybrane dni listopada 2024 roku.



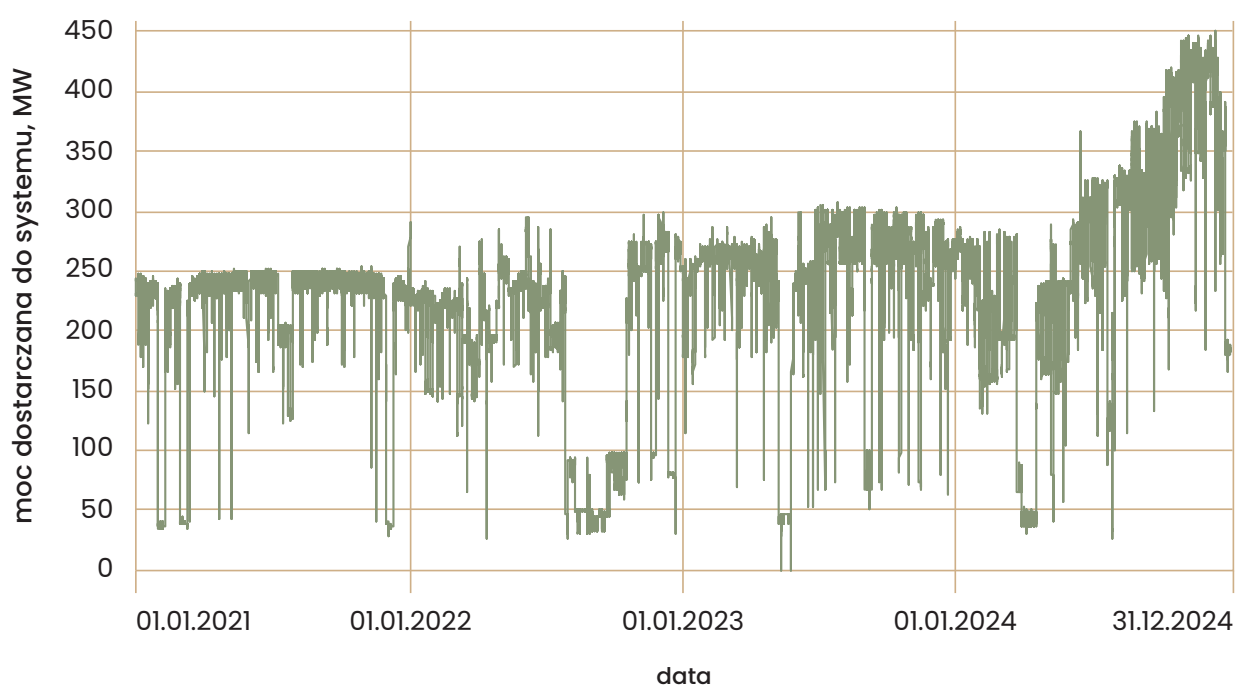
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i ARE.

Na powyższym wykresie można zaobserwować zjawisko Dunkelflaute – czyli okres niskiej produkcji energii zarówno z turbin wiatrowych, jak i instalacji fotowoltaicznych – występujące w ciągu kilku dni pierwszej połowy listopada 2024 r. Najbardziej wyraźne i przedłużające się okresy niskiej generacji z ww. źródeł występują w dniach 10-13 listopada, kiedy to produkcja z instalacji fotowoltaicznych (linia brązowa) jest bliska zeru przez większość doby, a generacja z turbin wiatrowych (linia granatowa) spada poniżej 500 MW, zbliżając się do zera. W tym czasie, kiedy „brakuje” w systemie obu tych źródeł OZE, stałą moc zapewnia biomasa (linia zielona), której generacja utrzymuje się w okolicach 400 MW. Zjawisko to pokazuje, że stabilność systemu elektroenergetycznego jest w tych krytycznych momentach całkowicie zależna od źródeł dyspozycyjnych, aby pokryć zapotrzebowanie przy bardzo niskim wkładzie instalacji PV i turbin wiatrowych. Dopiero po 13 listopada widać nieznaczny wzrost produkcji z turbin wiatrowych. Generacja energii z turbin wiatrowych sięga ok. 3000 MW czyli ok. 30% mocy zainstalowanej, natomiast w zakresie instalacji fotowoltaicznych maksymalna osiągalna moc jest dalej poniżej 10% mocy zainstalowanej.

4.3. Udział biomasy w KSE oraz w innych systemach elektroenergetycznych

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce jest silnie zdeterminowana uwarunkowaniami historycznymi i geograficzno-pogodowymi. W przeciwieństwie do liderów europejskich w zakresie rynków energii, Polska nie dysponuje tak sprzyjającymi warunkami dla rozwoju lądowej energii wiatrowej czy słonecznej. W związku z tym bezpośrednie kopiowanie praktyk i modeli transformacji energetycznej stosowanych w innych państwach europejskich jest często nieefektywne lub niemożliwe do zastosowania w prosty sposób. W tym kontekście niniejszy podrozdział skupia się na analizie udziału energii elektrycznej pochodzącej ze spalania biomasy w polskim miksie energetycznym (dane ENTSO-E: rys. 4.10) oraz zostanie dokonane analiza wykorzystania tego źródła energii w Niemczech.

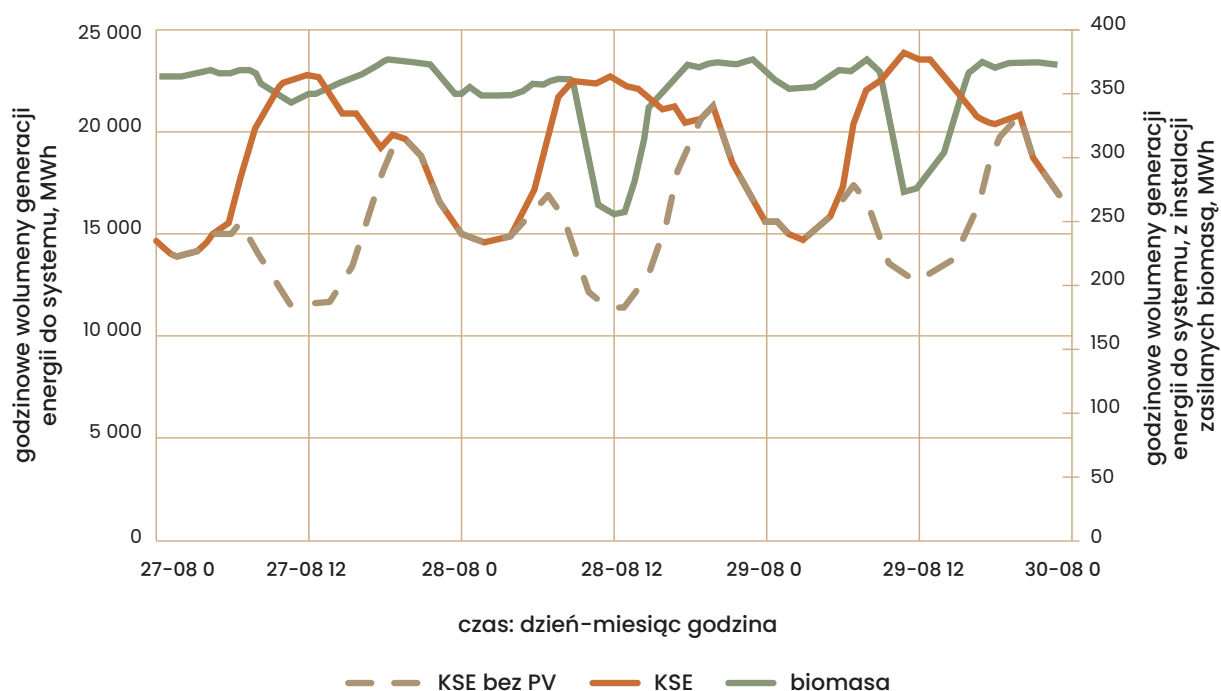
Rys. 4.10 Generowana moc instalacji wytwórczych energii elektrycznej z biomasy w latach 2021 – 2024.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wartość mocy maksymalnej generowanej przez źródła wytwórcze biomasowe systematycznie wzrasta. W 2021 roku maksymalna osiągnięta moc wynosiła 250 MW, natomiast pod koniec 2024 roku wzrosła do 450 MW. W tym samym okresie wartość średnia generacji zwiększyła się z 190 MW do 290 MW. Profil generacji energii z tych źródeł w typowym okresie występowania krzywej kaczki (sierpień 2024 r.) przedstawiono na rys. 4.11.

Rys. 4.11. Godzinowe wolumeny generacji energii do KSE łącznie, do KSE z pominięciem instalacji fotowoltaicznych oraz z instalacji zasilanych biomasą. Wykres dotyczy wybranych dni sierpnia 2024 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Krzywa całkowitej generacji w KSE (linia pomarańczowa) charakteryzuje się typowym¹⁰ wzrostem w ciągu dnia (osiągając szczyt w godzinach popołudniowych) oraz głębokim spadkiem w nocy (minimum przypada na godziny 2:00 – 4:00). Natomiast krzywa „KSE bez PV” (kolor brązowy, linia przerywana), czyli generacja energii z wyłączeniem instalacji fotowoltaicznych, pokazuje efekt tzw. „krzywej kaczki”. Jej przebieg jest następujący: po nocnym minimum następuje poranny wzrost, a następnie głęboka dolina, zwana doliną dzienną. W tym czasie energia z instalacji fotowoltaicznych zastępuje w wysokim stopniu energię z elektrowni sterowalnych. Następnie w godzinach wieczornych sterowalne źródła wytwórcze zwiększają w sposób drastyczny generację energii, aby zaspokoić zapotrzebowanie w szczycie wieczornym przy spadającym do zera udziale produkcji z instalacji fotowoltaicznych. Różnica między krzywą pomarańczową a brązową w ciągu dnia obrazuje wielkość generacji energii z instalacji PV do systemu.

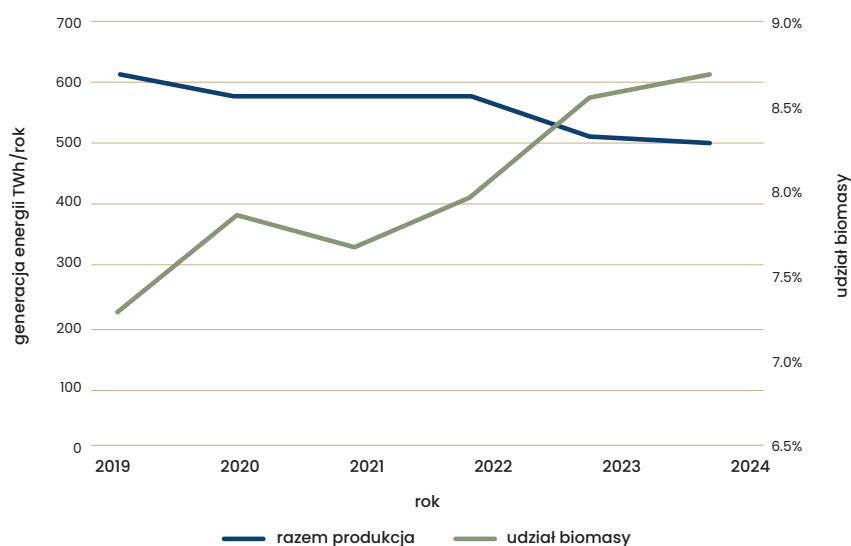
Generacja energii z biomasy (zielona) osiąga maksymalne wartości na poziomie 370 MWh. Wielkość generacji zmniejsza się wyraźnie podczas doliny dziennej i zwiększa ponownie podczas szczytu wieczornego. Dowodzi to jej roli jako sterowalnego, stabilnego źródła nie pogłębiającego zjawiska tzw. krzywej kaczki, lecz stanowiącego stały wkład w bilansowanie systemu w trudnych momentach, a zwłaszcza wieczorem, gdy instalacje fotowoltaiczne nie generują energii.

¹⁰ Dla dni o wysokiej generacji energii z instalacji fotowoltaicznych wiosną i latem.

Niemcy

Jako państwo wybrane do analizy porównawczej wskazano naszego zachodniego sąsiada, Niemcy, których rynek energii elektrycznej jest największy w skali Unii Europejskiej pod względem wolumenu – rys. 4.12.

Rys. 4.12. Roczne wolumeny generacji energii elektrycznej oraz udział procentowy instalacji biomasowych w tym wolumenie.

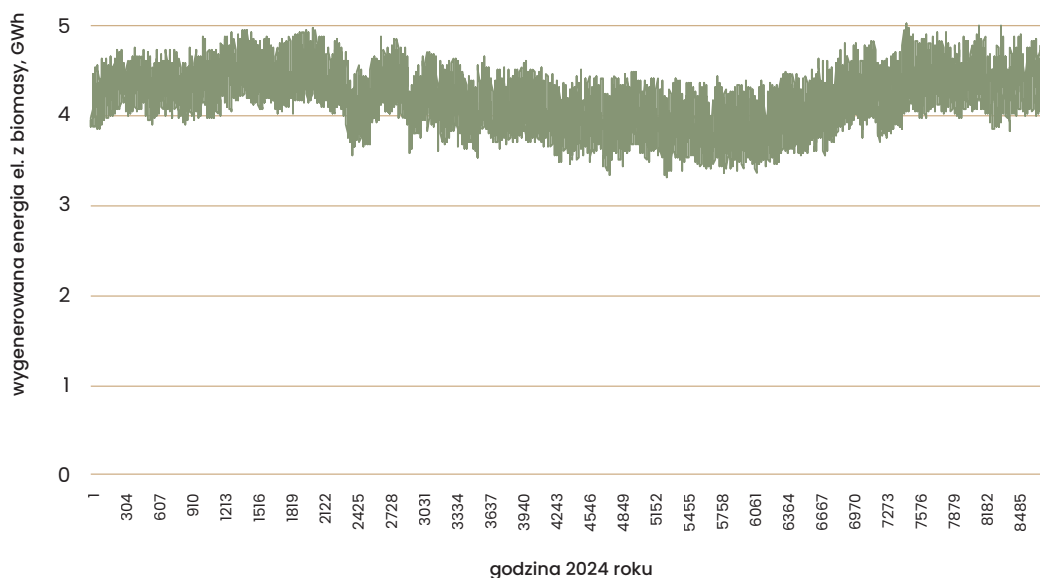


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

W ostatnich pięciu latach całkowita produkcja energii elektrycznej w Niemczech systematycznie spadała – z ponad 600 TWh w 2019 roku do około 500 TWh w 2024 roku (spadek o ok. 100 TWh). Jednocześnie udział biomasy w całkowitym wolumenie produkcji wzrósł z około 7,3% do 8,6%.

Na rys. 4.13 przedstawiono dane dotyczące produkcji energii elektrycznej z biomasy w 2024 roku.

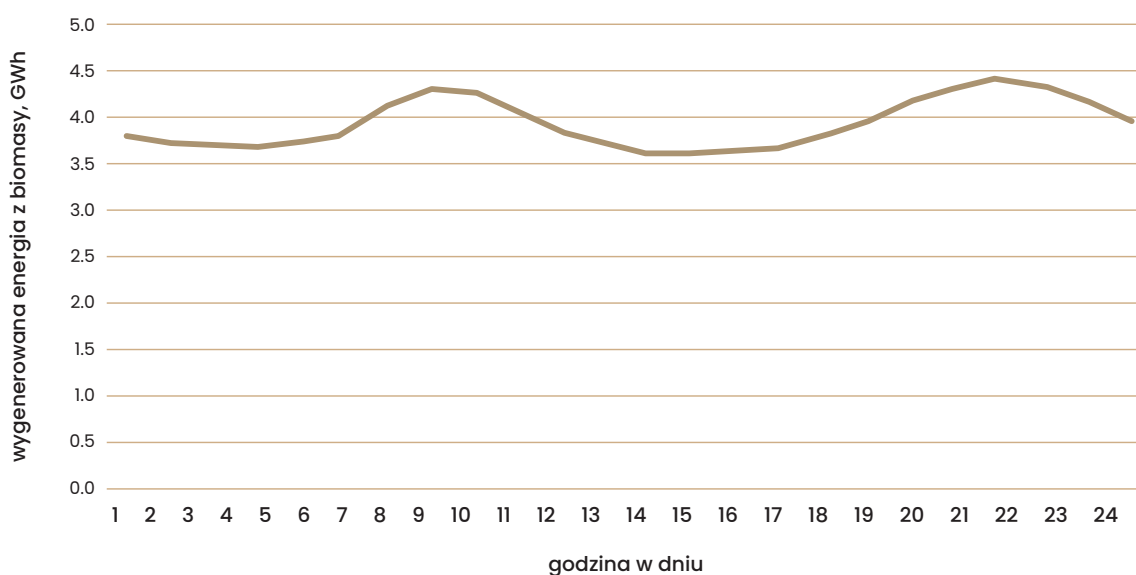
Rys. 4.13. Godzinowe wartości energii dostarczonej ze źródeł biomasowych do niemieckiego systemu elektroenergetycznego w 2024 roku.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wolumen produkcji energii z biomasy na rynku niemieckim wykazuje stosunkowo stały poziom, z wahaniami w skali dziennej oraz ze zmniejszeniem widocznym w okresie letnim. Ogólnie źródła tego typu pracują w trybie podstawy systemowej. Typowe wartości generacji energii w skali godzinowej mieszczą się w przedziale od 4,0 do 4,8 GWh zimą oraz od 3,5 do 4,5 GWh latem. Są to wartości od ok. 10 do ok. 20 razy wyższe niż w Polsce (rys. 4.10). Dla porównania, ogólna skala różnic wolumenu energii między niemieckim a polskim systemem elektroenergetycznym jest ok. 3-krotna. Generację energii dla wybranego dnia w okresie letnim obrazuje poniższy rysunek.

Rys. 4.14. Godzinowe wartości energii dostarczonej ze źródeł biomasowych do niemieckiego systemu elektroenergetycznego w dniu 3. lipca 2024 roku.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wolumen produkcji energii z biomasy na rynku niemieckim w dniu 3 lipca 2024 roku utrzymuje się na poziomie typowym dla sezonu letniego (około 3,5 do 4,5 GWh, rys. 4.13). W tym dniu ilość energii wygenerowanej i dostarczonej do niemieckiego systemu dopasowuje się częściowo zarówno do doliny dziennej i nocnej, jak i do szczytów porannych i wieczornych zapotrzebowania na energię. Oznacza to, że generacja biomasy, choć zasadniczo pracuje w trybie podstawowym, wykazuje pewną elastyczność, wspomagając bilansowanie systemu w okresach największej zmienności.

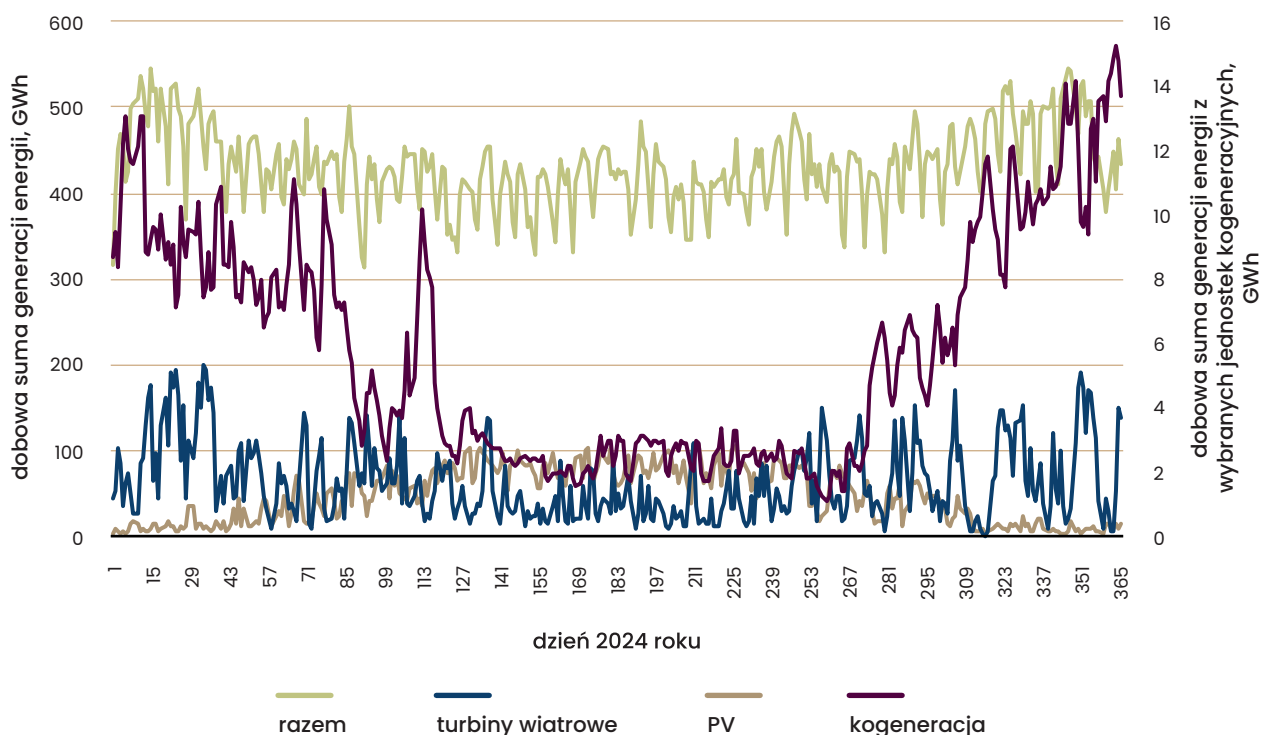
**Generacja energii z biomasy wykazuje pewną elastyczność,
wspomagając bilansowanie systemu w okresach
największej zmienności.**

4.4. Rola kogeneracji w KSE

W niniejszym podrozdziale przedstawiono analizę roli jednostek kogeneracyjnych spalających biomasę w procesie bilansowania KSE. Na podstawie danych godzinowych i dobowych dla wybranych kogeneracyjnych przeprowadzono obliczenia, w jakim stopniu kogeneracja wspiera stabilizację bilansowania systemu. Uwzględniono szczególnie warunki rosnącego udziału źródeł odnawialnych, zwłaszcza instalacji fotowoltaicznych.

Analizie poddano dane godzinowe generacji energii elektrycznej, a także strukturę wytwarzania w skali krajowej – rys. 4.15. Bazowano na wcześniej opracowanych algorytmach oceny wpływu pracy jednostek kogeneracyjnych na bilansowanie KSE, obejmujący identyfikację godzin doliny dziennej (Gdd, na podstawie rys. 4.5.) i szczytu wieczornego (Gsw, na podstawie rys. 4.5.).

Rys. 4.15. Dobowa generacja energii z wszystkich źródeł łącznie, instalacji fotowoltaicznych, turbin wiatrowych i wybranych jednostek kogeneracyjnych z udziałem biomasy.

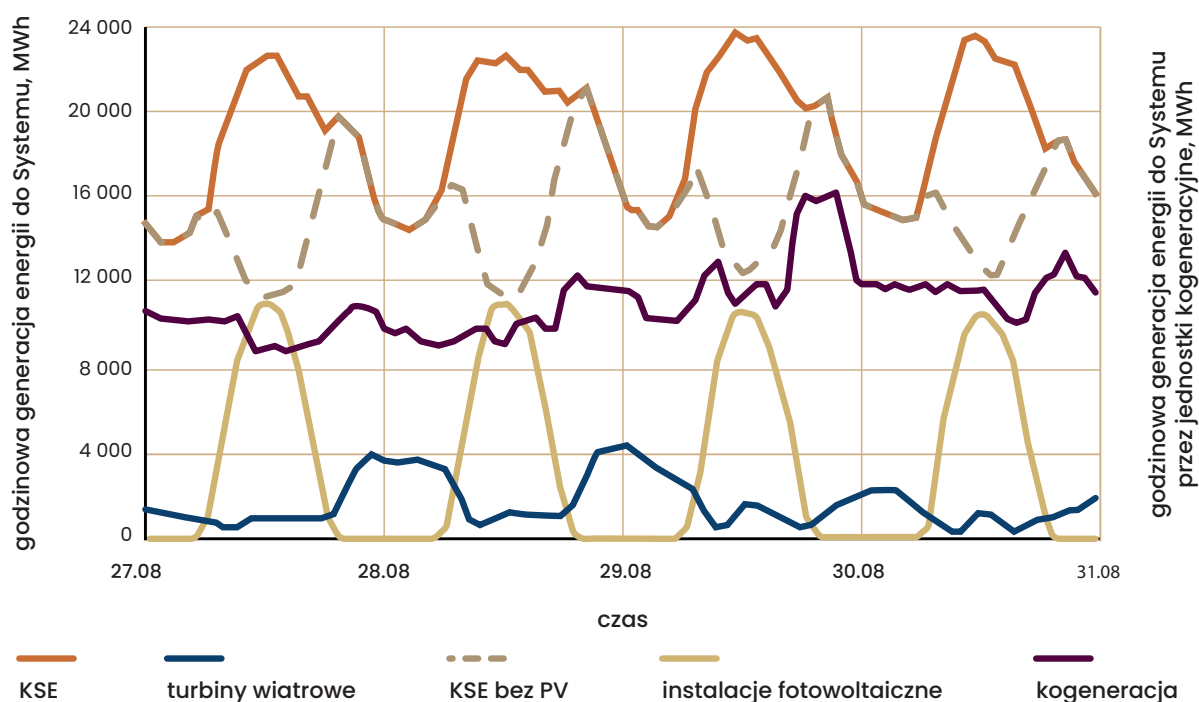


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i jednostkowej produkcji bloków kogeneracyjnych.

Powyższy wykres prezentuje sumy dobowej generacji energii 2024 roku, obejmując sumę generacji łącznej, generację z instalacji fotowoltaicznych, turbin wiatrowych oraz wybranych jednostek kogeneracyjnych zasilanych częściowo biomasą. Analiza danych ujawnia silną zależność sezonową (ze względu na produkcję ciepła) oraz rolę stabilizującą kogeneracji w bilansie energetycznym.

W ciągu całego roku dobową generację łączną (zielona linia, lewa oś) utrzymuje się na konsekwentnie wysokim poziomie, osiągając minimum około 320 GWh, z tendencją do wyższych wartości na początku i pod koniec roku. Maksymalna osiągnięta wartość to 544 GWh. Generacja energii z instalacji fotowoltaicznych wykazuje wyraźny cykl sezonowy, dominująca latem i praktycznie zanikając w okresach zimowych (około dni 1-80 oraz 300-365). Z kolei generacja energii z turbin wiatrowych charakteryzuje się niestabilnością i zmiennością godzinową, choć ich potencjał jest często wyższy w okresie jesienno-zimowym i wczesną wiosną, uzupełniając generację energii ze źródeł fotowoltaicznych latem. Szczegółowe dane godzinowe dla wybranych dni sierpnia 2024 pokazano na poniższym wykresie.

Rys. 4.16. Godzinowe wartości generacji energii z wszystkich źródeł łącznie, instalacji fotowoltaicznych, turbin wiatrowych i wybranych jednostek z udziałem biomasy kogeneracyjnych (skala prawa). Sierpień 2024 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E i jednostkowej produkcji bloków kogeneracyjnych.

Analiza danych godzinowych wykazała, że jednostki kogeneracyjne zwiększają produkcję energii elektrycznej w godzinach szczytu wieczornego (Gsw: 18:00–21:00), częściowo kompensując spadek generacji z instalacji fotowoltaicznych obserwowany w godzinach wieczornych. Zjawisko to pozwala ograniczyć negatywne skutki tzw. krzywej kaczek. Bliskość linii całkowitej generacji energii przez instalacje fotowoltaiczne oraz linii „KSE bez PV” w okresach około południowych oznacza, że instalacje fotowoltaiczne odpowiadają w tych godzinach za około połowę generowanej energii.

Generacja energii z kogeneracji w wybranych dniach wahała się w skali godzinowej od 90 do 160 MWh, a jej bieżąca generacja w pewien sposób dostosowywała się do profilu linii „KSE bez PV”. Zauważalne jest również, że to dostosowywanie współwystępowało ze zwiększoną generacją energii z turbin wiatrowych w dniach 27 i 28 sierpnia. Największą elastyczność źródła kogeneracyjne wykazały 29 sierpnia w godzinach wieczornych, poprzez zwiększenie generacji z 110 do 160 MWh.

Podsumowanie

Przed Krajowym Systemem Elektroenergetycznym stoją rosnące wyzwania związane z utrzymaniem stabilnej pracy w warunkach dynamicznego wzrostu udziału niesterowanych OZE: instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych.

Główny problem leży w tym, że poziom penetracji energii PV i wiatru powyżej 50–60% w skali godzinowej (co się przedkłada na granicę ok. 30% w miksie rocznym) negatywnie wpływa na stabilność pracy KSE. Prowadzi to do nadprodukcji energii w szczycie dnia (dotyczy głównie instalacji fotowoltaicznych) oraz w godzinach o niskim zapotrzebowaniu (dotyczy głównie turbin wiatrowych) i nasila problemy z jej bilansowaniem, co znacząco utrudnia realizację wyższego udziału tych źródeł w obecnej postaci systemu. W tym też zakresie dochodzi do wyłączeń generacji energii z tych źródeł wytwórczych, np. ze względu na redysponowanie.

Kluczowe wyzwanie dla bilansowania dotyczy braku elastyczności konsumpcji oraz stabilnych a zarazem sterowalnych źródeł wytwórczych (najlepiej niskoemisyjnych). Z tego względu:

1

Jednostki wytwórcze biomasowe, w tym kogeneracyjne, pełnią pozytywną rolę w bilansowaniu KSE, szczególnie w godzinach wieczornych, gdy drastycznie spada produkcja energii z PV, a zapotrzebowanie rośnie. Są one przykładem stabilnych, sterowalnych jednostek zaliczanych do OZE, które nie pogłębiają problemów systemowych. Skala ich działania jest niska także w porównaniu z innymi krajami.

2

Głównym ograniczeniem dalszego wzrostu udziału OZE nie jest infrastruktura sieciowa, lecz brak elastyczności konsumpcji oraz potrzeba stabilności działania całego systemu. W efekcie nie istnieją proste, jednostkowe rozwiązania tych problemów.

3

Istnieje pilna potrzeba w zakresie powstawania niskoemisyjnych i sterowalnych źródeł dla systemu elektroenergetycznego, także ze względu na stan obecnej infrastruktury wytwórczej. Energetyka jądrowa nie zapewni jednak pełnej elastyczności (nie to jest jej celem) niezbędnej do szybkiego równoważenia systemu, zwłaszcza w kontekście planowanych inwestycji w morską energetykę wiatrową.

Podsumowując, KSE potrzebuje elastycznych, sterowalnych i niskokosztowych źródeł energii, a ich wdrożenie wymaga ostrożnej analizy ryzyk technicznych (np. awaryjności oraz stopnia znajomości danej technologii w Polsce) i ekonomicznych (szczegółowo omówionych w rozdziale 9 niniejszego raportu).

ROZDZIAŁ 5

Kogeneracja – regulacje prawne sektora i jej rola w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym



ROZDZIAŁ 5

Kogeneracja – regulacje prawne sektora i jej rola w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

5.1. Przegląd i analiza obowiązujących regulacji prawnych dotyczących kogeneracji

Ustawa – prawo energetyczne definiuje kogenerację jako równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego¹. Dzięki temu procesowi możliwe jest bardziej efektywne zużycie paliwa pierwotnego, a tym samym ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Podstawowym produktem procesu kogeneracji jest ciepło, natomiast energia elektryczna i mechaniczna stanowią niejako produkty uboczne.

Ustawodawca na gruncie ustawy – Prawo energetyczne wprowadził szeroką siatkę pojęć związanych z kogeneracją. Powoduje to konieczność ich wzajemnego zestawienia w celu uzyskania pełnego obrazu regulacji w tym zakresie.

Pod pojęciem ciepła użytkowego w kogeneracji rozumie się ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane z innych źródeł. Definicja ta „powstała na potrzeby ujednolicenia danych dotyczących energii wytworzonej w kogeneracji oraz wprowadzenia gwarancji pochodzenia, bowiem ciepło użytkowe w kogeneracji stanowi centralny punkt kogeneracji.”². Jednostka kogeneracji została zdefiniowana jako wyodrębniony zespół urządzeń, który może wytwarzać energię elektryczną w kogeneracji, opisany poprzez dane techniczne. Przez energię elektryczną w kogeneracji rozumie się natomiast energię elektryczną wytwarzaną w kogeneracji i obliczoną jako:

- a. całkowitą roczną produkcję energii elektrycznej w jednostce kogeneracji w roku kalendarzowym, wytworzoną ze średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, co najmniej równą sprawności granicznej:
 - 75% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: turbina parowa przeciwprężna, turbina gazowa z odzyskiem ciepła, silnik spalinowy, mikroturbina, silnik Stirlinga, ogniwo paliwowe, albo
 - 80% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła, turbina parowa upustowo-kondensacyjna, albo
- b. iloczyn współczynnika i rocznej ilości ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego ze średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji niższą niż sprawności graniczne, o których mowa w lit. a; współczynnik ten jest obliczany na podstawie pomiarów parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, dla danego przedziału czasowego, i określa stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji.

¹ Art. 3 pkt 33 ustawy – Prawo energetyczne.

² M. Czarnecka, T. Oglódek (red.), *Prawo energetyczne. Efektywność energetyczna. Tom I. Komentarz*, wyd. 2, 2023.

Z kolei pod pojęciem wysokosprawnej kogeneracji rozumie się wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- a. jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
- b. jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Powyżej opisane pojęcia są kluczowe z perspektywy ustalenia roli kogeneracji na gruncie polskich regulacji. Ustawodawca wyraził aprobatę dla wytwarzania energii (zarówno elektrycznej, jak i ciepłej) w procesie kogeneracji poprzez uprzywilejowanie tej technologii na gruncie rozwiązań legislacyjnych. Wynika to z walorów kogeneracji, do których należy przede wszystkim wysoka efektywność energetyczna oraz niższa, w porównaniu do niekogeneracyjnych jednostek wytwórczych, emisyjność. Co więcej, jednostka kogeneracyjna, pomimo że co do zasady nie jest odnawialnym źródłem energii, to z uwagi na fakt, że może być zasilana odnawialnymi źródłami energii (np. energią pozyskaną z biomasy) może uzyskać status jednostki OZE. W konsekwencji zarówno ustawa – Prawo energetyczne, jak i ustawa o OZE, regulują instrumenty wspierające wytwarzanie energii w kogeneracji. Poniżej zostały opisane najważniejsze z nich.

Premia kogeneracyjna

Premia kogeneracyjna to najistotniejszy mechanizm wsparcia przewidziany w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Jest on dedykowany wytwórcom energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i zakłada dopłatę do wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, pod warunkiem wygrania przez danego wytwórcę aukcji. Aukcja kogeneracyjna jest przeprowadzana przez Prezesa URE, który określa m.in. jej termin, warunki udziału, wielkość wsparcia oraz wymagania techniczne wobec uczestników. Wytwórcy energii z kogeneracji składają oferty dotyczące wysokości premii kogeneracyjnej, jaką chcą otrzymać za wytwarzaną energię. Oferty są następnie porównywane, a wsparcie otrzymują te instalacje, które zaproponowały najniższą cenę, aż do wyczerpania przewidzianego budżetu aukcji.

Premia kogeneracyjna jest finansowana ze środków pobieranych przez operatora systemu przesyłowego w ramach opłaty kogeneracyjnej, która ma na celu zapewnienie dostępności energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy

Wykorzystywanie ciepła z kogeneracji umożliwia uznanie danego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny. Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się taki system, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

50%	lub	50%	lub	75%	lub	50%
energię z odnawialnych źródeł energii		ciepło odpadowe		ciepło pochodzące z kogeneracji		połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1-3.

Uznanie danego systemu za efektywnie energetyczny przyczynia się do wypełnienia jednego z zadań własnych gminy z zakresu zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe. Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne do takich zadań należy ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy.

Co więcej, kwalifikacja danego systemu jako efektywnego energetycznie ułatwia gminom sporządzenie projektu założeń oraz projektu planu. Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Projekt założeń powinien określać między innymi „możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych”. W przypadku braku możliwości sporządzenia projektu założeń sporządza się projekt planu. Powinien on zawierać „propozycje w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji” oraz „ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy”. Następnie założenia do planu lub sam plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe są uchwalane przez radę gminy. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne przyznają gminie kompetencje do zawierania z przedsiębiorstwami energetycznymi umów w celu realizacji uchwalonego planu. W praktyce możliwość zawierania takich umów oznacza uprzywilejowanie technologii uwzględnionych w planach, czyli również wysokosprawnej kogeneracji.

Ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji

Art. 10c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek sporządzenia oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych i powiadomienia o jej sporządzeniu Komisję Europejską.

Omawiany przepis wdraża art. 14 dyrektywy efektywnościowej 2012. Zgodnie z art. 14 ust. 1 dyrektywy efektywnościowej 2012 państwa członkowskie zostały zobowiązane do dokonania do 31 grudnia 2015 r. kompleksowej oceny potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, zawierającej informacje określone w załączniku VIII dyrektywy efektywnościowej 2012, oraz do powiadomienia o niej Komisji Europejskiej. W kompleksowej ocenie w pełni uwzględnia się analizę krajowego potencjału w zakresie wysokosprawnej kogeneracji, przeprowadzaną na mocy dyrektywy 2004/8. Na żądanie Komisji Europejskiej państwa członkowskie są zobligowane do aktualizacji tej oceny co 5 lat.

Pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji

Stosownie do art. 9c ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne „operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom, w zakresie wskazanym w art. 12 i art. 13 rozporządzenia 2019/943, pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.” Dodatkowo, zgodnie z art. 9c ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne „operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.”

Przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej

Zgodnie z ustawą o efektywności energetycznej jednym z przedsięwzięć służących poprawie efektywności jest stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.

5.2. Rola kogeneracji w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego – bilansowanie i stabilność KSE

Wspieranie kogeneracji jest również kluczowe z uwagi na rolę, jaką kogeneracja pełni w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.

Transformacja energetyczna, rozumiana jako proces odchodzenia od wytwarzania energii z paliw kopalnych na rzecz źródeł nisko- lub zeroemisyjnych, stanowi jedno z najistotniejszych wyzwań dla KSE. Jej realizacja wymaga nie tylko stopniowego ograniczania pracy najbardziej emisyjnych i przestarzałych jednostek wytwórczych, lecz także zapewnienia ciągłości dostaw energii oraz efektywnego wykorzystania zmiennych źródeł odnawialnych.

W ostatnich latach struktura wytwarzania energii w KSE uległa znaczącej zmianie. Dynamiczny rozwój energetyki prosumenckiej, opartej głównie na instalacjach fotowoltaicznych, doprowadził do gwałtownego wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach OZE. Towarzyszący temu procesowi szybki przyrost produkcji energii z odnawialnych źródeł stworzył nowe wyzwania w zakresie zarządzania nadwyżkami energii oraz utrzymania stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Kluczowym problemem pozostaje pogodozależność tych źródeł, skutkująca znaczną zmiennością generacji w zależności od warunków atmosferycznych. W Polsce nadwyżki energii z OZE pojawiają się coraz częściej, a wraz z dalszym wzrostem udziału tzw. zielonej energii zjawisko to będzie się nasilać.

Jedną z konsekwencji obserwowanych zmian jest występowanie na rynku hurtowym energii elektrycznej ujemnych cen w godzinach największej generacji z OZE oraz wysokich stawek w okresach szczytowego zapotrzebowania. W 2024 r. w Polsce odnotowano 186 godzin z ujemnymi cenami energii, natomiast pierwszej połowie 2025 r. już 251 takich przypadków, co potwierdza rosnącą skalę zjawiska.

Znaczny udział w KSE jednostek wytwórczych zależnych od warunków atmosferycznych powoduje nie tylko występowanie nadwyżek energii elektrycznej, lecz także okresowych niedoborów mocy. W sytuacjach, gdy pogoda nie sprzyja produkcji z OZE niezbędne staje się uzupełnienie brakującego wolumenu energii z innych źródeł. Obecne elektrownie węglowe ze względu na długi czas rozruchu, ograniczoną dynamikę zwiększania mocy oraz wysokie minima techniczne pracy (dla bloków cieplnych opalanych węglem wynoszące ok. 40–60% mocy znamionowej), nie są w stanie skutecznie reagować na szybkie zmiany zapotrzebowania w KSE³.

Sytuacja ta stanowi poważne wyzwanie dla stabilności i efektywności funkcjonowania KSE. Jednym z kierunków działań umożliwiających poprawę bilansu energetycznego jest integracja sektorów elektroenergetycznego i ciepłowniczego (tzw. market coupling), m.in. poprzez wykorzystanie technologii kogeneracyjnych. Nowoczesne jednostki kogeneracyjne charakteryzują się wysoką elastycznością, a ich produkcję energii elektrycznej i ciepła można dostosowywać do aktualnych

³ Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, *Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego*, 2025.

potrzeb odbiorców. W okresach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną jednostki kogeneracyjne mogą dostarczać dodatkową moc do systemu, natomiast w czasie nadwyżek energii, wykorzystywać ją do wytwarzania ciepła. Ponadto praca kogeneracji sprzyja stabilizacji parametrów sieci elektroenergetycznych i podnosi ogólną efektywność krajowego systemu energetycznego.

Co więcej, podkreśla się, że jednostki kogeneracyjne mogą poprawiać rozptyły energii w sieciach elektroenergetycznych, a także ograniczać straty przesyłu i dystrybucji⁴. Wynika to ze specyfiki rynku ciepła. Ciepło, ze względu na swoje uwarunkowania techniczne, nie może być transportowane na duże odległości. W rezultacie ciepłownie i elektrociepłownie lokalizowane są w miejscach występowania zapotrzebowania na ciepło, czyli głównie w aglomeracjach miejskich.

Dzięki temu energia elektryczna wytwarzana w kogeneracji jest konsumowana lokalnie, bez konieczności jej przesyłania, co przekłada się na mniejsze obciążenie sieci przesyłowych. Przykładem takiego rozwiązania są dwie kluczowe warszawskie elektrociepłownie – Żerań i Siekierki, które pokrywają około 80% zapotrzebowania miasta na ciepło oraz 60% na energię elektryczną.

Oprócz dostawy energii o zasięgu lokalnym jednostki kogeneracyjne mogą być aktywnym elementem odbudowy systemu w przypadku awarii KSE tzw. blackout'u. Warunkiem jest wyposażenie ich w układy do autonomicznego startu, czyli agregaty prądotwórcze, których moc wystarczy do rozruchu głównych bloków elektrociepłowni. Koncepcja wykorzystania jednostek kogeneracyjnych w ramach awarii systemu została przewidziana w Szwecji, gdzie uruchomione elektrociepłownie zaczynają tworzyć miejskie wyspy energetyczne, które w końcu łączone są w jeden krajowy system energetyczny⁵.

Wnioski

Ustawa – Prawo energetyczne definiuje i aktywnie wspiera kogenerację jako kluczową technologię podnoszącą efektywność energetyczną i ograniczającą emisję. Uprzywilejowanie tej technologii wynika z jej walorów ekologicznych i efektywnościowych. Przekłada się to na konkretne mechanizmy wsparcia: możliwość przyznania premii kogeneracyjnej, kwalifikację systemu wykorzystującego ciepło z kogeneracji jako efektywnego energetycznie czy włączenie kogeneracji w obowiązki planistyczne gmin. Wsparcie legislacyjne dla kogeneracji realizowane jest poprzez mechanizmy rynkowe i regulacyjne mające na celu zapewnienie jej stabilnego rozwoju. Wytwórcom energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji zapewniony jest także priorytet w świadczeniu usług przesyłania i dystrybucji oraz obowiązek jej odbioru przez operatorów systemów, co stanowi implementację prawa UE. Kogeneracja jest także uznawana w ustawie o efektywności energetycznej za jedno z przedsięwzięć służących poprawie efektywności. Działania te należy ocenić jako pozytywne, również z perspektywy roli kogeneracji w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego.

⁴ A. Rubczyński, J. Maćkowiak-Pandera, *System elektroenergetyczny potrzebuje ciepłownictwa*, Analiza Forum Energii 2023.

⁵ A. Rubczyński, J. Maćkowiak-Pandera, *System elektroenergetyczny potrzebuje ciepłownictwa*, Analiza Forum Energii 2023.

ROZDZIAŁ 6

**Ujęcie biomasy jako
surowca energetycznego
w unijnym i krajowym porządku
prawnym**



ROZDZIAŁ 6

Ujęcie biomasy jako surowca energetycznego w unijnym i krajowym porządku prawnym

6.1. Analiza regulacji unijnych dotyczących biomasy

Podstawowymi europejskimi aktami prawnymi promującymi wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł, w tym z biomasy, są dyrektywa RED II oraz zmieniająca ją dyrektywa RED III. Obie dyrektywy należy traktować jako powiązane ze sobą etapy rozwoju przepisów dotyczących tzw. energetyki odnawialnej.

Pojęcie biomasy zostało zdefiniowane na gruncie dyrektywy RED II jako „ulegająca biodegradacji frakcja produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi, z leśnictwa i powiązanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegająca biodegradacji frakcja odpadów, w tym odpadów przemysłowych i miejskich pochodzenia biologicznego”. Jednocześnie na gruncie dyrektywy RED II wyróżniono podział biomasy na biomasę rolniczą oraz biomasę leśną. Pod pojęciem biomasy rolniczej rozumie się biomasę pochodzącą z produkcji rolniczej, z kolei biomasę leśną oznacza biomasę pochodzącą z produkcji leśnej.

Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy w prawie unijnym

Dyrektywa RED III, rozwijając i doprecyzowując przepisy zawarte w dyrektywie RED II, zobowiązała państwa członkowskie do uwzględnienia w swoich porządkach prawnych zasady kaskadowego wykorzystania biomasy. Zasada ta jest kluczowa z perspektywy niniejszego raportu, ponieważ zobowiązuje państwa członkowskie do zagospodarowania biomasy zgodnie z określoną hierarchią priorytetów.

Zarówno dyrektywa RED II, jak i dyrektywa RED III, nie zawiera wyodrębnionej definicji legalnej pojęcia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy. Jednakże cel oraz sens omawianej zasady zostały przedstawione przez unijnego prawodawcę w preambule do dyrektywy RED III. W motywie 10 preambuły dyrektywy RED III zostały opisane podstawowe warunki dotyczące systemów wsparcia na rzecz bioenergii, założenia dotyczące zasady kaskadowego wykorzystania biomasy, jak również okoliczności, w jakich państwo członkowskie jest uprawnione do odstępstwa od niej: **„Celem tej zasady jest zapewnienie efektywnego gospodarowania zasobami biomasy poprzez priorytetowe traktowanie wykorzystania biomasy do celów energetycznych w każdym przypadku, gdy to możliwe, zwiększając tym samym ilość biomasy dostępnej w ramach systemu. Takie dostosowanie ma na celu zapewnienie sprawiedliwego dostępu do rynku surowca do produkcji biomasy w celu wypracowania innowacyjnych, opartych na biomacie rozwiązań o wysokiej wartości dodanej oraz przejście na zrównoważoną biogospodarkę o obiegu zamkniętym.”** Co więcej, „zgodnie z zasadą kaskadowego wykorzystania biomasy, biomasę drzewną powinna być wykorzystywana stosownie do jej najwyższej ekonomicznej i środowiskowej wartości dodanej zgodnie z następującą hierarchią priorytetów: produkty drewnopochodne, przedłużanie cyklu życia produktów drewnopochodnych, ponowne użycie, recykling, bioenergia i trwałe składowanie. W przypadku gdy żadne inne zastosowanie biomasy drzewnej nie jest ekonomicznie opłacalne lub właściwe pod względem środowiskowym, odzysk energii pomaga ograniczyć produkcję energii ze źródeł nieodnawialnych.”

Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy odnosi się więc do sposobu gospodarowania biomasą, promując jej racjonalne oraz zrównoważone wykorzystanie. W zakresie biomasy drzewnej zakłada jej wykorzystanie w sposób maksymalizujący jej wartość gospodarczą oraz korzyści dla środowiska zgodnie ze wskazaną hierarchią priorytetów.

Do przestrzegania zasady kaskadowego wykorzystania biomasy państwa członkowskie zostały obowiązane na gruncie art. 3 ust. 3 akapit 1 dyrektywy RED III, zgodnie z którym: „Państwa członkowskie wprowadzają środki służące zapewnieniu, aby produkcja energii z biomasy przebiegała w sposób minimalizujący wystąpienie nadmiernych zakłóceń na rynku surowca do produkcji biomasy oraz szkodliwy wpływ na różnorodność biologiczną, środowisko i klimat. W tym celu uwzględniają hierarchię postępowania z odpadami określoną w art. 4 dyrektywy 2008/98/WE oraz zapewniają przestrzeganie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy, z naciskiem na systemy wsparcia i z należytym uwzględnieniem specyfiki krajowej.”

Co więcej, w art. 3 ust. 3 akapit 2 dyrektywy RED III została wskazana hierarchia priorytetów postępowania z biomasą wyrażona w kontekście wymogów dotyczących mechanizmów wsparcia stosowanych przez państwa członkowskie na rzecz bioenergii. Zgodnie z przywołanym przepisem: „Państwa członkowskie opracowują systemy wsparcia w odniesieniu do energii z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy w taki sposób, aby uniknąć tworzenia zachęt dla ścieżek, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju, oraz zakłócania konkurencji na rynkach surowców w celu zapewnienia wykorzystania biomasy drzewnej stosownie do jej najwyższej ekonomicznej i środowiskowej wartości dodanej zgodnie z następującą hierarchią priorytetów:

- a) produkty drewnopochodne;
- b) przedłużanie cyklu życia produktów drewnopochodnych;
- c) ponowne użycie;
- d) recykling;
- e) bioenergia; oraz
- f) trwałe składowanie.”.

Zagadnienie to zostało doprecyzowane na gruncie omawianego powyżej motywu 10 preambuły do dyrektywy RED III, zgodnie z którym: „Opracowując systemy wsparcia na rzecz bioenergii, państwa członkowskie powinny zatem wziąć pod uwagę dostępną podaż zrównoważonej biomasy do zastosowań energetycznych i nieenergetycznych oraz konieczność zachowania krajowych leśnych pochłaniaczy dwutlenku węgla i ekosystemów, a także należyście uwzględnić zasadę gospodarki o obiegu zamkniętym, zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy oraz hierarchię postępowania z odpadami ustanowioną w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE.”.

Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy powinna więc zostać uwzględniona przez państwa członkowskie w ramach wprowadzanych środków służących zagwarantowaniu racjonalnego i nieszkodliwego dla środowiska wykorzystania biomasy. Jednocześnie systemy wsparcia dotyczące energii produkowanej z biopaliw, biopłynów oraz paliw z biomasy powinny spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju oraz pozostawać w zgodności z hierarchią priorytetów wskazaną w dyrektywie RED III.

6.2. Analiza krajowych unijnych dotyczących biomasy

W polskim porządku prawnym biomasa została zdefiniowana w ustawie o OZE jako *„ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów”*. Definicja ta została wprowadzona do ustawy o OZE w ramach implementacji przepisów rozporządzenia RED I. Co do zasady pokrywa się ona z definicją zawartą w dyrektywie RED II.

Definicja biomasy została również zawarta w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, zgodnie z którą biomasa to *„ulegająca biodegradacji i pochodzenia biologicznego część:*

- a. *produktów, odpadów lub pozostałości – pochodząca z działów przemysłu powiązanych z rolnictwem, rybołówstwem, akwakulturą lub leśnictwem,*
- b. *produktów lub odpadów – pochodząca z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury lub leśnictwa,*
- c. *pozostałości z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury lub leśnictwa,*
- d. *odpadów lub pozostałości, w tym odpadów komunalnych, odpadów lub pozostałości przemysłowych oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków*
– *w tym substancje roślinne lub zwierzęce.”*

Biomasa pochodzenia rolniczego została natomiast zdefiniowana w art. 2 pkt 3b ustawy o OZE jako *„biomasa pochodząca z upraw energetycznych, a także odpady lub pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty”*. Ustawodawca nie zdefiniował przy tym osobno pojęcia biomasy leśnej. Jednakże analiza treści definicji pojęcia biomasy pozwala na rekonstrukcję zakresu pojęcia biomasy leśnej mieszczącego się w ramach ogólnej definicji biomasy przewidzianej przez ustawodawcę.

Rozróżnienie w zakresie aparatu definicyjnego na biomasę rolniczą oraz biomasę leśną zostało dokonane na gruncie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Biomasa rolnicza została zdefiniowana jako *„biomasa pochodząca z rolnictwa, nieobejmująca biomasy pochodzącej z działów przemysłu powiązanych z rolnictwem”, a biomasa leśna jako „biomasa pochodząca z leśnictwa, nieobejmująca biomasy pochodzącej z działów przemysłu powiązanych z leśnictwem”*. W uzasadnieniu do projektu ustawy wprowadzającej te pojęcia ustawodawca słusznie zauważył, że pokrywają się one z zakresem pojęciowym biomasy. Rozróżnienie to zostało jednak dokonane w celu dosłownej implementacji przepisów dyrektywy RED II.

Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy w prawie polskim

Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy, podobnie w prawie unijnym, nie została wprost zdefiniowana na gruncie prawa polskiego. Nie oznacza to jednak, że nie występuje ona w polskim porządku prawnym. Przeprowadzona analiza obowiązujących przepisów regulujących instrumenty oraz mechanizmy związane z biomasą wskazuje, że zasada kaskadowego wykorzystania biomasy została wdrożona do polskiego systemu prawnego. Przedmiotem niniejszego podrozdziału jest szczegółowe omówienie tych rozwiązań normatywnych.

Jak wskazano we wcześniejszych rozważaniach, dyrektywa RED III przewiduje, że zasada kaskadowego wykorzystania biomasy powinna zostać uwzględniona wraz z hierarchią postępowania z odpadami określoną w art. 4 dyrektywy odpadowej, przy wprowadzeniu przez państwo członkowskie:

- środków służących zapewnieniu, aby produkcja energii z biomasy przebiegała w sposób minimalizujący wystąpienie nadmiernych zakłóceń na rynku surowca do produkcji biomasy;
- środków służących zapewnieniu, aby produkcja energii z biomasy przebiegała w sposób minimalizujący szkodliwy wpływ na różnorodność biologiczną, środowisko i klimat.

Jednocześnie opracowywane przez państwa członkowskie systemy wsparcia dotyczące energii z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy nie powinny prowadzić do tworzenia zachęt dla rozwiązań, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju. Systemy te nie powinny również powodować zakłócenia konkurencji na rynkach surowców w celu zapewnienia wykorzystania biomasy drzewnej stosownie do jej najwyższej ekonomicznej i środowiskowej wartości dodanej zgodnie z hierarchią priorytetów. W polskim porządku prawnym środki te zostały wprowadzone przede wszystkim przez omówioną powyżej siatkę pojęciową oraz mechanizmy stanowiące systemy wsparcia. Do najważniejszych mechanizmów zawartych w polskim porządku prawnym, wypełniających powyższe wytyczne, należą: rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego, system świadectw pochodzenia, system aukcyjny oraz system zakładający stałą cenę zakupu.

Rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego

Kluczowym aspektem w kontekście systemów wsparcia i innych mechanizmów promujących racjonalne wykorzystanie biomasy zgodnie z zasadą jej kaskadowego wykorzystania jest pojęcie drewna energetycznego. Przez drewno energetyczne zgodnie z art. 2 ust. 7a ustawy o OZE rozumie się *„surowiec drzewny, który ze względu na cechy jakościowo-wymiarowe posiada obniżoną wartość techniczną i użytkową uniemożliwiającą jego przemysłowe wykorzystanie, a także surowiec drzewny stanowiący biomasę pochodzenia rolniczego”*.

Szczegółowe wytyczne, jakie musi spełniać drewno, aby mogło zostać zakwalifikowane jako drewno energetyczne, zostały określone w rozporządzeniu dotyczącym drewna energetycznego. Podstawę do jego wydania stanowiło upoważnienie ustawowe zawarte w art. 119a ustawy o OZE. Pierwsze rozporządzenie regulujące tę kwestię zostało uchwalone 30 maja 2025 r., a jego wejście w życie wyznaczono na 7 września 2025 r. **Wprowadzenie tych przepisów pozwoliło na usunięcie luki prawnej w zakresie definicji i klasyfikacji drewna energetycznego, która istniała dotychczas z powodu braku aktu wykonawczego określającego szczegółowe cechy jakościowe i wymiarowe drewna przeznaczonego do celów energetycznych.**

Zgodnie z uzasadnieniem do projektu rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego: *„nadrzędną funkcją projektowanego rozporządzenia jest eliminacja, zgodnie z ww. przepisem ustawy o odnawialnych źródłach energii, zjawiska spalania w energetyce zawodowej drewna, które może zostać wykorzystane przemysłowo w inny, bardziej korzystny gospodarczo sposób. Projektowane rozporządzenie ma służyć racjonalizacji i optymalizacji gospodarki drewnem, a także odpowiadać społecznemu oczekiwaniu, aby drewno możliwe do wykorzystania w bardziej korzystny ekonomicznie sposób nie było spalane w energetyce zawodowej. Przyjęty zabieg jest też korzystny z perspektywy ochrony środowiska, zmniejszając presję na wyręb lasów ze strony energetyki zawodowej. Jest on wyrazem sygnału, że dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego i energetyka nie mogą opierać się o wykorzystanie biomasy jako głównym kierunkiem transformacji tych sektorów.”*

W treści uzasadnienia do projektu rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego odwołano się bezpośrednio do zasady kaskadowego wykorzystania biomasy zawartej w dyrektywie RED III: „wskazując na określone cechy drewna powodujące jego ograniczone zastosowanie w przemyśle innym niż energetyczny, przyjęto stosowanie zasady kaskadowego wykorzystania surowca drzewnego zawartej w dyrektywie RED III, która zakłada możliwie najbardziej efektywny sposób użytkowania drewna w możliwie jak najdłuższym łańcuchu, aż do momentu wykorzystania go na cele energetyczne”. Co więcej, według projektodawcy przyjęcie rozporządzenia „wywoła skutek w postaci określenia jakościowych i wymiarowych cech drewna energetycznego, a więc surowca objętego mechanizmami wspierającymi wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.”. Jest to skutek tożsamy do nakazu adresowanego do państw członkowskich i określonego w art. 3 ust. 3 dyrektywy RED III. Należy również zauważyć, że rozporządzenie zostało przekazane Komisji Europejskiej w celu wypełnienia dyspozycji zawartej w dyrektywie 2015/1535⁶, zgodnie z którą państwa członkowskie są zobowiązane do przekazania Komisji projektów aktów technicznych. **Należy więc stwierdzić, że zasadniczym celem uchwalenia rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego było wypełnienie założeń zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.**

Rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego dzieli surowiec drzewny, który może zostać uznany za drewno energetyczne, zasadniczo na dwie grupy:

- surowiec drzewny występujący jako drewno okrągłe (§ 2 rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego) oraz
- surowiec drzewny inny niż drewno okrągłe (§ 3 rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego).

Zgodnie z § 2 rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego, aby drewno okrągłe mogło zostać uznane za drewno energetyczne, musi spełniać wymogi wymiarowe wskazane w § 2 pkt 1 rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego oraz dodatkowo co najmniej jedną z cech jakościowych, określonych w § 2 pkt 2 rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego, takich jak: silna krzywizna, znaczna zgnilizna lub zwęglenie, które powodują obniżenie wartości technicznej i użytkowej w stopniu powodującym niezasadność ekonomiczną przemysłowego wykorzystania tego drewna. Rozwiązanie to ma zagwarantować, że do przemysłu energetycznego zostanie przeznaczony surowiec o cechach wykluczających możliwość jego zastosowania w innym sektorze.

W § 3 rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego wymieniono kategorie surowca drzewnego niebędące drewnem okrągłym, które mogą zostać uznane za drewno energetyczne, bez konieczności spełnienia jakichkolwiek cech jakościowo-wymiarowych. Jest to uzasadnione obniżoną wartością techniczną i użytkową tego surowca drzewnego, co ze względów ekonomicznych ogranicza, a nawet uniemożliwia jego przemysłowe wykorzystanie. Do wskazanej kategorii należą:

- 1) pozostałości drzewne, których ze względów jakościowych nie można przyporządkować do innych sortymentów drewna, pozostające na powierzchni cięć, związane z procesem ścinki drzew lub krzewów oraz manipulacji surowca drzewnego;

⁶ Dyrektywa 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiająca procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (tekst mający znaczenie dla EOG), Dz. U. L 241 z 17.09.2015 r., s. 1..

- 2) | odpady drzewne lub pozostałości drzewne z produkcji rolniczej;
- 3) | produkty uboczne powstałe z przetworzenia drewna w celach niezwiązanych z wytworzeniem drewna energetycznego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie, powstające w zakładach przerobu drewna, w postaci kory, strużyn, odziomków pomanipulacyjnych, wałków połuszcarskich, trocin, wiórów, zrębków, zrzyn lub szczap lub pochodzące wyłącznie z przetworzenia tych produktów ubocznych w postaci brykietu i peletu;
- 4) | odpady powstałe z przetworzenia drewna lub odpady drewnopochodne – pierwotnie zanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w przyrodzie;
- 5) | surowiec drzewny pozyskany z upraw energetycznych, w tym z zagajników o krótkiej rotacji w rozumieniu art. 2 pkt 33 ustawy z dnia 8 lutego 2023 r. o Planie Strategicznym dla Wspólnej Polityki Rolnej na lata 2023–2027 (Dz. U. z 2024 r. poz. 1741 oraz z 2025 r. poz. 321);
- 6) | surowiec drzewny pozyskany wskutek działań zaradczych wobec inwazyjnego gatunku obcego przeprowadzonych w trybie ustawy z dnia 11 sierpnia 2021 r. o gatunkach obcych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1589).

Rozwiązania obowiązujące przed wydaniem rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego

Należy zauważyć, że rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego nie jest pierwszym aktem prawnym w polskim porządku prawnym, który określa wymagania wobec surowca drzewnego wykorzystywanego w instalacjach wytwórczych ubiegających się o objęcie systemami wsparcia. Początkowo omawianą kwestię regulowało rozporządzenie ws. obowiązków dotyczących świadectw pochodzenia i zakupu energii z OZE wydane na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu z 2012 r.

Przedmiotem rozporządzenia ws. obowiązków dotyczących świadectw pochodzenia i zakupu energii z OZE było określenie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii.

W omawianym akcie wykonawczym określono kryteria niezbędne dla uznania, że dana energia elektryczna została wytworzona w instalacji OZE, a tym samym, że może ona skorzystać z systemów wsparcia dedykowanych OZE. Przepis § 6 pkt 7 rozporządzenia ws. obowiązków dotyczących świadectw pochodzenia i zakupu energii z OZE wykluczał z katalogu energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych energię wytwarzaną w jednostce spalającej biomasę lub biomasę i paliwo pomocnicze, jeżeli ta energia była wytworzona przy wykorzystaniu drewna pełnowartościowego. Jako drewno pełnowartościowe rozporządzenie ws. obowiązków dotyczących świadectw pochodzenia i zakupu energii z OZE definiowało: „drewno spełniające wymagania jakościowe określone w normach określających wymagania i badania dla drewna wielkowymiarowego liściastego, drewna wielkowymiarowego iglastego oraz drewna

średniowymiarowego dla grup oznaczonych jako S1, S2 i S3 oraz materiał drzewny powstały w wyniku procesu celowego rozdrobnienia tego drewna". Spełnienie przez wytwórcę warunku dotyczącego drewna energetycznego podlegało ocenie dokonywanej przez Prezesa URE w ramach indywidualnego postępowania o wydanie świadectwa pochodzenia.

Po wejściu w życie art. 119a ustawy o OZE, ale przed opublikowaniem na jego podstawie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego, w polskim porządku prawnym istniała luka prawna spowodowana brakiem wydanego aktu wykonawczego precyzującego definicję drewna energetycznego. Prezes URE starał się ją wypełnić przez odpowiednie stosowanie na podstawie art. 206 pkt 1 ustawy o OZE przepisów rozporządzenia ws. obowiązków dotyczących świadectw pochodzenia i zakupu energii z OZE, które na mocy tego przepisu obowiązywało do 1 lipca 2018 r.

Zgodnie z wcześniejszymi rozważaniami, wydanie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego wypełniło tę lukę uzupełniając brakujący element systemu regulującego kwestię drewna energetycznego. Jednocześnie stanowiło intencjonalne domknięcie procesu wdrażania zasady kaskadowego wykorzystania biomasy do polskiego porządku prawnego. Świadczy o tym nie tylko cel i funkcja omawianego aktu wykonawczego, wyrażone w uzasadnieniu do rozporządzenia, ale również jego merytoryczna treść, opisująca sposób kwalifikacji surowca drzewnego jako drewno energetyczne.

Przed wydaniem rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego realizacja omawianej zasady przez mechanizmy przewidziane w ramach polskiego porządku prawnego mogła wzbudzać zastrzeżenia. Świadczą o tym między innymi postulaty przewidziane w ramach KPEiK dotyczące konieczności wdrożenia tej zasady. Uzupełnieniu systemu prawnego o brakujące ogniwo w postaci aktu wykonawczego regulującego wymogi dotyczące drewna energetycznego eliminuje te wątpliwości.

Postulujemy zatem, aby w ramach zapowiadanej aktualizacji KPEiK uwzględnione zostały ostatnie zmiany dokonane w polskim porządku prawnym polegające na wejściu w życie omawianego rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego i domknięciu tym samym wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.

System świadectw pochodzenia

Do mechanizmów składających się na realizację zasady kaskadowego wykorzystania biomasy należy również system świadectw pochodzenia. Został on uregulowany w art. 44 i kolejnych ustawy o OZE i przewiduje możliwość przyznania wytwórcy energii elektrycznej dokumentu potwierdzającego, że określona ilość wyprodukowanej energii elektrycznej pochodzi ze źródeł odnawialnych. Ze świadectw pochodzenia wynikają prawa majątkowe, które są zbywalne i mogą być przedmiotem obrotu na rynku.

Co do zasady o wydanie świadectwa pochodzenia może wnioskować wytwórca energii z OZE. Ustawa o OZE przewiduje jednak od tej reguły pewne wyjątki. Zgodnie z jednym z nich świadectwo pochodzenia nie przysługuje dla tej części energii elektrycznej, do wytworzenia której wykorzystano drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboża pełnowartościowe w przypadku:

- 1) instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,
- 2) instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,

- 3) instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy,
- 4) instalacji termicznego przekształcania odpadów.

Co więcej, świadectwo pochodzenia nie przysługuje również w sytuacji, gdy do wytwarzania energii elektrycznej w instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz w układzie hybrydowym, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biopłyny, wykorzystano drewno inne niż drewno energetyczne.

W konsekwencji świadectwo pochodzenia może zostać uzyskane przez spełniających ustawowe przesłanki wytwórców energii elektrycznej jedynie w sytuacji, gdy wykorzystywane przez nich drewno spełnia wymogi drewna energetycznego.

Opisany mechanizm wskazuje na intencję ustawodawcy, jaką jest ograniczenie wykorzystywania w energetyce surowca drzewnego, który może być wykorzystany w innych gałęziach gospodarki. Uniemożliwienie uzyskania wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia przez wytwórców, którzy do produkcji energii elektrycznej wykorzystują drewno inne niż drewno energetyczne (czyli drewno, które może zostać wykorzystane przemysłowo) świadczy o uwzględnieniu hierarchii priorytetów, o której mowa w art. 3 ust. 3 akapit 3 dyrektywy RED III. Hierarchia ta zakłada w pierwszej kolejności wykorzystywanie surowca drzewnego do produktów drewnopochodnych, następnie przedłużanie cyklu życia takich produktów, ponowne użycie, recykling, wykorzystywania surowca do wytwarzania bioenergii, aż w końcu jego trwałe składowanie. Co więcej, mechanizm przewidziany w ramach systemu świadectw pochodzenia wypełnia zobowiązanie państw członkowskich, określone w dyrektywie RED III, do opracowania systemów wsparcia w odniesieniu do energii z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy w taki sposób, aby uniknąć tworzenia zachęt dla ścieżek, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz zakłócania konkurencji na rynkach surowców w celu zapewnienia wykorzystania biomasy drzewnej stosownie do jej najwyższej ekonomicznej i środowiskowej wartości dodanej. W konsekwencji system świadectw pochodzenia w zakresie, w jakim upoważnia do uzyskania wsparcia jedynie wytwórców wykorzystujących drewno energetyczne, odzwierciedla i wdraża zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy.

System aukcyjny

W związku z zastrzeżeniami dotyczącymi funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia, a zwłaszcza jego zgodności z zasadami pomocy publicznej, Komisja Europejska promowała przejście na systemy aukcyjne jako bardziej przejrzystą, konkurencyjną i efektywną formę udzielania wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. W konsekwencji w 2015 r. do polskiego porządku prawnego został wprowadzony system aukcyjny stanowiący substytut dla wygaszanego systemu świadectw pochodzenia.

Podobnie jak w przypadku systemu świadectw pochodzenia, do skorzystania z systemu aukcyjnego są uprawnieni wytwórcy energii w instalacjach OZE. Zgodnie z ustawą o OZE przesłanką negatywną udziału w systemie aukcyjnym jest wykorzystywanie do wytworzenia energii elektrycznej, która ma zostać objęta wsparciem, drewna innego niż drewno energetyczne lub pełnowartościowych zbóż w przypadku, gdy energia ta została wytworzona w:

- 1) instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,
- 2) instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,

- 3) instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy.

W systemie aukcyjnym nie mogą wziąć również udziału wytwórcy, którzy wytwarzają energię elektryczną z biopłynów w instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz w układzie hybrydowym, wykorzystujących drewno inne niż drewno energetyczne.

System aukcyjny, podobnie jak system świadectw pochodzenia, promuje wykorzystywanie w celach energetycznych surowca drzewnego, który nie może zostać wykorzystany w innych sektorach przemysłu. W konsekwencji system ten w swojej konstrukcji odzwierciedla zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy jako jedno z kluczowych założeń regulacyjnych.

Stać cena zakupu

Kolejnym systemem wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE, przewidzianym w polskim porządku prawnym, uwzględniającym zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy jest system oparty na stałej cenie energii elektrycznej. Zakłada on możliwość dokonywania preferencyjnej sprzedaży sprzedawcy zobowiązanemu albo wybranemu podmiotowi niewykorzystanej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej.

W celu skorzystania z omawianego systemu wsparcia wytwórca jest obowiązany do złożenia Prezesowi URE deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu. Elementem deklaracji jest oświadczenie wytwórcy, że do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będzie wykorzystywane drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboże pełnowartościowe w przypadku:

- 1) instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,
- 2) instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,
- 3) instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz, o którym mowa w art. 70a ust. 2 ustawy o OZE, lub biogaz rolniczy.

Co więcej, do złożenia oświadczenia o braku wykorzystywania drewna innego niż drewno energetyczne jest również obowiązany wytwórca wytwarzający energię elektryczną w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz w układzie hybrydowym, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz rolniczy lub biogaz.

Mechanizm ten, podobnie jak omówione wyżej systemy wsparcia, wpisuje się w ideę hierarchicznego wykorzystania biomasy, dając możliwość uzyskania wsparcia wytwórcom energii elektrycznej korzystającym z drewna energetycznego. W ten sposób wspiera on realizację zasady kaskadowego wykorzystania biomasy, promując racjonalne i zrównoważone wykorzystanie zasobów naturalnych.

Wnioski

W polskim porządku prawnym uregulowane zostały systemy wsparcia (system świadectw pochodzenia, system aukcyjny, system oparty na stałej cenie zakupu), których celem jest promowanie rozwiązań opartych na hierarchizacji sposobów zagospodarowania biomasy. Szczególny nacisk kładzie się przy tym na preferencję wykorzystania przemysłowego nad energetycznym, zgodnie z zasadą maksymalizacji wartości dodanej oraz efektywności zasobowej.

Wydanie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego stanowiło świadome domknięcie procesu wdrażania zasady kaskadowego wykorzystania biomasy w polskim porządku prawnym. Potwierdzają to zarówno cele i funkcje aktu wykonawczego, wskazane w uzasadnieniu rozporządzenia, jak i jego merytoryczna treść, określająca sposób kwalifikacji surowca drzewnego jako drewno energetyczne.

Postulujemy zatem, aby w ramach zapowiadanej aktualizacji KPEiK uwzględnione zostały ostatnie zmiany dokonane w polskim porządku prawnym polegające na wejściu w życie omawianego rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego i domknięciu tym samym wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.

ROZDZIAŁ 7

Prawne aspekty wykorzystania biomasy w jednostkach kogeneracyjnych



ROZDZIAŁ 7

Prawne aspekty wykorzystania biomasy w jednostkach kogeneracyjnych

7.1. Szczegółowa analiza przepisów regulujących wykorzystanie biomasy w kogeneracji

Ustawa o OZE przez instalację odnawialnego źródła energii rozumie „instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

- a. urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub
 - b. obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego
- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn biogazu lub instalacja magazynowa.”.

Z kolei odnawialne źródło energii na gruncie ustawy o OZE zostało zdefiniowane jako „odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego.”.

Zestawiając ze sobą obie definicje należy stwierdzić, że w przypadku gdy energia elektryczna, ciepło lub chłód są wytwarzane z biomasy, to instalacja ta będzie co do zasady zakwalifikowana jako instalacja OZE. W konsekwencji jednostka kogeneracyjna wykorzystująca biomasę może zostać zakwalifikowana jako instalacja OZE.

Należy jednak zwrócić uwagę na regulację dotyczącą sposobu uwzględniania udziału energii ze źródeł odnawialnych zawartą w art. 129 ustawy o OZE. Zgodnie z nią: „Udział energii ze źródeł odnawialnych oblicza się jako iloraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych oraz wartości końcowego zużycia energii brutto ze wszystkich źródeł, wyrażony w procentach.”.

Jednocześnie w ust. 4 omawianego przepisu przewidziano, że:

„Energję elektryczną wytworzoną z biomasy uwzględnia się do udziału, o którym mowa w ust. 1, jedynie gdy spełnia ona co najmniej jeden z następujących wymogów:

- 1) jest ona wytwarzana w instalacjach odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW;
- 2) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 MW do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami, o których mowa w art. 207 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2024 r. poz. 54, 834 i 1089);

- 3) *w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36%;*
- 4) *jest ona wytwarzana w instalacji odnawialnego źródła energii z zastosowaniem wychwytywania i składowania CO₂ z biomasy."*

Oznacza to, że w celu uwzględnienia energii wytworzonej z biomasy do udziału energii ze źródeł odnawialnych w jednostkach o wskazanej mocy cieplnej energia ta musi zostać wytworzona przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji.

Ponadto zgodnie z art. 129 ust. 5 ustawy o OZE „energię elektryczną, ciepło lub chłód wytworzone z paliw z biomasy w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8, lub z biopłynów w instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia się przy obliczaniu udziału, o którym mowa w ust. 1, jedynie gdy te paliwa z biomasy lub te biopłyny spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju określone w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz kryteria ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określone w art. 135a w ust. 2 lub 3 odpowiednio dla biopłynów lub paliw z biomasy."

Do instalacji wymienionych we wspomnianym art. 135a ust. 8 ustawy o OZE należą:

- 1) instalacje odnawialnego źródła energii, oddane do eksploatacji po 31 grudnia 2023 r., wytwarzające energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 2 MW;
- 2) instalacje odnawialnego źródła energii, oddane do eksploatacji po 31 grudnia 2020 r., wytwarzające energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 20 MW.

Jednocześnie art. 135a ust. 8 pkt 2 ustawy o OZE nakłada obowiązek spełnienia kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz kryteriów zrównoważonego rozwoju przez paliwa stałe z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2020 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 20 MW.

Kryteria ograniczenia emisji gazów cieplarnianych

Zgodnie z art. 135a ust. 3 ustawy o OZE paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8, spełniają kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, jeżeli ograniczenie emisji tych gazów wynosi co najmniej:

70%

w przypadku wykorzystania paliw z biomasy w instalacjach odnawialnych źródeł energii oddanych do eksploatacji w okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.;

80%

w przypadku wykorzystania paliw z biomasy w instalacjach odnawialnych źródeł energii oddanych do eksploatacji od dnia 1 stycznia 2026 r.

Kryteria zrównoważanego rozwoju

W polskim porządku prawnym, oprócz mechanizmów wykluczających z systemów wsparcia energię elektryczną wytworzoną przy użyciu drewna innego niż drewno energetyczne, przewidziano wymagania dla biomasy, które muszą być spełnione, aby wyprodukowana z niej energia kwalifikowała się do otrzymania wsparcia finansowego. Są to między innymi kryteria zrównoważonego rozwoju (tzw. KZR), określone w art. 28ba-28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Na bazie przytoczonych przepisów można wyróżnić:

- 1) kryterium ochrony terenów o wysokiej wartości bioróżnorodności (art. 28ba ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych),
- 2) kryterium ochrony terenów zasobnych w duże ilości pierwiastka węgla (art. 28bb ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych),
- 3) kryterium ochrony torfowisk (art. 28bc ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych),
- 4) kryteria zrównoważonego rozwoju oraz kryteria ograniczania emisji gazów (art. 28bca ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych),
- 5) kryterium zrównoważonej gospodarki leśnej (art. 28bcb ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych),
- 6) kryterium niskiego ryzyka spowodowania pośredniej zmiany użytkowania gruntów (art. 28bcc ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych).

W zakresie pierwszych trzech kryteriów ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych stawia wymagania, aby biomasa wykorzystana do wytworzenia biokomponentów z biomasy rolniczej nie pochodziła z wymienionych przez ustawodawcę terenów. Należą do nich między innymi tereny o wysokiej wartości bioróżnorodności, tereny zasobne w duże ilości pierwiastka węgla czy tereny, które były torfowiskami. W odniesieniu do pozostałych kryteriów ustawa przewiduje obowiązek spełnienia określonych wymagań jako warunek uznania, że dany biokomponent jest zgodny z tymi kryteriami.

Obowiązek spełnienia określonych kryteriów zrównoważonego rozwoju zgodnie z ustawą o OZE stanowi warunek do uzyskania wsparcia. Dotyczy to zarówno opisanych systemów wsparcia, jak i innych mechanizmów promujących wytwarzanie energii z OZE. Wymóg ten ma na celu zapewnienie, że wspierana energia pochodzi ze źródeł wykorzystywanych w sposób odpowiedzialny, z poszanowaniem środowiska i zasad zrównoważonego gospodarowania zasobami. Powyższe regulacje świadczą o intencji polskiego ustawodawcy, aby wykluczyć możliwość wykorzystywania na cele energetyczne biomasy pochodzącej z obszarów o szczególnej wartości przyrodniczej. Uzasadnieniem takiego podejścia jest zapobieżenie celowemu pozyskiwaniu biomasy z terenów cennych środowiskowo, a tym samym ochrona tych obszarów przed degradacją wynikającą z działalności energetycznej.

Co więcej, spełnianie kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biomasę wykorzystywaną do spalania w jednostce wytwórczej determinuje jej uczestnictwo w systemie EU ETS. Zgodnie z pkt. 1 aneksu 1 do dyrektywy 2003/87/WE zmienionej na mocy dyrektywy 2023/959: *„Instalacje lub części instalacji wykorzystywane do badań, rozwoju i testowania nowych produktów i procesów nie są objęte niniejszą dyrektywą. Niniejsza dyrektywa nie obejmuje instalacji, w przypadku których w poprzedzającym odpowiednim okresie pięciu lat, o którym mowa w art. 11 ust. 1 akapit drugi, emisje ze spalania biomasy spełniającej kryteria określone na podstawie art. 14 przyczyniają się średnio do powstania ponad 95 % całkowitych średnich emisji gazów cieplarnianych.”* Artykuł 14 dyrektywy 2003/87/WE odwołuje się do kryteriów zrównoważonego rozwoju ustanowionych w dyrektywie RED II. Kryteria te zostały szczegółowo określone w artykule 29 ust. od 2 do 7 wspomnianej dyrektywy. W konsekwencji, jeżeli ponad 95 % emisji z danej instalacji wytworzonych we wskazanym okresie pochodzi z biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju, instalacja ta nie jest objęta systemem EU ETS.

Wnioski

Ustawa o OZE umożliwia klasyfikację jednostki kogeneracyjnej wytwarzającej energię z biomasy jako instalacji OZE. Jednocześnie w celu uwzględnienia energii elektrycznej wytworzonej z biomasy w udziale energii ze źródeł odnawialnych ustawodawca nałożył ścisłe wymogi związane zarówno z stosowaną w instalacji technologią, jak i pochodzeniem oraz jakością surowca. Należy do nich wymóg stosowania technologii wysokosprawnej kogeneracji, jak również wymóg spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Kryteria zrównoważonego rozwoju mają na celu wykluczenie możliwości wykorzystywania biomasy pochodzącej z obszarów cennych przyrodniczo, co odzwierciedla intencję ustawodawcy jaką jest promowanie kaskadowego i zrównoważonego wykorzystania biomasy. Ich spełnienie ma również kluczowe znaczenie dla wyłączenia instalacji (gdzie biomasa generuje ponad 95% średnich emisji gazów cieplarnianych) z systemu handlu emisjami EU ETS, co dodatkowo wspiera racjonalne i efektywne wykorzystanie tego źródła energii.

ROZDZIAŁ 8

Propozycje kierunków zmian prawnych w zakresie wykorzystania biomasy



ROZDZIAŁ 8

Propozycje kierunków zmian prawnych w zakresie wykorzystania biomasy

Niniejszy rozdział identyfikuje kluczowe zagadnienia regulacyjne mające zasadniczy wpływ na wykorzystanie biomasy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Na podstawie analizy założeń dotyczących biomasy zawartych w projekcie KPEiK określono kierunki zmian prawnych mających wpływ na realizację założeń wskazanych w tym dokumencie. Pierwszy z nich zakłada zwiększenie udziału biomasy w KSE, a drugi jego zmniejszenie. Ustalenia te stanowią podstawę dla określenia scenariuszy oceny techniczno-ekonomicznej skutków zmian udziału biomasy w miksie energetycznym Polski.

Jak wskazano w rozdziale 3.2 niniejszego raportu, projekt KPEiK zakłada między innymi zwiększenie redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) w sektorach non-ETS oraz osiągnięcie do 2030 r. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie 32,1%. Zakładany poziom dotyczy w szczególności sektora ciepłownictwa, w którym biomasa stanowi jedno z kluczowych źródeł energii odnawialnej. Ponadto dokument przewiduje, że do około 2040 r. wszystkie potrzeby ciepłne w gospodarce powinny być pokrywane przez ciepło systemowe oraz nisko- i zeroemisyjne źródła indywidualne. Zgodnie z projektem KPEiK udział OZE w finalnym zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie ma wynieść 36,7% w 2030 r. oraz 67,6% w 2040 r. Osiągnięcie tych wartości wymaga zarówno intensywnego rozwoju technologicznego, jak i odpowiednich regulacji prawnych, w tym szczególnie tych dotyczących zasad wykorzystania biomasy w energetyce.

Zgodnie z brzmieniem projektu KPEiK jednym z celów strategicznych jest zapewnienie niezależności energetycznej oraz dążenie do jej dalszego wzmacniania. Polska, zgodnie z założeniami dokumentu, będzie dążyć do utrzymania wskaźnika niezależności energetycznej na poziomie powyżej średniej unijnej. W tym kontekście istotne znaczenie ma weryfikacja możliwości krajowego pokrywania zapotrzebowania na surowce krytyczne i strategiczne, zarówno bieżące, jak i perspektywiczne. Realizacja tego celu wymaga jednoczesnego zapewnienia efektywnego wykorzystania krajowych zasobów biomasy w sposób zgodny z zasadą osiągania najwyższej wartości ekonomicznej i środowiskowej. Projekt KPEiK zakłada, że działania te będą prowadzone w synergii z rozwojem innowacyjnej biogospodarki o obiegu zamkniętym, co stanowi element budowania długofalowej odporności i konkurencyjności gospodarki niskoemisyjnej.

W polskim porządku prawnym obszarem o kluczowym znaczeniu dla realizacji powyższych celów są przepisy określające wymagania, jakie musi spełnić surowiec drzewny, aby mógł zostać zakwalifikowany jako drewno energetyczne. Pojęcie to ma bezpośredni wpływ na funkcjonowanie systemów wsparcia dla OZE, które odwołują się do zasady kaskadowego wykorzystania biomasy. Choć definicja drewna energetycznego została wprowadzona w ustawie o OZE, to jej rzeczywisty zakres został określony w rozporządzeniu dotyczącym drewna energetycznego. To właśnie w tym akcie wykonawczym wskazano cechy jakościowo-wymiarowe, które przesądzają o tym, jakie drewno może być wykorzystane na cele energetyczne.

W praktyce rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego pełni rolę swoistego „suwaka” regulującego skalę wykorzystania biomasy w energetyce. Zmiana jego treści może w sposób bezpośredni oddziaływać na strukturę paliwową sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego. Zaostrzenie wymagań określonych w rozporządzeniu prowadzi do ograniczenia dostępności surowca spełniającego kryteria drewna energetycznego, co skutkuje zmniejszeniem udziału biomasy w miksie energetycznym. Z kolei liberalizacja przepisów polegająca na rozszerzeniu katalogu surowców dopuszczonych do wykorzystania może przyczynić się do znaczącego

zwiększenia wykorzystywania biomasy w energetyce.

Tym samym regulację dotyczącą kwalifikacji surowca drzewnego należy uznać za główny instrument prawny kształtujący kierunki realizacji polityki energetycznej państwa w obszarze odnawialnych źródeł energii. Jej zmiana, nawet w ograniczonym zakresie, może wywołać szerokie skutki gospodarcze i środowiskowe, co uzasadnia konieczność ich dalszej analizy w kontekście planowanych scenariuszy transformacji energetycznej.

Zwiększenie udziału biomasy

Wprowadzenie w życie rozporządzenia dotyczącego drewna energetycznego stanowi istotny krok w kierunku racjonalnego wykorzystania zasobów drzewnych oraz zwiększenia roli biomasy w KSE. Akt ten wypełnił dotychczasową lukę prawną w zakresie szczegółowego określenia cech i klasyfikacji drewna przeznaczonego do celów energetycznych, porządkując tym samym rynek biomasy i zapobiegając nadużyciom w jej stosowaniu.

Zgodnie z założeniami prawodawcy nadrzędnym celem rozporządzenia dotyczącego biomasy jest eliminacja spalania w energetyce zawodowej drewna, które może być wykorzystane przemysłowo w inny, bardziej efektywny gospodarczo sposób. Projektodawca, opracowując przepisy wykonawcze, oparł się na zasadzie kaskadowego wykorzystania surowca drzewnego wynikającej z dyrektywy RED III. W rozporządzeniu przyjęto również zamknięty katalog produktów ubocznych pochodzących z przetwarzania surowca drzewnego. Ma to na celu zapobieżenie praktykom polegającym na celowym przetwarzaniu drewna pełnowartościowego (np. poprzez zrębkowanie czy mielenie) w celu zakwalifikowania go jako drewno energetyczne. Zgodnie z regulacjami dotyczącymi odpadów za produkt uboczny mogą być bowiem uznane jedynie te frakcje surowca, które powstają w ramach procesu produkcyjnego, którego podstawowym celem nie jest ich wytwarzanie.

Tak skonstruowane przepisy zapewniają równowagę pomiędzy ochroną środowiska a efektywnym wykorzystaniem biomasy w energetyce. Z jednej strony ograniczają możliwość nieuzasadnionego spalania drewna o wysokiej jakości przemysłowej, z drugiej – umożliwiają racjonalne wykorzystanie odpadów i produktów ubocznych w procesach energetycznych. Tym samym rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego odzwierciedla hierarchię postępowania z odpadami, zgodnie z którą odzysk energetyczny jest dopuszczalny wyłącznie w przypadku braku innych, bardziej korzystnych zastosowań.

W praktyce oznacza to, że biomasa pozostaje istotnym elementem krajowego miks energetycznego, a obowiązujące przepisy tworzą stabilne i przejrzyste ramy prawne do jej dalszego rozwoju. Polski prawodawca dostrzega tym samym znaczenie biomasy jako źródła energii odnawialnej, które może przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Należy więc stwierdzić, że obecny kształt przepisów prawnych umożliwia zwiększenie roli biomasy w krajowym mieszkaniu energetycznym bez konieczności wprowadzania istotnych zmian legislacyjnych.

Zmniejszenia udziału biomasy

Drugi kierunek zmian prawnych związanych z udziałem biomasy w KSE zakłada ograniczenie wykorzystania biomasy, a tym samym zmniejszenie tego udziału. Wiąże się on ze stopniowym ograniczaniem roli biomasy jako paliwa w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej.

Najbardziej rygorystycznym wariantem realizacji omawianego kierunku jest wprowadzenie całkowitego zakazu wykorzystywania w energetyce surowca drzewnego. Takie rozwiązanie ograniczałoby możliwość wykorzystania biomasy w energetyce.

Mniej restrykcyjne podejście, mające na celu ograniczenie udziału biomasy w KSE, zakłada zmodyfikowanie przesłanek określających, jakie drewno może zostać uznane za drewno energetyczne. Zmiana ta mogłaby polegać na dalszym zawężeniu katalogu dopuszczalnych frakcji drewna oraz na doprecyzowaniu kryteriów jego pochodzenia poprzez zmianę parametrów jakościowo – wymiarowych.

Wnioski

W projekcie KPEiK określono kierunki polityki klimatycznej, których realizacja ma przybliżyć państwa członkowskie Unii Europejskiej do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. W kontekście polskiego porządku prawnego jednym z kluczowych obszarów dla realizacji tych celów pozostają przepisy regulujące wymagania, jakie musi spełniać surowiec drzewny, aby mógł zostać zakwalifikowany jako drewno energetyczne.

Z uwagi na przyjętą w ustawie o odnawialnych źródłach energii konstrukcję prawną, rozporządzenie dotyczące drewna energetycznego pełni funkcję swego rodzaju mechanizmu regulacyjnego („suwaka”), który pozwala na dostosowywanie skali wykorzystania biomasy w krajowej energetyce. Modyfikacja jego treści może w sposób bezpośredni wpływać na strukturę paliwową sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego.

Zaostrzenie kryteriów określonych w rozporządzeniu skutkuje ograniczeniem dostępności surowca spełniającego wymagania drewna energetycznego, co prowadzi do zmniejszenia udziału biomasy w krajowym miksie energetycznym. Z kolei liberalizacja przepisów, polegająca na rozszerzeniu katalogu surowców dopuszczonych do wykorzystania energetycznego, może przyczynić się do znaczącego wzrostu wykorzystania biomasy w sektorze energii.

Przeprowadzona analiza wskazuje, że obowiązujące obecnie ramy prawne są wystarczające, aby umożliwić zwiększenie udziału biomasy w krajowym miksie energetycznym bez konieczności wprowadzania istotnych zmian legislacyjnych.

ROZDZIAŁ 9

**Analiza wypracowanych
scenariuszy zmian prawnych
w zakresie wykorzystania
biomasy i jej wpływu na stabilność
funkcjonowania KSE**



Analiza wypracowanych scenariuszy zmian prawnych w zakresie wykorzystania biomasy i jej wpływu na stabilność funkcjonowania KSE

9.1. Wprowadzenie oraz identyfikacja scenariuszy oceny techniczno-ekonomicznej skutków zmian udziału biomasy w miksie energetycznym Polski

Krajowy System Elektroenergetyczny znajduje się w fazie intensywnych przemian, wynikających z rosnących wymagań Unii Europejskiej dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera kwestia roli biomasy w miksie energetycznym oraz jej wpływu na stabilność i bilansowanie systemu elektroenergetycznego. Biomasa, jako jedno z najważniejszych i najtańszych odnawialnych źródeł energii o charakterze sterowalnym, stanowi istotny element transformacji energetycznej, umożliwiając elastyczne reagowanie na zmienność produkcji energii z wiatru i słońca.

Jednocześnie w krajowych dokumentach strategicznych – takich jak Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) – przewiduje się różne ścieżki rozwoju sektora energetycznego, które w odmienny sposób traktują znaczenie biomasy w strukturze wytwarzania energii. W zależności od przyjętego scenariusza, biomasa może pełnić rolę stabilizatora systemu, bądź też zostać stopniowo zastąpiona przez inne technologie niskoemisyjne. Zrozumienie skutków takiej zmiany jest kluczowe zarówno dla oceny bezpieczeństwa dostaw energii, jak i dla analizy ekonomicznej funkcjonowania KSE w długim horyzoncie czasu.

W niniejszej pracy przyjęto, że wpływ zmiennego udziału biomasy na funkcjonowanie KSE zostanie zaprezentowany za pomocą czterech odrębnych scenariuszy:

1

Scenariusz bazowy (KSE-base)

reprezentujący aktualny stan KSE na koniec 2024 roku. Stanowi on punkt odniesienia do dalszych analiz porównawczych i odzwierciedla istniejącą strukturę wytwarzania, zużycia i wymiany transgranicznej energii.

2

Scenariusz bez biomasy (KSE-0Biomasy)

przedstawia hipotetyczną sytuację natychmiastowego wycofania biomasy z krajowego miksu energetycznego oraz zastąpienia wytwarzanej z niej energii elektrycznej energią importowaną. Analiza tego wariantu pozwala określić konsekwencje takiej decyzji dla bilansu energetycznego, kosztów systemowych oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju.

3

Scenariusz zwiększenia udziału biomasy

oparty na propozycji miksu energetycznego nazwanego w KPEiK¹ scenariuszem WEM (With Existing Measures). Scenariusz ten odpowiada wariantowi rozwoju sektora energii zgodnie z obecnie obowiązującymi środkami i politykami. Odzwierciedla on ścieżkę kontynuacji dotychczasowych działań w zakresie redukcji emisji, efektywności energetycznej oraz wykorzystania OZE, bez wprowadzania nowych instrumentów regulacyjnych.

4

Scenariusz zmniejszenia udziału biomasy

oparty na propozycji miksu energetycznego nazwanego w KPEiK scenariuszem WAM (With Additional Measures). Scenariusz ten uwzględnia wdrożenie dodatkowych działań i instrumentów wspierających transformację energetyczną, zgodnych z założeniami KPEiK. Zakłada on szybsze tempo dekarbonizacji oraz wzrost udziału niesterowalnych OZE, przy równoczesnym zwiększeniu elastyczności systemu poprzez rozwój technologii magazynowania energii, inteligentnych sieci i zarządzania popytem.

Zastosowanie czterech wskazanych scenariuszy umożliwia kompleksową ocenę wpływu zmiennego udziału biomasy na funkcjonowanie KSE. Porównanie wyników analizy między wariantami pozwala zidentyfikować nie tylko bezpośrednie skutki techniczne (takie jak zmiany w bilansie mocy, stabilności systemu czy wielkości wymiany transgranicznej), lecz także efekty ekonomiczne, w tym koszty wytwarzania, importu energii oraz emisji dwutlenku węgla.

Ocena scenariuszy zarówno wzrostu jak i zmniejszenia udziału biomasy (opartych o WEM i WAM), stanowi szczególnie istotny element analizy, gdyż pozwala określić potencjalne kierunki rozwoju sektora energii w Polsce do roku 2040 w zależności od przyjętej intensywności działań politycznych i regulacyjnych. Wyniki porównania tych scenariuszy z wariantem bazowym i scenariuszem bez biomasy umożliwiają identyfikację relatywnej wartości biomasy w systemie elektroenergetycznym – zarówno z punktu widzenia jej wartości, jak i kosztów transformacji. Dodatkowo wykazane jednostkowe wyniki (np. koszty wytwarzania energii) dla scenariuszy zwiększenia i zmniejszenia udziału biomasy odpowiadają na pytanie dotyczące wpływu różnych wariacji udziału biomasy $\pm 20\%$ w stosunku do obecnego stanu, jak również tych docelowych stanów Systemu (czyli opartych o WEM i WAM).

Przeprowadzone analizy mają na celu wskazanie, w jakim stopniu biomasa może pełnić rolę stabilizującą w przyszłym systemie elektroenergetycznym, a także jakie konsekwencje ekonomiczne dla funkcjonowania KSE niesie jej ograniczenie lub eliminacja. W rezultacie uzyskane wyniki stanowią pośrednio podstawę do formułowania opinii dotyczącej kierunków polityki energetycznej i klimatycznej Polski w perspektywie do roku 2040.

¹ Propozycja aktualizacji z 2025 roku.

9.1.2 Scenariusze oceny

Jak wspomniano we wstępie, ocena wpływu zmiennego udziału biomasy na funkcjonowanie KSE została zaprezentowana przy pomocy czterech scenariuszy:

- bazowego – reprezentującego aktualny (tj. na koniec 2024 r.) stan KSE (KSE-base),
- KSE bez Biomasy (KSE-0Biomasy),
- zwiększenia udziału biomasy dalej zwany scenariuszem WEM (zwany także: KSE-WEM),
- zmniejszenia udziału biomasy dalej zwany scenariuszem WAM (zwany także: KSE-WAM).

Scenariusz KSE bez Biomasy udziela odpowiedzi na pytanie o bilans wymiany i koszty KSE w sytuacji natychmiastowego wycofania biomasy i zastąpienia wytwarzanej z niej energii energią elektryczną importowaną. To zastąpienie energią importowaną dotyczy godzin, w których występuje bieżąca przewaga importu nad eksportem w wymianie transgranicznej. Należy podkreślić, że wartość praktyczna tego scenariusza jest z dużym prawdopodobieństwem niższa niż innych analizowanych scenariuszy, jednak daje obraz sposobu dekompozycji różnego typu czynników na końcowe wyniki analiz.

Scenariusz WEM i WAM² są scenariuszami zaprezentowanym w KPEiK i stanowią propozycję rozwoju sektora energii i klimatu dla Polski do roku 2040. Ocena obu tych scenariuszy pozwoliła wyznaczyć relatywną wartość ich indywidualnego miksu energetycznego oraz efekty wynikające z wymiany transgranicznej energii.

Scenariusz bazowy obejmuje analizą łącznie 10 technologii wytwarzania energii, takich jak:

- | | |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| 1. spalanie węgla kamiennego, | 6. współspalanie, |
| 2. spalanie węgla brunatnego, | 7. spalanie biomasy, |
| 3. farmy fotowoltaiczne PV | 8. bloki olejowe, |
| 4. bloki gazowe, | 9. elektrownie szczytowo-pompowe ESP, |
| 5. farmy wiatrowe, | 10. elektrownie wodne, |

z zachowaniem zależności w produkcji widocznej (źródło: dane raportowane do ENTSOE) oraz przez pryzmat handlu energią na TGE w układzie godzinowym. W bilansie pominięto pozostałe technologie, których wpływ jest niewielki i pomijalny.

Zgodnie z scenariuszami WEM i WAM w perspektywie do roku 2040 będzie zmieniać się struktura wytwórcza; ustępować będą technologie konwencjonalne (węglowe i gazowe), a dynamicznie rozwijać się będą technologie bazujące na odnawialnych źródłach energii. Oba scenariusze zakładają również, że pojawi się w Polsce energetyka atomowa, która w roku 2040 ma dostarczać około 15 TWh³ energii elektrycznej. Dodatkowo pojawią się wielkoskalowe magazyny energii o pojemności blisko 5 TWh (w zależności od scenariuszy). Rozwijać się mają również technologie bazujące na biogazie (biometanie) oraz wodorze.

Warto podkreślić, że w pracy nie oceniono zasadności takiego, czy innego miksu energetycznego Polski, czy też wykonalności scenariuszy zwiększenia jak i zmniejszenia udziału biomasy (bazujących na scenariuszach zawartych w KPEiK: WEM i WAM), a jedynie ich relatywny wpływ na bilansowanie KSE, koszt i wpływ na wymianę transgraniczną energii, mając na uwadze w szczególności komponent biomasowy.

² Propozycja aktualizacji KPEiK z 2025 roku.

³ 2040 rok: według scenariusza WEM: 38,5 TWh; WAM: 27,4 TWh. Wartości te przeskalowano na warunki 2024 roku.

9.2. Analiza rynku i cen biomasy w Polsce

W analizach przeprowadzonych w niniejszym rozdziale skupiono się na zagadnieniach dotyczących biomasy stałej (biopaliw stałych). Przedstawiono najbardziej aktualnie dostępne dane ze statystyk międzynarodowych i krajowych. Opóźnienie w statystykach międzynarodowych wynika z cyklu sprawozdawczego i przekazywania danych statystycznych do instytucji zajmujących się ich opracowaniem zbiorczym. Dlatego dla rynku krajowego część prezentowanych danych statystycznych obejmuje już pierwsze półrocze 2025.

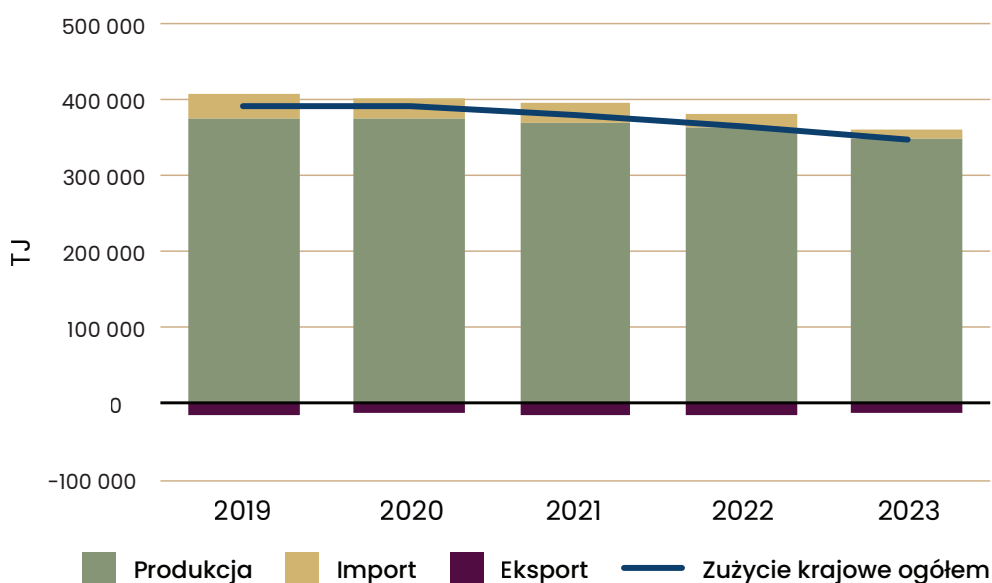
W związku z tym, że w statystykach zbiorczych porównywane są różne nośniki energii, bilansowane często w odmiennych jednostkach. W celach porównawczych przeliczane są one na podstawową jednostkę pracy i ciepła w układzie SI – dżul (w skrócie: J), lub przeliczane są na energetyczny równoważnik jednej tony ropy naftowej o wartości opałowej równej 10000 kcal/kg w skrócie: toe (ang. tonne(s) of oil equivalent).

9.2.1. Biomasa w Polsce

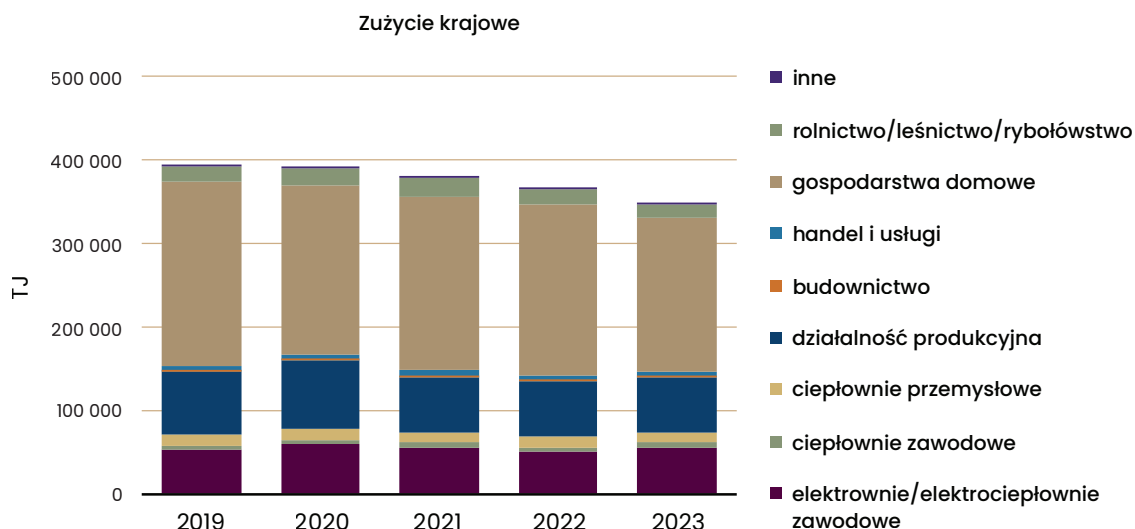
Najważniejszym pod względem udziału odnawialnym nośnikiem energii wykorzystywanym zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej są biopaliwa stałe. Według danych GUS udział biopaliw stałych w Polsce w 2022 r. wyniósł 64,5% a dla Unii Europejskiej – 40,3%. Zarówno w Polsce, jak i w Unii wykorzystanie tego nośnika energii wykazywało trend spadkowy. W latach 2019–2022 w Polsce zanotowano spadek udziału biopaliw stałych o 8,9 punktu procentowego, a w krajach UE27 udział biopaliw stałych zmniejszył się o 1,4 punktu procentowego.

W roku 2023 produkcja biopaliw stałych w Polsce wyniosła 348,9 PJ i była o 7% niższa od produkcji uzyskanej w 2019 r. (rys. 9.1). Produkcja krajowa pokrywała 92–97% krajowego zapotrzebowania, które zmalało z 393,3 do 348,2 PJ. Strukturę krajowej produkcji biopaliw stałych w 2023 r. prezentuje wykres na rys. 9.2. Z wyprodukowanych w 2023 r. 305 712 TJ biopaliw stałych udział produkcji zrębki, trociny i innych kawałków drewna wynosi 18% (56 071 TJ), biomasy agro 8% (24 871 TJ) a pelletów drzewnych 1% (2 738 TJ).

Rys 9.1. Bilans energii z biopaliw stałych.

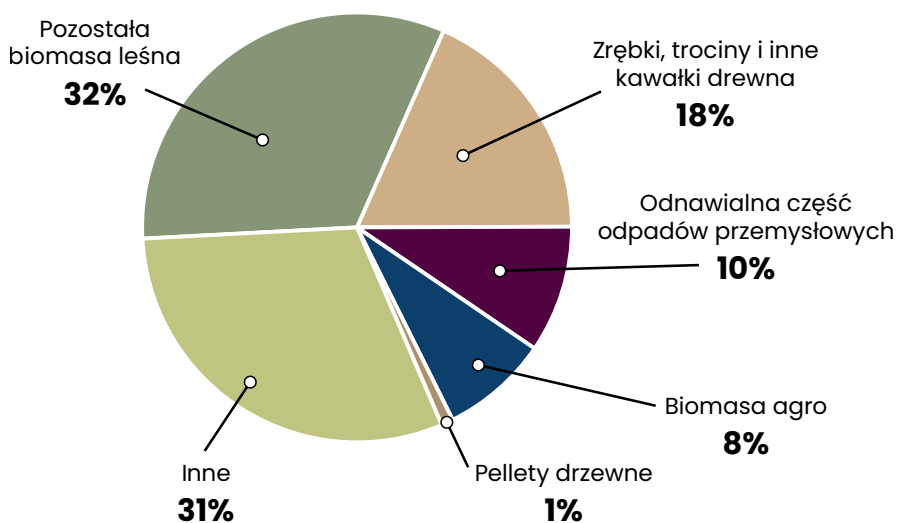


Źródło: opracowanie własne wg danych GUS.



Uzupełnieniem produkcji krajowej był import, który kształtował się na poziomie 12,1–30,0 PJ. Głównymi użytkownikami biopaliw stałych są gospodarstwa domowe (183,3–219,7 PJ w latach 2019–2023), których udział w zużyciu krajowym zmieniał się od 52% (w 2020 r.) do 56% (w 2019 i 2022 roku).

Rys. 9.2. Struktura krajowej produkcji biopaliw stałych w 2023 r.



Źródło: opracowanie własne wg danych Eurostat.

Zgodnie z metodyką GUS biopaliwa stałe obejmują organiczne, niekopalne substancje o pochodzeniu biologicznym, które mogą być wykorzystywane w charakterze paliwa do produkcji ciepła lub wytwarzania energii elektrycznej. Podstawowym biopaliwem stałym jest drewno opałowe występujące w postaci polan, okrąglaków, zrębków oraz brykiety, pellety i odpady z leśnictwa w postaci drewna niewymiarowego: gałęzi, żerdzi, przecinek, krzewów, chrustu, karp, a także odpady z przemysłu drzewnego (wióry, trociny) i papierniczego (ług czarny). Odrębną grupę stanowią paliwa pochodzące z plantacji przeznaczonych na cele energetyczne (drzewa szybko rosnące, byliny dwuliścienne, trawy wieloletnie, zboża uprawiane w celach energetycznych) oraz pozostałości organiczne z rolnictwa i ogrodnictwa (np. odpady z produkcji ogrodniczej, odchody zwierzęce, słoma). Do grupy biopaliw stałych zaliczany jest również węgiel drzewny, rozumiany jako stałe pozostałości destylacji rozkładowej i pirolizy drewna i innych substancji roślinnych. Biopaliwa stałe są jednym z rodzajów biomasy.

9.2.2. Ceny biomasy na giełdach europejskich

W związku z tym, że ceny biomasy na rynku krajowym są ściśle powiązane z cenami biomasy na rynku międzynarodowym, w poniższym rozdziale zostaną przedstawione ceny biomasy z dwóch giełd europejskich: BALTPOOL BIOMASS EXCHANGE oraz RBCN – Rotterdam Biomass Commodities Network.

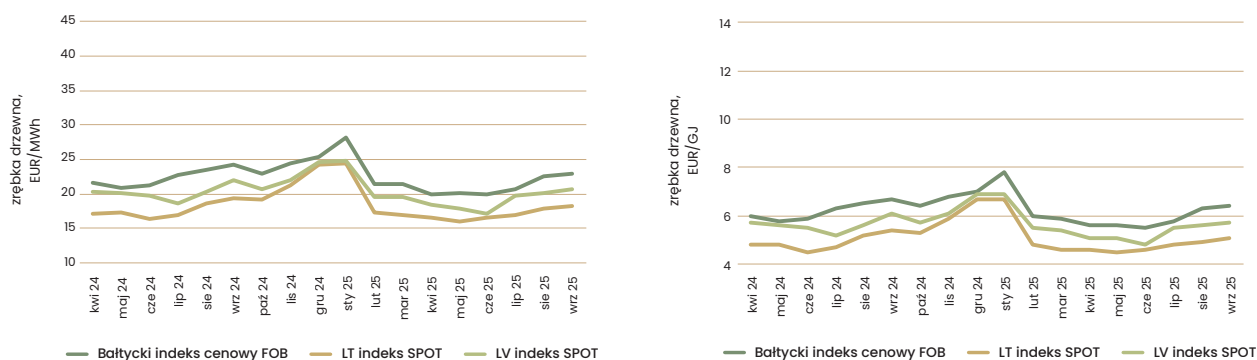
BALTPOOL BIOMASS EXCHANGE

Jedną z istotnych giełd europejskich jest giełda BALTPOOL Biomass Exchange⁴. Głównym działaniem Baltpool jest funkcjonowanie jako międzynarodowa giełda biomasy, w której odbywają się aukcje handlowe znormalizowanych produktów z biomasy. Na Litwie Baltpool organizuje również aukcje drewna i ciepła, a także administrację funduszy na usługi użyteczności publicznej w sektorze energii elektrycznej.

Spółka Baltpool powstała 10 grudnia 2009 r. i jest częścią państwowej grupy przesyłu energii i wymiany energii EPSO-G na Litwie. Wszystkie operacje wymiany biomasy są licencjonowane i nadzorowane przez Krajową Radę Regulacji Energetyki (NERC). Baltpool jest spółką akcyjną, której akcjonariuszami są państwowe spółki: KN Energies AB (33%) i EPSO-G UAB (67%).

Wykresy na rys. 9.3. przedstawiają porównanie średnich miesięcznych indeksów cenowych FOB i transakcji SPOT zrębki drzewnej (odpowiednio w EUR/MWh i EUR/GJ) na giełdzie Baltpool w okresie od kwietnia 2024 do września 2025. Porównanie średnich miesięcznych indeksów transakcji SPOT pelletów drzewnych na giełdzie Baltpool od kwietnia 2024 do września 2025 odpowiednio w EUR/MWh i EUR/GJ) ilustrują wykresy na rys. 9.4.

Rys. 9.3. Porównanie średnich miesięcznych indeksów cenowych FOB i transakcji SPOT zrębki drzewnej na giełdzie Baltpool, kwiecień 2024 – wrzesień 2025.

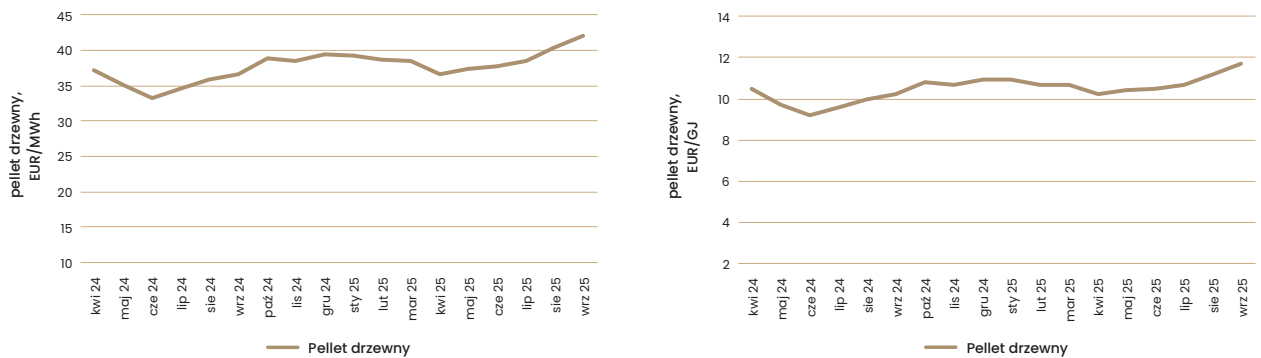


Źródło: opracowanie własne na podstawie Baltpool.

W okresie od kwietnia 2024 r. do września 2025 r. średnia miesięczna cena Bałtyckiego indeksu cenowego FOB zrębki drzewnej zmieniała się od 19,9 EUR/MWh (czerwiec 2025) do 28,1 MWh/EUR (styczeń 2025). We wrześniu 2025 cena tego indeksu była o 0,3 EUR/MWh niższa niż we wrześniu 2024 r., w stosunku do stycznia 2025 r. cena zmalała o 5,1 EUR/MWh. W przypadku transakcji SPOT zrębki drzewnej od kwietnia 2024 do września 2025 średnia miesięczna cena: dla indeksu LT kształtowała się w zakresie 16,1–24,4 EUR/MWh, a dla indeksu LV w zakresie 17,2–24,9 EUR/MWh. Natomiast średnia miesięczna cena indeksu cenowego transakcji SPOT pelletu drzewnego zmieniała się w tym okresie od 33,3 EUR/MWh do 42,1 EUR/MWh.

⁴ <https://www.baltpool.eu/en/> (dostęp: 24.10.2025).

Rys. 9.3. Porównanie średnich miesięcznych indeksów transakcji SPOT pelletów drzewnych na giełdzie Baltpool w EUR/MWh, kwiecień 2024 – wrzesień 2025.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Baltpool.

RBCN – Rotterdam Biomass Commodities Network

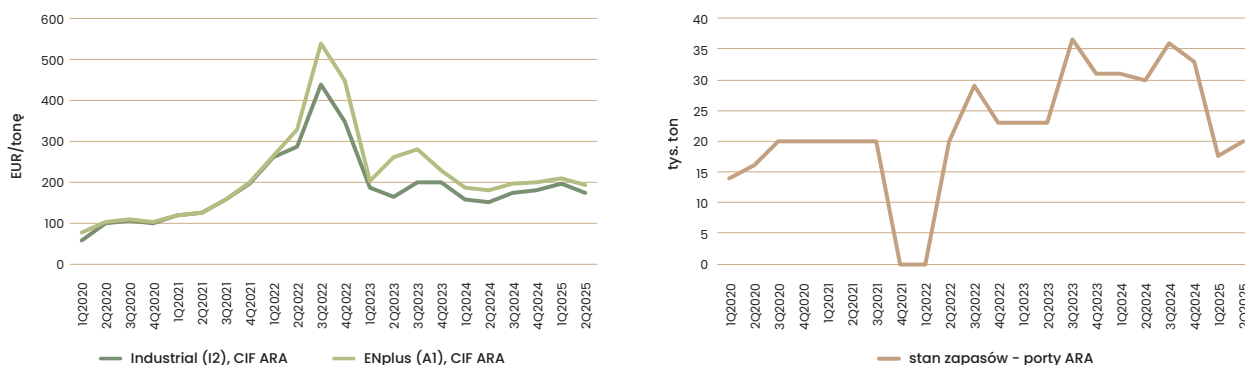
Jedną z zachodnioeuropejskich giełd biomasy jest holenderska Rotterdam Biomass Commodities Network – RBCN⁵. RBCN jest niezależną platformą mającą na celu wzmocnienie i promowanie holenderskiego sektora bioenergii i gospodarki opartej na biotechnologii. Zrzesza przedsiębiorców, producentów, dostawców usług logistycznych, konsumentów i inne odpowiednie podmioty działające w łańcuchach dostaw biopaliw, stałej biomasy i produktów opartych na biotechnologii. Założona w 2009 r. szybko rozwinęła się w uznaną platformę biznesową dla branży bioenergii i gospodarki opartej na biotechnologii.

Wykresy na rys. 9.5. (na następnej stronie) prezentują ceny pelletu przemysłowego I2 na poziomie CIF ARA oraz stan zapasów w portach ARA na koniec kwartałów lat 2020–1H 2025. W okresie od pierwszego kwartału 2020 do drugiego kwartału 2025 cena pelletu drzewnego przemysłowego I2 zmieniała się w zakresie od 57 EUR/tonę do 440 EUR/tonę, a pelletu ENplus A1 dla gospodarstw domowych w zakresie: 78 EUR/tonę do 540 EUR/tonę. Cena pelletu przemysłowego I2 była niższa od ceny pelletu dla gospodarstw domowych (ENplus A1) o 1-100 EUR/tonę. Po kryzysie energetycznym i niedoborach surowców ceny pelletu drzewnego w Europie zaczęły wykazywać pewną stabilizację. Na koniec drugiego kwartału 2025 r. cena pelletu drzewnego przemysłowego I2 wynosiła średnio 173 EUR/tonę i była o około 22 EUR niższa niż w poprzednim kwartale. Cena pelletu ENplus A1 dla gospodarstw domowych była wyższa o 20 EUR od ceny pelletu przemysłowego I2. Stan zapasów w portach ARA wyniósł 20 tys. ton.

W regionie Morza Bałtyckiego i północnej Rosji pogoda była bardzo ciepła, a jesień wilgotna, co utrudniało pozyskiwanie kłód drewna z lasów. W efekcie wpłynęło to na zmniejszenie produkcji pelletów drzewnych. Do zwiększonego popytu przyczynił się chłodny okres zimowy, co wpłynęło na zwiększenie zapotrzebowania na ten surowiec.

⁵ <https://rbcn.nl/> (dostęp: 24.10.2025).

Rys. 9.5. Ceny pelletu przemysłowego I2 oraz pelletu ENplus (A1) na poziomie CIF ARA oraz stan zapasów portach ARA na koniec kwartałów lat 2020–1H 2025.



Źródło: opracowanie własne wg danych RBCN.

9.2.3. Rynek biomasy w Europie

Analizując rynek biomasy w Europie posłużono się statystykami Eurostatu. Według metodyki Eurostatu biomasa jest ekologicznym, niekopalnym materiałem pochodzenia biologicznego (rośliny i zwierzęta) wykorzystywanym jako surowiec do produkcji biopaliw. Można go również nazwać surowcem do produkcji biomasy lub roślinami energetycznymi. Obejmuje szeroki zakres materiałów pozyskiwanych z natury lub biologicznej części odpadów. Najbardziej typowym przykładem jest drewno (np. drewno opałowe, pozostałości drewna, odpady drzewne, gałęzie drzew, pniaki, pellety drzewne), które jest największym źródłem energii biomasy. Inne przykłady biomasy to trawa, bambus, kukurydza, trzcina cukrowa, odpady zwierzęce, osady ściekowe i glony.

Należy nadmienić, że dane prezentowane na rys. 9.6 – 9.9. nie są w pełni kompletne. Nie ujmują one danych z Białorusi oraz europejskiej części Rosji. Statystyki dotyczące Wielkiej Brytanii kończą się na 2019 r. (Brexit), a dane z Ukrainy na 2020 r. (wybuch wojny w 2022 r.). Dlatego dane w każdej tabeli uszeregowano malejąco względem produkcji uzyskanej w 2019 r.

Produkcja

W latach 2019–2023 produkcja biomasy w Europie kształtowała się na poziomie 102,43–110,41 mln toe (rys. 9.6.). Wśród najważniejszych producentów biomasy stałej w Europie należy wymienić: Niemcy (12,58–14,15 mln toe), Francję (9,75–10,79 mln toe), Szwecję (9,46–10,26 mln toe) oraz Polskę 8,33–9,01 mln toe). W przypadku Unii Europejskiej produkcja ta zmieniała się od 93,37 do 100,84 mln toe.

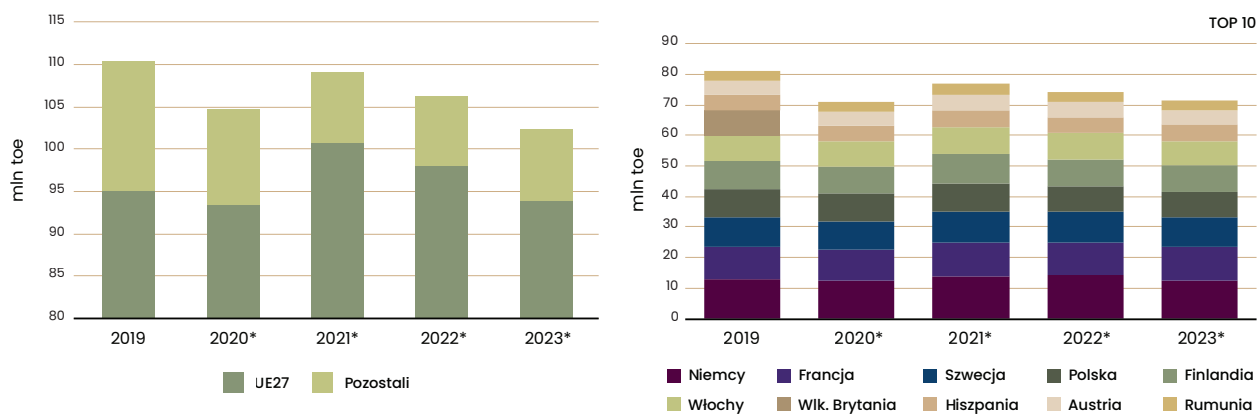
102,43–110,41

mln toe wynosiła
produkcja biomasy w Europie
w latach 2019–2023

8,33–9,01

mln toe wynosiła
produkcja biomasy w Polsce
w latach 2019–2023

Rys. 9.6. Produkcja biomasy stałej w latach 2019–2023.



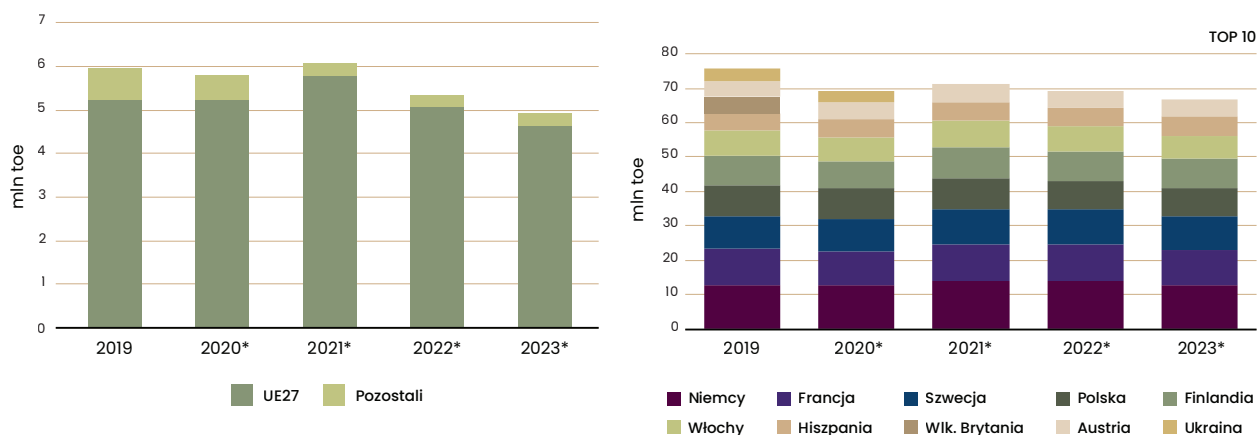
Źródło: opracowanie własne wg danych Eurostat.

*od 2020 r. brak w bilansie danych z Wlk. Brytanii, a od 2021 r. – z Ukrainy

Zużycie

W latach 2019–2023 zużycie biomasy w Europie kształtowało się na poziomie 107,25–115,47 mln toe (rys. 9.7). Wśród największych użytkowników biomasy stałej w Europie należy wymienić: Niemcy (12,64–14,31 mln toe), Francję (9,80–10,93 mln toe) oraz Szwecję (9,49–10,20 mln toe). W przypadku Unii Europejskiej zużycie biomasy stałej zmieniało się od 95,79 do 104,52 mln toe. Jednym z czynników wpływających na obserwowany w ostatnich latach spadek zapotrzebowania na biomasę stałą były występujące w ostatnich latach łagodne zimy, co przyczyniało się mniejszego zapotrzebowania na ciepło. Kolejnym czynnikiem było to, że w 2022 r. biopaliwa stałe (pellety drzewne, zrębki drzewne, drewno z odzysku itp.) stały się mniej konkurencyjne. Paliwa te poniosły największy ciężar kryzysu energetycznego, który miał poważne konsekwencje dla produkcji energii elektrycznej z biomasy stałej. Wzrost cen pelletu drzewnego w 2022 r. (będący następstwem gwałtownego wzrostu cen gazu ziemnego i ograniczonego popytu w Europie spowodowanego embargiem na import z Rosji i Białorusi) zakłócił produkcję w elektrowniach opalanych biomasą. W przypadku Polski zużycie, podobnie, jak produkcja, również było w trendzie spadkowym malejąc z 9,39 mln toe (w 2019 r.) do 8,32 mln toe (w 2023 r.).

Rys. 9.7. Zużycie biomasy stałej w latach 2019–2023.



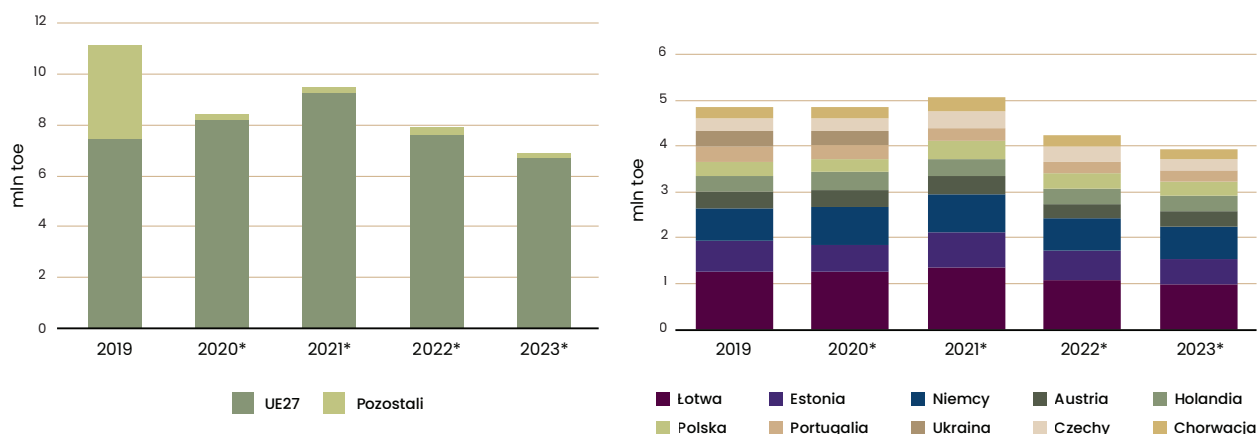
Źródło: opracowanie własne wg danych Eurostat.

*od 2020 r. brak w bilansie danych z Wlk. Brytanii, a od 2021 r. – z Ukrainy

Import

W latach 2019–2023 import biomasy w Europie zmalał z 11,14 do 6,92 mln toe (rys. 9.8). Wśród najważniejszych importerów biomasy stałej w Europie należy wymienić: Wielką Brytanię (3,50 mln toe w 2019 r.), Danię (1,50–2,11 mln toe) oraz Włochy (1,17–1,31 mln toe). W analizowanych latach import biomasy stałej całej Unii Europejskiej zmieniał się od 6,74 do 9,23 mln toe. W przypadku Polski w trendzie spadkowym był również import malejąc z 0,72 mln toe (w 2019 r.) do 0,29 mln toe (w 2023 r.)

Rys. 9.8. Import biomasy stałej w latach 2019–2023



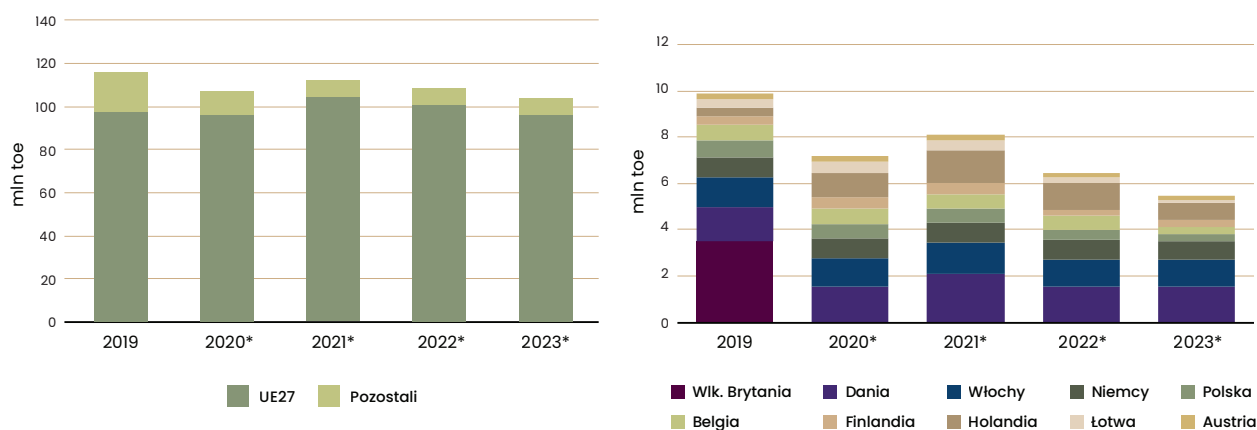
Źródło: opracowanie własne wg danych Eurostat.

*od 2020 r. brak w bilansie danych z Wlk. Brytanii, a od 2021 r. – z Ukrainy

Eksport

W latach 2019–2023 eksport biomasy z Europy zmieniał się w zakresie 4,93–5,95 mln toe (rys. 9.9). Największymi eksporterami biomasy stałej w Europie są: Łotwa (1,00–1,37 mln toe), Estonia (0,55–0,76 mln toe) oraz Niemcy (0,70–0,83 mln toe). W przypadku Unii Europejskiej eksport biomasy stałej kształtowało się na poziomie od 4,65 do 6,08 mln toe, a w przypadku Polski w zakresie 0,28–0,38 mln toe.

Rys. 9.9. Eksport biomasy stałej w latach 2019–2023



Źródło: opracowanie własne wg danych Eurostat.

*od 2020 r. brak w bilansie danych z Wlk. Brytanii, a od 2021 r. – z Ukrainy

Rynek pelletu drzewnego

Jednym z ważnych rodzajów biomasy są pellety drzewne. Według raportu złożonego w Globalnej Sieci Informacji Rolniczej Zagranicznej Służby Rolniczej Departamentu Rolnictwa Stanów Zjednoczonych (USDA Foreign Agricultural Service's Global Agricultural Information Network) zużycie pelletu drzewnego w Unii Europejskiej w 2025 r. ma zacząć rosnąć, osiągając poziom 23,45 mln ton, przy czym wzrost ten będzie dotyczył zarówno zużycia w gospodarstwach domowych, jak i w przemyśle (Krueger 2025). W latach 2023–2024 Unia zanotowała spadek zużycia pelletu spowodowany łagodnymi zimami, wysokimi zapasami, niższymi cenami energii oraz przerwami w dostawie prądu. Analitycy prognozują, że w 2025 r. w Unii Europejskiej (rys. 9.10.):

20,5 mln

ton wyniesie **PRODUKCJA** pelletu drzewnego
19,9 mln w 2024 r. | 19,97 mln w 2023 r.

4,68 mln

ton wyniesie **IMPORT** pelletu drzewnego
4,48 mln ton w 2024 r. | 4,9 mln ton w 2023 r.

23,45 mln

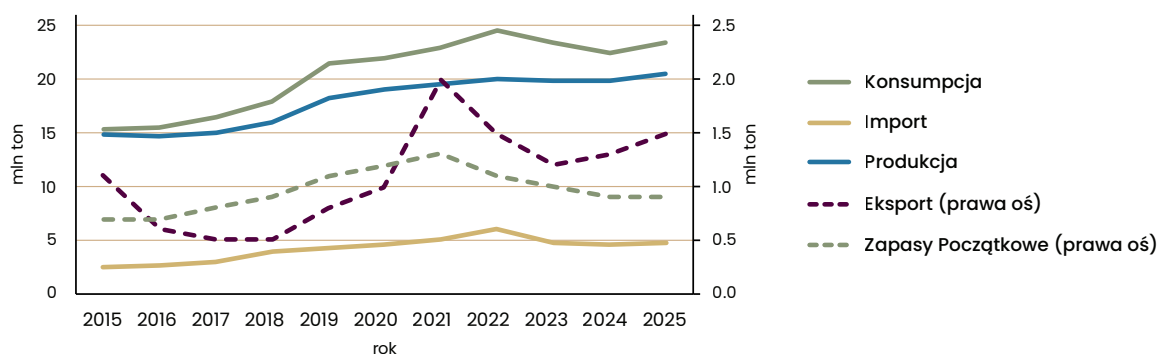
ton wyniesie **ZUŻYCIE** pelletu drzewnego
22,62 mln ton 2024 r. | 24,03 mln ton w 2023 r.

1,7 mln

ton wyniesie **EKSPORT** pelletu drzewnego
1,66 mln ton w 2024 r. | 1,17 mln ton w 2023 r.

Spośród 27 krajów w UE największymi użytkownikami pelletu drzewnego są: Niemcy (3,37 mln ton w 2024 r.), Francja (3,5 mln ton w 2024 r.), Włochy (2,5 mln ton w 2024 r.), Dania, Holandia, Szwecja i Austria. Niemcy są również największym producentem pelletu drzewnego w UE, a produkcja szacowana jest na poziomie 3,7 mln ton w 2024 r. Kolejnymi ważnymi producentami pelletu drzewnego są: Francja (2,45 mln ton), Łotwa (1,98 mln ton), Austria (1,8 mln ton) i Szwecja (1,65 mln ton). Włochy były największym importerem pelletu drzewnego w UE w 2024 r. (1,84 mln ton z tego USA dostarczyło 7 tys. ton), Dania zaimportowała 1,66 mln ton (w tym 703 tys. ton z USA) a Holandia 1,5 mln ton (w tym 759 tys. ton z USA). Stany Zjednoczone wyeksportowały 1,9 mln ton pelletu drzewnego do UE w 2024 r., w porównaniu z 2,91 mln ton w 2023 r.. Stany Zjednoczone były głównym eksporterem pelletu drzewnego do UE w 2024 r. dostarczając 1,9 mln ton, a kolejnymi dostawcami były Kanada (619 tys. ton) i Brazylia (419 tys. ton).

Rys. 9.10. Porównanie produkcji, zużycia oraz importu i eksportu pelletu drzewnego w Unii Europejskiej, lata 2015–2025.



Źródło: opracowanie własne wg raportu Krueger 2025.

9.2.4. Perspektywy zużycia biomasy w energetyce

Przeprowadzając analizę perspektyw zużycia biomasy w energetyce posłużono się prognozami zawartymi w najnowszym (lipiec 2025 r.) projekcie aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (w skrócie: aKPEiK). Projekt ten został zaakceptowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska⁶.

W projekcie KPEiK zawarte są dwa scenariusze (odpowiadające opisanym w rozdziale nr 9.1.): WEM (ang. with existing measures) – scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle” oraz WAM (ang. with additional measures) – scenariusz aktywnej transformacji, których główne założenia przedstawiono w tabeli 9.1.

Tabela 9.1. Główne założenia projektu aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.

Scenariusz WAM	Scenariusz WEM
• Wyższy wzrost gospodarczy • Niższe rachunki • Poprawa jakości życia • Bezpieczeństwo energetyczne Polski • Ograniczenie importu paliw • Rozproszony system energetyczny • Bezpieczeństwo klimatyczne	• Zużycie węgla kamiennego zgodne z wnioskiem notyfikacyjnym • Ciepłownictwo oparte na imporcie (gaz ziemny, biomasa) • Biomasa – znaczny udział importu spoza UE • Transport – powolna transformacja, większy udział biopaliw • Przemysł – niski poziom redukcji emisji • ETS – wysoki udział opłat w koszcie produkcji energii

Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK.

Założenia najnowszej aktualizacji aKPEiK z lipca 2025 r. opierają się na nowej ocenie sytuacji rynkowej, regulacyjnej, technicznej i gospodarczej. Uwzględniają również zmiany, jakie nastąpiły w ostatnich latach oraz zawierają dodatkowe polityki i działania. Wdrożenie KPEiK ma przynieść większą redukcję emisji gazów cieplarnianych o 53,9% (wcześniej było 50,4%) w 2030 r. w porównaniu z rokiem 1990. Dzięki temu Polska prawie osiągnie przyjęty w prawie klimatycznym unijny cel na poziomie 55%.

Główne filary dokumentu obejmują przyspieszenie rozwoju energetyki odnawialnej, elektryfikację ciepłownictwa i transportu, zwiększenie inwestycji w rozwój technologii, rozwój magazynów energii i modernizację sieci oraz obniżenie kosztów wytwarzania energii. W porównaniu z projektem aktualizacji opublikowanym w 2024 r. szczególnej uwagę poświęcono m.in.: działaniom w obszarze zwiększenia wykorzystania potencjału odnawialnych źródeł energii i magazynowania, bardziej dynamicznej elektryfikacji sektora elektroenergetyki i ciepłownictwa, termomodernizacji i pokryciu potrzeb ciepłych w gospodarce, dekarbonizacji przemysłu oraz obniżeniu emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń do atmosfery.

⁶ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Plan na aktywną transformację energetyczno-klimatyczną: bezpieczeństwo energetyczne, obniżenie cen energii i rozwój gospodarczy w Polsce, <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-na-aktywna-transformacje-energetyczno-klimatyczna-bezpieczenstwo-energetyczne-obnizenie-cen-energii-i-rozwoj-gospodarczy-w-polsce> (dostęp: 20.10.2025).

Wdrożenie akPEiK ma na celu przeprowadzenie transformacji energetyczno-klimatycznej. Zwrócono w nim także uwagę na aspekty ekonomiczne i społeczne planowanych działań (np. systemowa obniżka ceny energii, obniżenie poziomu ubóstwa energetycznego i zapadalność na choroby związane z zanieczyszczeniem powietrza), a jednocześnie wzmocnienie konkurencyjności przemysłu i dynamikę wzrostu gospodarki.

Krajowy potencjał biomasy

Biomasa jest paliwem odnawialnym o ograniczonej podaży. Biomasa stała jest wykorzystywana w ogrzewnictwie indywidualnym, a także w zakładach energetycznych. Prognozowane zużycie biomasy zaprezentowane w akPEiK dla 2025 r. będzie spadało w czasie na rzecz wykorzystania innych odnawialnych źródeł energii.

Według prognoz akPEiK w 2025 r. krajowa produkcja biomasy w obu zakładanych scenariuszach zmaleje, przy czym wg scenariusza WAM spadnie do 8213 ktoe i w porównaniu z 2020 r., tj. rokiem bazowym, odnotuje 8% spadek produkcji. Według scenariusza WEM spadnie natomiast o 4% do poziomu 8571 ktoe (rys. 9.11). W perspektywie 2030 r. 1% spadek produkcji jest zakładany jest w scenariuszu WAM (do 8107 ktoe), a wg scenariusza WEM wzrośnie o 5% do 9015 ktoe. Wg scenariusza WAM w kolejnych dwóch pięcioletkach przewidywany jest spadek produkcji o 11% i 8%, by w 2040 r. wynieść 6590 ktoe. Natomiast wg scenariusza WEM wzrost produkcji przewidywany jest tylko w pierwszej pięcioletce (o 1%), a w następnej zakładany jest spadek o 3%, by w perspektywie 2040 r. wynieść 8833 ktoe. Prognozowane zużycie biomasy w scenariuszu WEM będzie spadało w czasie na rzecz wykorzystania innych odnawialnych źródeł energii.

Rys. 9.11. Prognoza produkcji krajowej biomasy stałej wg scenariusza WAM i WEM lata 2020-2040 [ktoe]; (p – prognoza).



Źródło: opracowanie własne wg akPEiK 2025.

Dla wyznaczenia potencjału zrównoważonego na cele energetyczne w **scenariuszu WEM** aktualizacja KPEiK z lipca 2015 przyjęła następujące założenia:



Biomasa leśna – uwzględniono drewno z: lasów będących w zarządzie Lasów Państwowych, lasów prywatnych, lasów gminnych, zadrzewień oraz tzw. lasów poza ewidencją. Dla 2023 r. wykorzystano rzeczywiste dane o pozyskaniu drewna z publikacji statystycznych i raportów branżowych. Według scenariusza WEM dla roku 2030 założono kontynuację obecnego modelu gospodarki leśnej (bez ograniczeń w pozyskaniu drewna względem roku 2023).



Produkty uboczne przerobu drewna – uwzględniono produkty uboczne przerobu drewna powstające w zakładach sektora drzewnego (zrębki, trociny, itp.), które w znaczącej części są obecnie zagospodarowane przez sam przemysł drzewny (zarówno do celów materiałowych – głównie do produkcji płyt drewnopochodnych, jak i energetycznych, np. suszenie drewna). Z tego względu dla potrzeb energetyki/ciepłownictwa uwzględniono tylko nadwyżkę produktów ubocznych, która wykracza ponad zapotrzebowanie sektora drzewnego (rozwój energetycznego wykorzystania biomasy nie powinien zaburzać i niszczyć dotychczasowych łańcuchów wartości w przemyśle drzewnym). Oszacowany zrównoważony potencjał produktów ubocznych przerobu drewna dostępny na cele energetyczne w przedstawionej prognozie obejmował: (i) ilość obecnie zagospodarowaną w przemyśle drzewnym na cele energetyczne oraz (ii) nadwyżkę potencjalnie do wykorzystania dla energetyki/ciepłownictwa.



Biomasa pochodzenia rolniczego – czyli (i): drewno z sadów (uwzględniono drewno z cięć pielęgnacyjnych sadów owocowych i odnowienia sadów), (ii) nadwyżka słomy zbożowej (tylko nadwyżkowa słoma po uwzględnieniu potrzeb wynikających z produkcji rolniczej, zarówno zwierzęcej, jak i pozostawiana na polu w celu wymieszania z glebą dla bilansowania materii organicznej w glebie) oraz z innych kierunków jej wykorzystania materiałowego (np. produkcja podłoża do pieczarek). W oszacowaniu potencjału słomy jako biopaliwa stałego uwzględniono także fakt, że część nadwyżkowej słomy będzie w kolejnych dekadach wykorzystywana do produkcji biometanu i biopaliw II generacji.



Uprawy energetyczne (uprawy wieloletnie o krótkiej rotacji) – uwzględniono, że tylko grunty o mniejszej przydatności rolniczej powinny być przeznaczane pod uprawy energetyczne. W scenariuszu WEM przyjęto ostrożne założenia dotyczące rozwoju areалу plantacji i plonowania.

Zasoby krajowej biomasy stałej, potencjalnie dostępne na cele energetyczne, oszacowane zostały obecnie na ok. 293 PJ. Potencjał ten w znaczącej części jest zagospodarowany, zwłaszcza w odniesieniu do biomasy leśnej i ubocznych produktów przerobu drewna (ogrzewnictwo indywidualne, energetyczne wykorzystanie drewna w przemyśle drzewnym oraz obecne wykorzystanie biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych). W perspektywie 2030 i 2040 r. potencjał nieznacznie wzrasta przy założeniu scenariusza WEM, bez ograniczeń w pozyskaniu drewna oraz bez pełnego wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania drewna.

Należy nadmienić, że wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy. Tworzenie plantacji upraw energetycznych może przyczynić się do rozwoju rozproszonych lokalnych centrów energetycznych, choć należy mieć na uwadze, że celowa produkcja biomasy wiąże się z nakładami, m.in. na nawożenie i ochronę roślin, co generuje istotnie wyższe koszty w stosunku do biomasy o charakterze pozostałości czy odpadów. Susze będące efektem zaburzeń klimatycznych silnie ograniczają plony. Ponadto biomasa z upraw celowych nie ma tak korzystnego bilansu emisji GHG jak biomasa odpadowa.

W przypadku **scenariusza WAM**, rozważając krajowy potencjał biomasy w aKPEiK 2025, wzięto pod uwagę potencjał zrównoważony, który może zostać zagospodarowany na cele energetyczne, ponieważ jest on mniejszy niż potencjał techniczny. Popyt na biomasę ze strony przedsiębiorstw energetycznych nie powinien zaburzać dotychczasowych kierunków jej wykorzystania, w szczególności wykorzystania biomasy w produkcji materiałowej. Dla wyznaczenia potencjału zrównoważonego przyjęto dwa główne założenia:

- 1) Wykorzystanie materiałowe biomasy powinno być priorytetem w stosunku do wykorzystania energetycznego, gdziekolwiek jest to technicznie i ekonomicznie uzasadnione. Ponadto przyczynia się ono do długoterminowego magazynowania węgla zawartego w biomacie. Nie przyczynia się natomiast do emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz tworzy wyższą wartość dodaną dla gospodarki (w szczególności w przypadku wykorzystania drewna do produkcji trwałych dóbr przemysłowych lub jako materiału budowlanego).
- 2) Energetyczne zastosowania biomasy powinny dotyczyć wykorzystania materiałów reszkowych, odpadowych i materiałów o najniższej jakości, na które nie ma zapotrzebowania do zastosowań o wyższej wartości dodanej, a także nadwyżki ponad możliwości przerobu lokalnych zakładów przemysłu.

Oszacowany wg **scenariusza WAM** potencjał biomasy stałej na cele energetyczne obejmuje następujące główne źródła biomasy:



Biomasa leśna – uwzględniono drewno pozyskiwane z: lasów PGL Lasy Państwowe, lasów prywatnych, gminnych, zadrzewień oraz tzw. lasów poza ewidencją. Dla 2023 r. wykorzystano rzeczywiste dane o pozyskaniu drewna z publikacji statystycznych i raportów branżowych. W prognozach dla scenariusza WAM dla 2030 r. uwzględniono modyfikację modelu gospodarki leśnej w PGL Lasy Państwowe z uwagi na wzmocnienie funkcji ochrony przyrody lub funkcji społecznych lasów (wynikających z Ogólnopolskiej Narady o Lasach) oraz realizację celu LULUCF. Jako potencjał zrównoważony możliwy do wykorzystania na cele energetyczne uwzględniono jedynie zasoby drewna o obniżonej wartości techniczno-użytkowej. Rozróżnia się ilość drewna dostępnego na cele opałowe dla rozproszonych użytkowników (gospodarstw domowych, rolnictwa) oraz ilości dostępne dla przedsiębiorstw energetycznych. W perspektywie 2030 r. w zakresie drewna pozyskiwanego z lasów na potrzeby energetyki zawodowej uwzględniono kryteria określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego.



Produkty uboczne przerobu drewna – w tym przypadku, aby zaspokoić potrzeby krajowego przemysłu drzewnego, na potrzeby szacunku potencjału biomasy dla scenariusza WAM dla 2030 r. w aktualizacji KPEiK z lipca 2025 r. przyjęto dodatkowo założenie o istotnym ograniczeniu eksportu drewna okrągłego. Produkty uboczne przerobu drewna powstające w zakładach sektora drzewnego (zrębki, trociny, itp.) w znaczącej części są obecnie zagospodarowane przez sam przemysł drzewny (zarówno do celów materiałowych – głównie do produkcji płyt drewnopochodnych, jak i energetycznych, np. suszenie drewna). Z tego względu dla potrzeb energetyki/ciepłownictwa w potencjale zrównoważonym uwzględniono tylko nadwyżkę produktów ubocznych, która wykracza ponad potrzeby sektora drzewnego. Oszacowany potencjał zrównoważony produktów ubocznych przerobu drewna dostępny na cele energetyczne odejmuje łącznie: (i) ilość obecnie zagospodarowaną w przemyśle drzewnym na cele energetyczne oraz (ii) nadwyżkę potencjalnie do wykorzystania dla energetyki/ciepłownictwa.



Biomasa pochodzenia rolniczego – prognozy aKPEiK 2025 uwzględniają: (i) drewno z sadów (drewno z cięć pielęgnacyjnych sadów owocowych i odnowienia sadów) oraz (ii) nadwyżkę słomy zbożowej (na cele energetyczne uwzględniono tylko nadwyżkową słomę zbożową po odjęciu potrzeb wynikających z produkcji rolniczej – zarówno zwierzęcej, jak i bilansowania materii organicznej w glebach oraz zwiększenia poziomu sekwestracji węgla w glebach w sektorze LULUCF, a także po uwzględnieniu innych kierunków jej wykorzystania materiałowego np. produkcja podłoża do pieczarek, komposty);



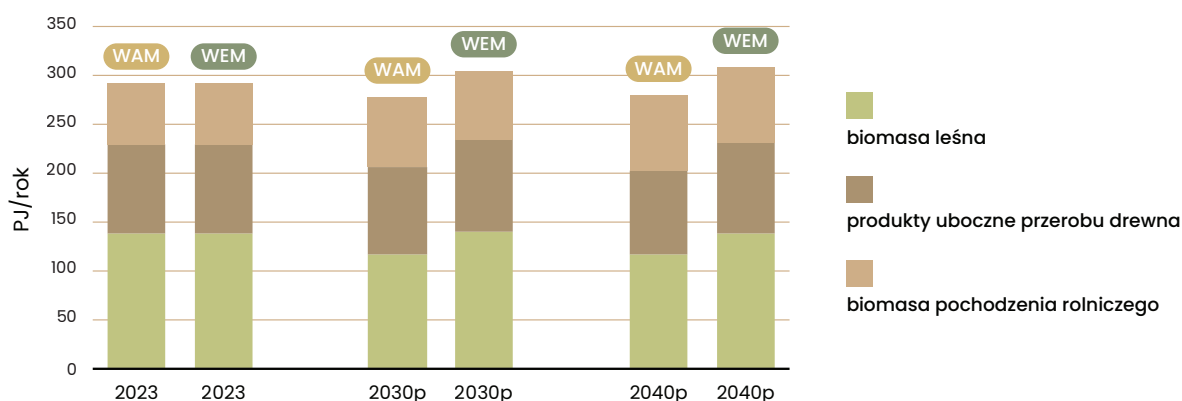
Uprawy energetyczne (uprawy wieloletnie o krótkiej rotacji) – uwzględniono założenie, że tylko grunty o mniejszej przydatności rolniczej powinny być przeznaczane pod uprawy energetyczne. Przyjęto ostrożne założenia dotyczące rozwoju arealu plantacji i plonowania.

Potencjał zrównoważony krajowej biomasy stałej oszacowany został na poziomie 293 PJ. Potencjał ten w znaczącej części jest zagospodarowany, zwłaszcza w odniesieniu do biomasy leśnej i ubocznych produktów przerobu drewna (ogrzewnictwo indywidualne, energetyczne wykorzystanie drewna w przemyśle drzewnym oraz obecne wykorzystanie biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych). Do zagospodarowania pozostaje nadwyżka słomy. W kolejnych latach potencjał zrównoważony biomasy ulegnie nieznacznemu zmniejszeniu.

Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać wyłącznie w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak aby zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy. Tworzenie plantacji upraw energetycznych może przyczynić się do rozwoju lokalnych centrów energetycznych na obszarach wiejskich, choć należy mieć na uwadze, że celowa produkcja biomasy wiąże się z nakładami, m.in. na nawożenie i ochronę roślin, co generuje istotnie wyższe koszty w stosunku do biomasy o charakterze pozostałości czy odpadów. Susze będące efektem zaburzeń klimatycznych silnie ograniczają plony. Ponadto biomasa z upraw celowych ma mniej korzystny bilansu emisji GHG niż biomasa odpadowa, dlatego szacunki dla biomasy pochodzącej z upraw energetycznych są bardzo ostrożne.

W perspektywie 2030 r. łączna produkcja biomasy stałej ma wynieść 277 PJ/rok wg scenariusza WAM lub 279 PJ/rok wg scenariusza WEM (rys. 9.12.). Z tego udział biomasy leśnej w łącznym potencjale biomasy stałej według scenariusza WAM wynosi 42%, a wg scenariusza WEM 46%. Udział produktów ubocznego przerobu drzewa wynosi odpowiednio: 32% (WAM) i 31% (WEM), a biomasy pochodzenia rolniczego: 32% (WAM) i 31% (WEM). W perspektywie roku 2040 łączna produkcja biomasy stałej rocznie ma wynieść 305 PJ/rok wg WAM lub 309 PJ/rok wg WEM. Udział biomasy leśnej w łącznym potencjale biomasy stałej wg WAM ma również wynieść 42%, a wg WEM spaść do 42%. Udział produktów ubocznego przerobu drzewa w obu scenariuszach ma wynieść po 30%, a biomasy pochodzenia rolniczego spaść odpowiednio do 28% (WAM) i 25% (WEM).

Rys. 9.12. Porównanie prognoz krajowego potencjału zrównoważonego biomasy stałej w [PJ/rok], (p – prognoza).



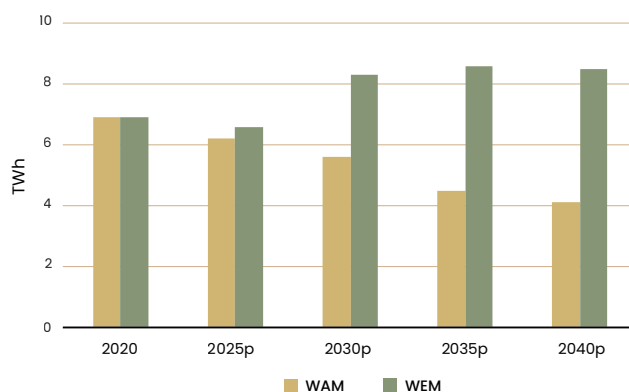
Źródło: opracowanie własne wg akPEiK 2025.

Krajowe zużycie biomasy

Obecnie obowiązujące uregulowania prawne dotyczące zużycia biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych mówią o tym, że ma być stosowana biomasa spełniająca kryteria zrównoważonego rozwoju. W chwili obecnej odnosi się to do instalacji powyżej 20 MWt, jednakże zgodnie z dyrektywą RED III próg wielkości instalacji został obniżony do 7,5 MWt.

Według prognoz scenariusza WAM (aktywnej transformacji) produkcja energii brutto z biomasy w latach 2025–2040 będzie systematycznie maleć (rys. 9.13). W 2025 roku wyniesie 6,2 TWh, w perspektywie 2030 roku zmniejszy się o 0,6 TWh, w 2035 r. zmniejszy się o kolejne 1,1 TWh, a w 2040 r. zmniejszy o 0,4 TWh i wyniesie 4,1 TWh. Udział wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o biomasę do roku 2030 będzie stanowił 3% całkowitej produkcji krajowej brutto, w perspektywie 2035 r. spadnie do 2%, a w horyzoncie 2040 roku zmniejszy do 1%.

Rys. 9.13. Porównanie prognoz krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w TWh



Źródło: opracowanie własne wg akPEiK 2025.

Import

Do 2022 r. głównym źródłem importu biomasy stałej była Białoruś, lecz sytuacja zmieniła się w wyniku wojny na Ukrainie (rys. 9.14). Założenia scenariusza WAM zakładają w latach 2025–2040 import biomasy z USA, Litwy i Finlandii, natomiast scenariusza WAM – poza USA i Finlandią, również eksport z Kanady i Ukrainy.

Biorąc pod uwagę aktualne zmiany rynkowe i regulacyjne (w szczególności w zakresie kryteriów zrównoważoności dla biomasy), wielu ekspertów wskazuje, że Stany Zjednoczone oraz Kanada będą głównymi źródłami importu biomasy w formie pelletu drzewnego. Należy jednak podkreślić, że import biomasy osłabia bezpieczeństwo energetyczne kraju, dlatego w aktualizacji KPEiK z lipca 2025 r. wskazane jest ograniczenie jego skali.

Rys. 9.14. Główne źródła importu biomasy stałej w latach 2020–2040 (p – prognoza).



Źródło: opracowanie własne wg aKPEiK 2025.

9.2.5. Podsumowanie analizy rynku i cen biomasy

Europa

- Niemcy, Francja i Szwecja są w Europie największymi producentami i użytkownikami biomasy stałej.
- Według prognoz analityków w 2025 r. Unia Europejska: wyprodukuje 20,5 mln ton pelletu drzewnego (19,9 mln w 2024 r. i 19,97 mln w 2023 r.), import wyniesie 4,7 mln ton, eksport osiągnie 1,7 mln ton, a zużycie dojdzie do 23,4 mln ton.
- Po kryzysie energetycznym i niedoborach surowców ceny pelletu drzewnego w Europie zaczęły wykazywać pewną stabilizację.
- Na koniec drugiego kwartału 2025 r. cena pelletu drzewnego przemysłowego I2 na holenderskiej giełdzie RBCN wynosiła średnio 173 EUR/tonę (około 22 EUR niższa niż w I kwartale 2025). Cena pelletu ENplus A1 dla gospodarstw domowych była wyższa o 20 EUR od ceny pelletu przemysłowego I2. Stan zapasów w portach ARA wyniósł 20 tys. ton.
- Na bałtyckiej giełdzie BALTPool w pierwszym półroczu 2025 r. obserwowany był spadek średnich miesięcznych cen bałtyckiego indeksu FOB zrębki drzewnej z 28,1 do 19,9 EUR/MWh. W kolejnych trzech miesiącach cena utrzymywała się w zakresie 20,7–23,0 EUR/MWh.

Polska

- Według danych GUS w latach 2019–2023 w Polsce z roku na rok systematycznie spadały produkcja, zużycie oraz import biomasy.
- W lipcu 2025 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zaakceptowało projekt aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu o 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (w skrócie: aKPEiK).
- aKPEiK zawiera dwa scenariusze: WEM – scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle” oraz WAM – scenariusz aktywnej transformacji.
- W latach 2025–2040 scenariusz WEM przewiduje utrzymanie się produkcji biomasy w zakresie 8,6–9,1 mln toe, natomiast scenariusz aktywnej transformacji (WAM) zakłada systematyczny spadek produkcji, która w horyzoncie 2040 roku ma wynieść 6,6 mln toe. Potencjał zrównoważonej krajowej biomasy stałej oszacowany został na poziomie 293 PJ.
- Szacunek potencjału biomasy według scenariusza WEM służy jako poziom odniesienia dla oszacowania potencjału biomasy według scenariusza WAM.
- Szacunek biomasy w scenariuszu WEM nie uwzględnia regulacji dotyczących realizacji celu LULUCF⁷ dla 2030 r. oraz wdrożenia postanowień Ogólnopolskiej Narady o Lasach (które w rzeczywistości będą ten potencjał zmniejszać), podobnie jak wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.
- Potencjał biomasy w znaczącej części jest zagospodarowany, zwłaszcza w odniesieniu do biomasy leśnej i ubocznych produktów przerobu drewna (ogrzewnictwo indywidualne, energetyczne wykorzystanie drewna w przemyśle drzewnym oraz obecne wykorzystanie biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych). Do zagospodarowania pozostaje nadwyżka słomy. W kolejnych latach potencjał zrównoważony biomasy ulegnie nieznacznemu zmniejszeniu.
- Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania tak, aby zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy.
- Energetyczne zastosowania biomasy powinny dotyczyć wykorzystania materiałów resztkowych, odpadowych, materiałów o najniższej jakości, na które nie ma zapotrzebowania do zastosowań o wyższej wartości dodanej.
- Według scenariusza aktywnej transformacji (WAM) udział wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o biomasę do 2030 r. będzie stanowił 3% całkowitej produkcji krajowej brutto, w perspektywie 2035 r. spadnie do 2%, a w horyzoncie 2040 roku zmaleje do 1%.
- Obecnie obowiązujące uregulowania prawne dotyczące zużycia biomasy w przedsiębiorstwach energetycznych mówią o tym, że na cele energetyczne ma być stosowana biomasa spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju. W chwili obecnej odnosi się to do instalacji powyżej 20 MWt, jednakże zgodnie z dyrektywą RED III próg wielkości instalacji został obniżony do 7,5 MWt.
- Do 2022 r. głównym źródłem importu biomasy stałej była Białoruś, lecz sytuacja zmieniła się w wyniku wojny na Ukrainie. Założenia scenariusza WAM przewidują w latach 2025–2040 import biomasy z USA, Litwy i Finlandii, natomiast scenariusza WAM – poza USA i Finlandią, również eksport z Kanady i Ukrainy.

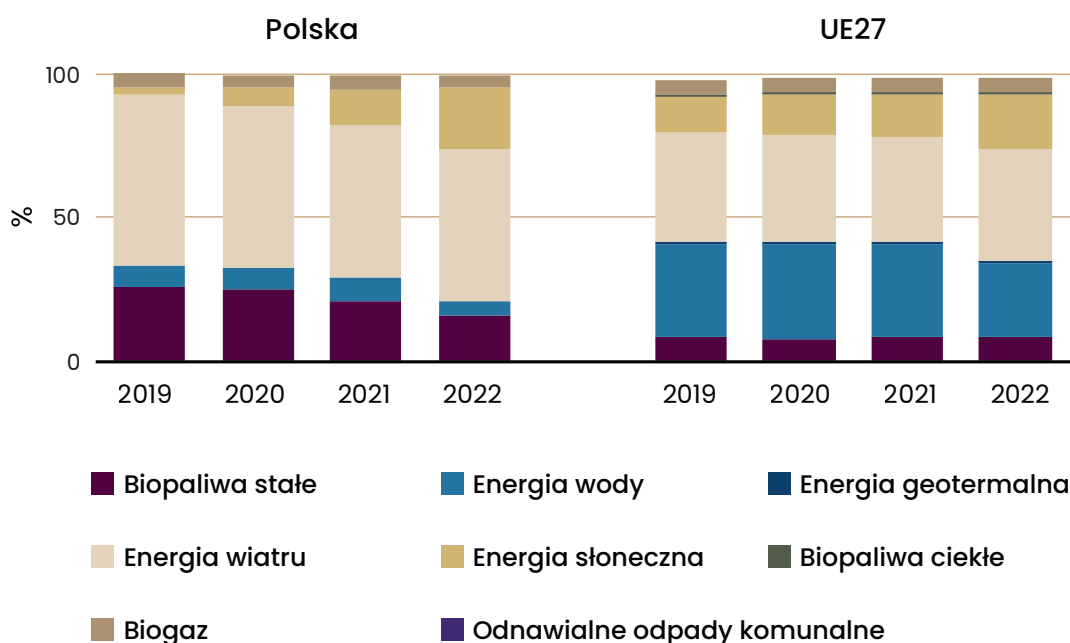
⁷ Sektor LULUCF (ang. land use, land use change and forestry) związany jest z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem.

9.3. Analiza aspektów technicznych jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych biomasą

9.3.1. Biomasa w krajowej energetyce

Strukturę udziału odnawialnych nośników energii w produkcji energii elektrycznej w Polsce i Unii Europejskiej wg danych GUS prezentuje wykres nr 9.15. W przypadku Polski w segmencie energetyki odnawialnej dominuje wytwarzanie z energii wiatru, energii słonecznej i biopaliw (łącznie: 36,8–58,8%), a w całej Unii Europejskiej 82,8–84,1% pochodzi łącznie z energii wiatru, wody i słońca.

Rys. 9.15. Udział odnawialnych nośników energii w produkcji energii elektrycznej w Polsce i Unii Europejskiej.



Źródło: opracowanie własne wg danych GUS.

36,8–58,8%

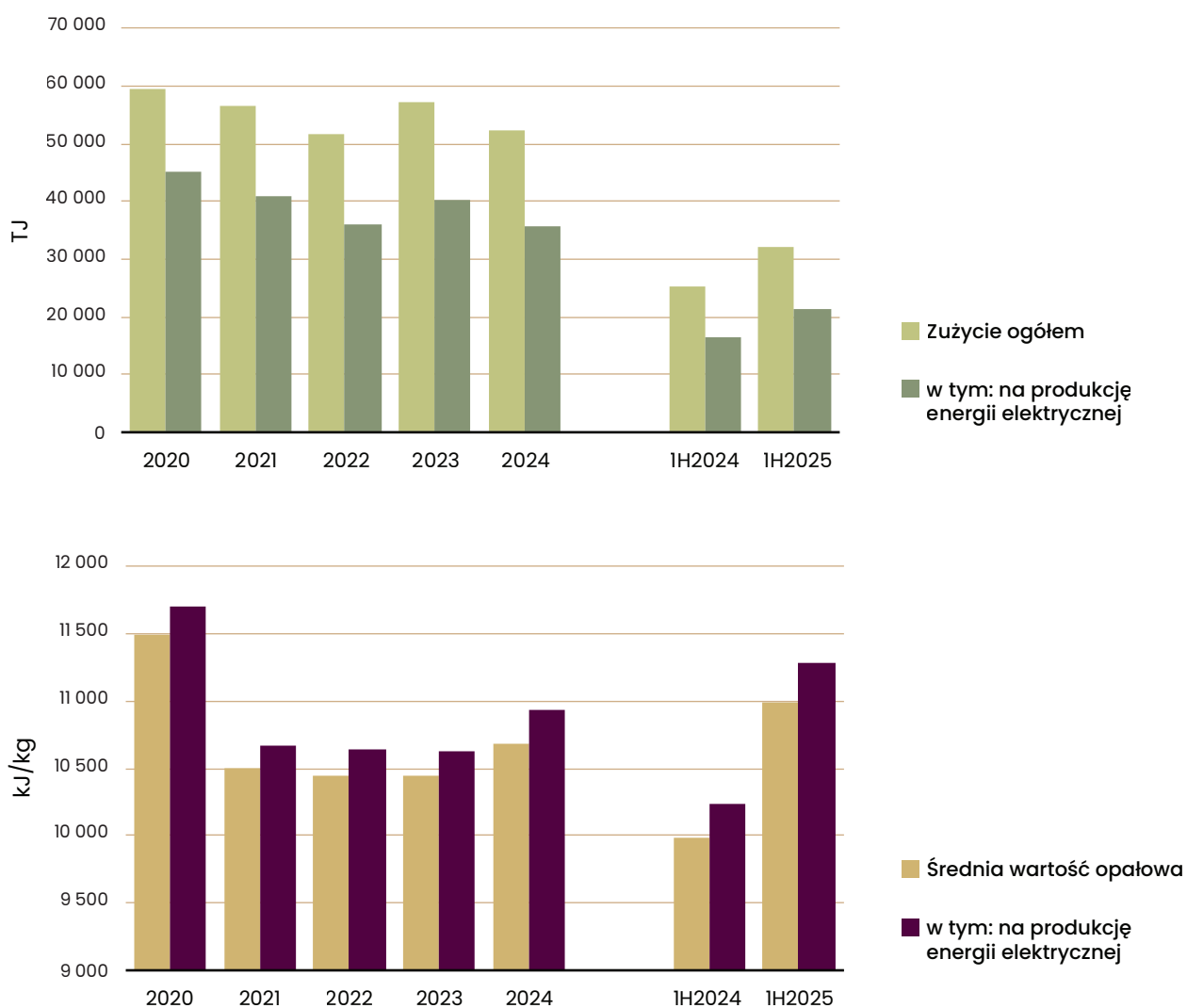
energii odnawialnej w Polsce jest wytwarzane z energii wiatru, słońca i biopaliw.

82,8–84,1%

energii odnawialnej w Unii Europejskiej jest wytwarzane z energii wiatru, wody i słońca.

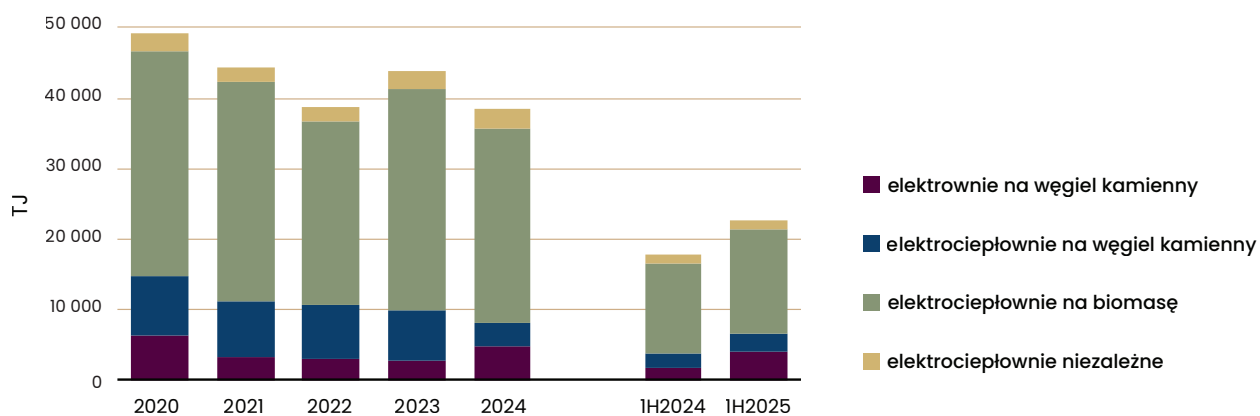
W latach 2020–2024 zużycie biomasy w krajowej energetyce przebiegało w zmiennym tempie (rys. 9.16). W latach 2020–2022 zmalało o 13% z 59,5 PJ (w 2020 r.) do 51,6 PJ (w 2022 r.). Po wzroście w 2023 r. do 57,1 PJ w kolejnym roku zmniejszyło się o 8%. Biomasa głównie zużywana jest na produkcję energii elektrycznej, przy czym jej udział zmalał z 76% w 2020 r. do 68% w 2024 r. Po pierwszym półroczu 2025 r. zużycie biomasy w krajowej energetyce wyniosło 32,1 PJ i w porównaniu z analogicznym okresem roku wcześniejszego było wyższe o 27%. Udział biomasy do produkcji energii elektrycznej wyniósł 66%. Na rys. 9.16. dodatkowo zamieszczono średnią wartość opałową biomasy, natomiast szczegółowe zużycie biomasy na produkcję energii elektrycznej przedstawiają wykresy na rys. 9.17.

Rys. 9.16. Zużycie biomasy w krajowej energetyce zawodowej.



Źródło: opracowanie własne wg danych ARE.

Rys. 9.17. Porównanie zużycia biomasy na produkcję energii elektrycznej.



Źródło: opracowanie własne wg danych ARE.

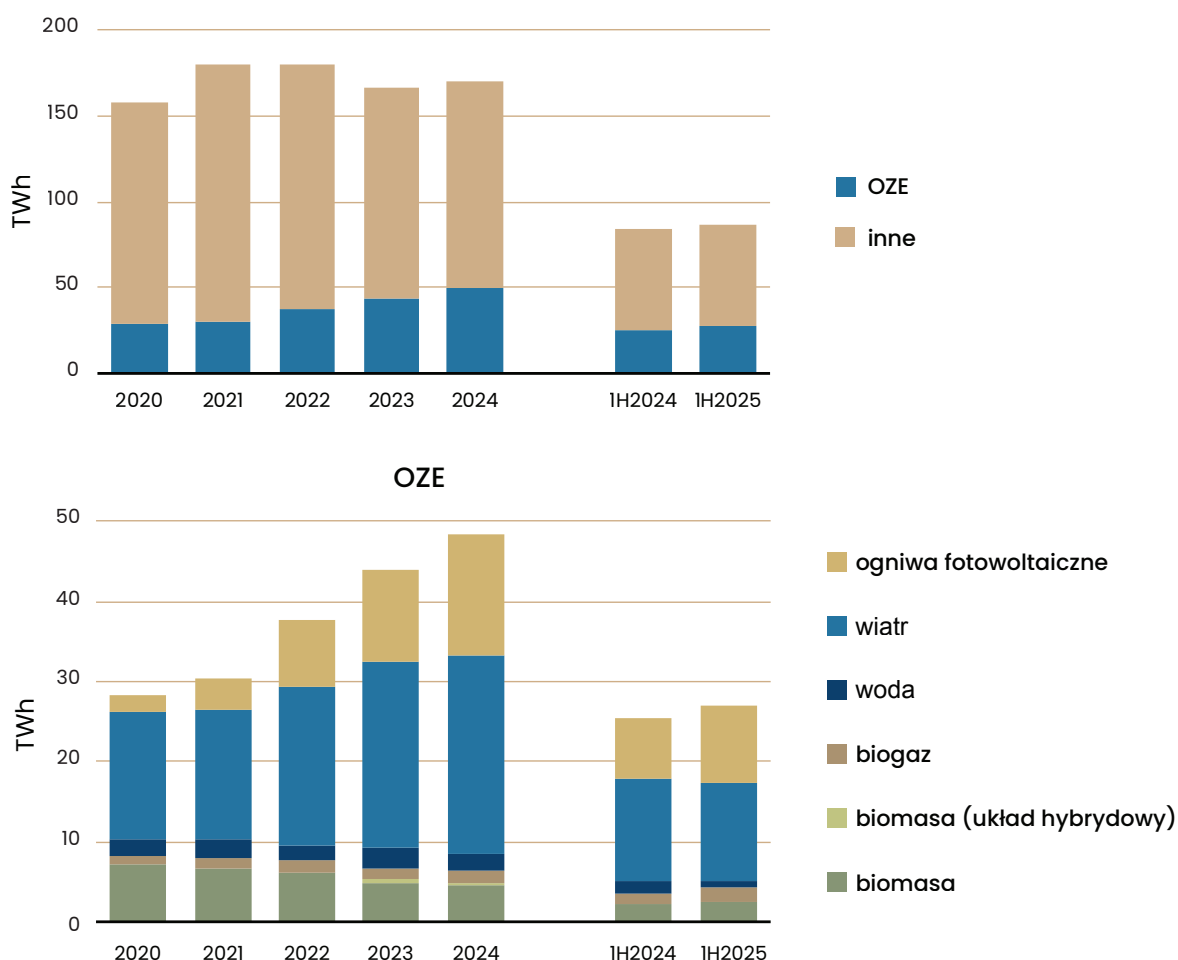
Produkcja energii elektrycznej

Od roku 2020 widoczny jest systematyczny wzrost wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach OZE (rys. 9.18). W latach 2020–2024 udział wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w krajowej produkcji wzrósł z 17% (w 2021 r.) do 29% (w 2024 r.). Po pierwszym półroczu 2025 r. wyniósł 31%. Udział wytwarzania energii elektrycznej z biomasy w segmencie odnawialnych źródeł energii zmalał z 25% w 2020 r. do 10% w 2024 r.

Z dedykowanych źródeł biomasowych w 2024 r. wyprodukowano 3 595,7 GWh energii (o 6% mniej niż w 2023 r.), a w technologii współspalania wygenerowano 1 407,9 GWh energii odnotowując w stosunku rocznym 10% wzrostu. Produkcja energii z biomasy w układach hybrydowych w odniesieniu do roku wcześniejszego spadła o 48% i wyniosła 225,9 GWh.

W segmencie odnawialnych źródeł energii w pierwszym półroczu 2025 r. pozyskano 27 105,7 GWh (o 6% więcej niż rok wcześniej), a z dedykowanych źródeł biomasowych wyprodukowano 2 492,7 GWh energii odnotowując 15% wzrostu w stosunku rocznym. W technologii współspalania wygenerowano 937,5 GWh energii (wzrost r/r o 39%). Produkcja energii z biomasy w układach hybrydowych wzrosła w odniesieniu do podobnego okresu roku 2024 o 29% i wyniosła 184,0 GWh, a po sześciu miesiącach 2025 r. wyniosła 10%. Do spadku udziału biomasy w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w segmencie OZE przyczynił się wzrost wytwarzania w elektrowniach wiatrowych oraz w segmencie fotowoltaiki.

Rys. 9.18. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych zawodowych.

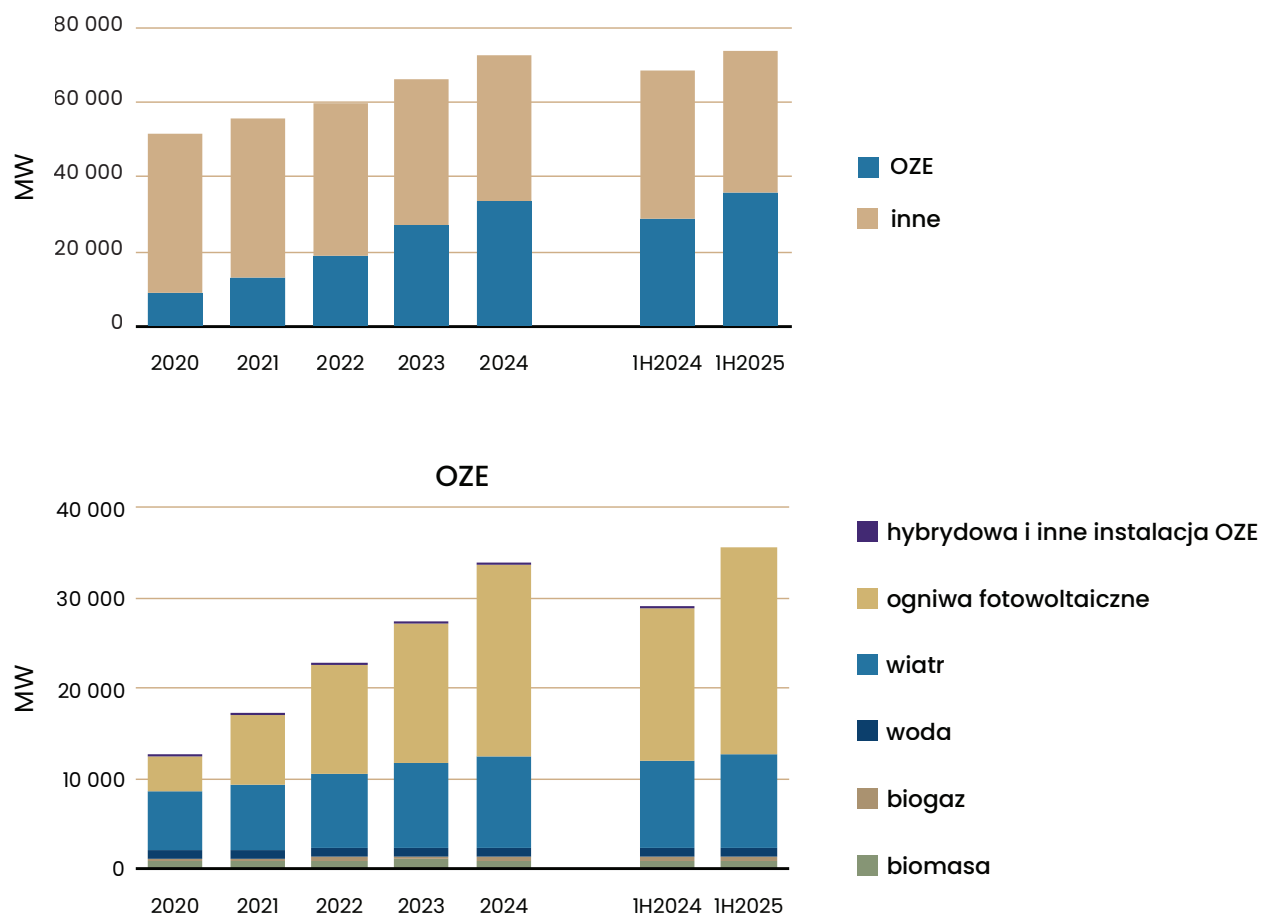


Źródło: opracowanie własne wg danych ARE.

Moc zainstalowana

W latach 2020–2024 obserwowany jest systematyczny wzrost zainstalowanej mocy elektrycznej w segmencie odnawialnych źródeł energii (rys. 9.19). We wspomnianych latach moc ta wzrosła o 277% i w 2024 r. wyniosła 33 778 MW. Udział źródeł biomasowych w segmencie OZE zmalał z 10% (w 2020 r.) do 3% (w 2024 r.), głównie z powodu przyrostu mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych. Po sześciu miesiącach 2025 r. udział mocy zainstalowanej w jednostkach biomasowych w segmencie OZE nadal wynosi 3%.

Rys. 9.19. Moc elektryczna zainstalowana w segmencie odnawialnych źródeł energii.



Źródło: opracowanie własne wg danych ARE.

9.3.2. Ocena technologii pracy jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych biomasą

Ocena pracy jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych biomasą została przeprowadzona w odniesieniu do czterech grup technologicznych tych jednostek, począwszy od elektrociepłowni zawodowych biomasowych, a skończywszy na elektrowniach przemysłowych. W analizie uwzględniono również ilości biomasy dostarczonej do spalania w poszczególnych typach jednostek wytwórczych energii elektrycznej i ciepła.

Elektrociepłownie zawodowe biomasowe

W roku 2024 w Polsce funkcjonowało 17 elektrociepłowni zawodowych zasilanych biomasą. Jednostki te charakteryzowały się zróżnicowaną mocą zainstalowaną — od około 1 MW do ponad 70 MW. Szczegółowe dane dotyczące wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tych elektrociepłowniach przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 9.2. Dane o energii wyprodukowanej przez elektrociepłownie zawodowe biomasowe.

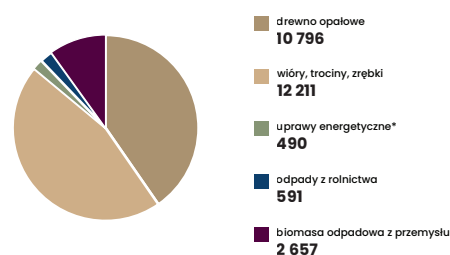
Wyszczególnienie	Energia elektryczna	Ciepło
	GWh	TJ
6 jednostek o mocy 1 – 5 MW	88.3	1 105
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	28.4	
4 jednostki o mocy 5 – 30 MW	214.6	2 767
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	188.4	
4 jednostki o mocy 40 – 70 MW	371.5	2 945
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	371.5	
3 jednostki pow. 70 MW	2 503.9	2 248
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	2 503.9	
Razem:	3 178.4	9 065
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	3 092.2	

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Łącznie jednostki te wytworzyły ponad 3 TWh energii elektrycznej, z czego zdecydowaną większość zapewniły jednostki o mocy powyżej 70 MW. Elektrociepłownie tej klasy odpowiadają za wytworzenie około połowy całkowitej produkcji energii elektrycznej z biomasy w Polsce. Proporcja pomiędzy produkcją energii elektrycznej a ciepła jest również najkorzystniejsza⁸ dla jednostek o mocy powyżej 70 MW, osiągając wartości odpowiednio 2,5 TWh energii elektrycznej oraz 2248 TJ ciepła (9000 TJ vs 2248 TJ). Udziały energii chemicznej dla jednostek powyżej 70 MW mocy, zawartej w użytym paliwie, przedstawiono na wykresie na Rys. 9.20.

W 2024 r. 46% energii w paliwie dostarczono do elektrociepłowni zawodowych w postaci wiórów i trocin (12,2 PJ), natomiast 40% (10,8 PJ) stanowiło drewno opałowe. Około 10% energii pochodziło z biomasy odpadowej z przemysłu drzewnego, a pozostałe rodzaje biomasy, w tym uprawy energetyczne i odpady rolnicze, odpowiadały łącznie za około 4% wartości energetycznej całkowitego bilansu paliwowego w zakresie biomasy.

Rys. 9.20. Energia chemiczna dostarczona do elektrociepłowni zawodowych o mocy powyżej 70 MW z różnych rodzajów biomasy.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

* Z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych – kod 138.

⁸ Jednak zbyt duży udział energii elektrycznej może świadczyć o niskiej efektywności zagospodarowania ciepła powstającego w elektrociepłowni.

Elektrociepłownie zawodowe współpalające biomasę

W roku 2024 w Polsce funkcjonowało 14 elektrociepłowni zawodowych współpalających biomasę. Jednostki te charakteryzowały się dużym zróżnicowaniem mocy zainstalowanej – od 2,5 MW do ponad 650 MW. Szczegółowe dane dotyczące wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tych elektrociepłowniach przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 9.3. Dane o energii wyprodukowanej przez elektrociepłownie zawodowe współpalające biomasę.

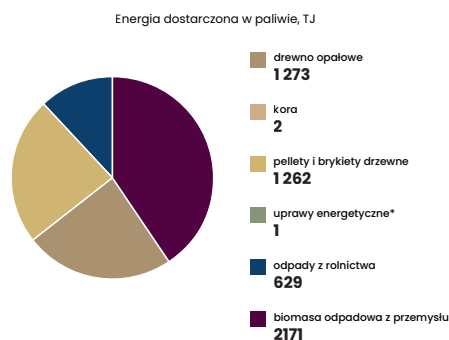
Wyszczególnienie	Energia elektryczna	Ciepło
	GWh	TJ
3 jednostki o mocy 2,5 – 25 MW	42.4	1 424
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	1.6	
4 jednostki o mocy 5 – 100 MW	1 257.8	5 693
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	219.9	
4 jednostki o mocy 100 – 350 MW	2 072.9	13 792
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	345.3	
3 jednostki pow. 650 MW	9 463.3	18 738
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	489.0	
Razem:	12 836.3	39 647
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	1 055.9	

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W sumie jednostki te wyprodukowały ponad 12,8 TWh energii elektrycznej, z czego 1 TWh uznaje się za wytworzoną z biomasy/biogazu. Największy udział w tej ilości stanowią jednostki o mocy pow. 650 MW. Proporcja produkcji ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji jest także najkorzystniejsza⁹ dla tych jednostek (pow. 650 MW): 9,5 TWh i 18 738 TJ ciepła. Udziały energii chemicznej, dla jednostek powyżej 650 MW mocy, zawartej w zużytym paliwie przedstawiono na wykresie poniżej.

W 2024 roku 41% energii w paliwie dostarczono do elektrociepłowni zawodowych współpalających biomasę jako odpady z przemysłu – biomasa odpadowa (2,2 PJ), a 24% (1,3 PJ) w postaci drewna opałowego. 24% energii dostarczono w postaci pelletów i brykietów drzewnych. Pozostałe rodzaje biomasy stanowią 11% wartości energetycznej biomasy.

Rys. 9.21. Energia dostarczona w różnych rodzajach biomasy do elektrociepłowni zawodowych (współpalających biomasę) o mocy powyżej 650 MW.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

* Z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych – kod 138.

⁹ Jednak zbyt duży udział energii elektrycznej może świadczyć o niskiej efektywności zagospodarowania ciepła powstającego w elektrociepłowni.

Elektrociepłownie przemysłowe biomasowe

W roku 2024 w Polsce funkcjonowało 17 elektrociepłowni zawodowych zasilanych biomasą. Jednostki te charakteryzowały się zróżnicowaną mocą zainstalowaną — od około 1 MW do ponad 70 MW. Szczegółowe dane dotyczące wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tych elektrociepłowniach przedstawiono w tabeli poniżej.

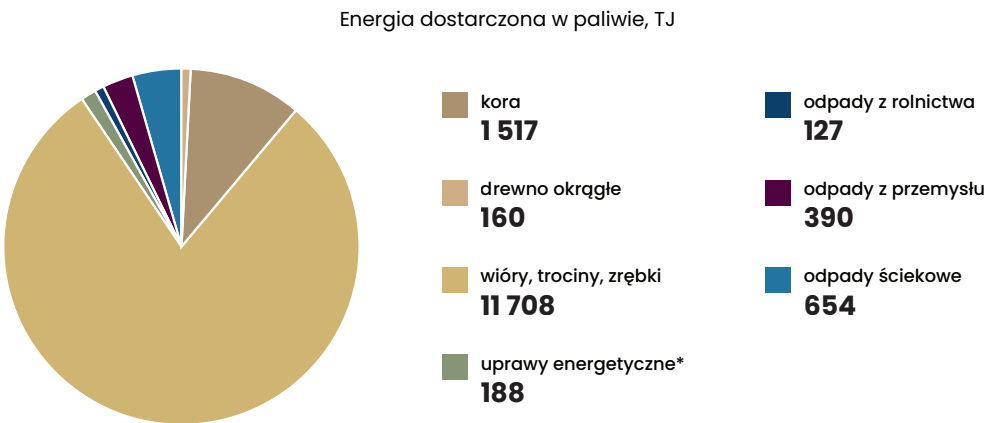
Tabela 9.4. Dane o energii wyprodukowanej przez elektrociepłownie przemysłowe biomasowe.

Wyszczególnienie	Energia elektryczna	Ciepło
	GWh	TJ
5 jednostek o mocy 1 – 5 MW	60.4	1 079
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	60.4	
3 jednostki o mocy 5 – 7 MW	85.7	3 016
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	85.7	
3 jednostki o mocy pow. 7 MW	1 131.6	14 976
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	1 131.6	
Razem	1 277.7	19 071
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	1 277.7	

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W sumie jednostki te wyprodukowały blisko 1,3 TWh energii elektrycznej, z czego zdecydowaną większość o mocy powyżej 7 MW (1,1 TWh). Udziały energii chemicznej dla jednostek powyżej 650 MW mocy, zawartej w zużytych paliwie, przedstawiono na wykresie poniżej.

Rys. 9.22. Energia dostarczona do elektrociepłowni przemysłowych o mocy powyżej 7 MW z różnych rodzajów biomasy.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.
* Z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych – kod 138.

W 2024 roku 79% energii w paliwie dostarczono do elektrociepłowni przemysłowych w postaci wiórów i trocin (11,7 PJ), natomiast 10% (1,5 PJ) stanowiła kora. Pozostałe rodzaje biomasy odpowiadały łącznie za około 11% wartości energetycznej całkowitego bilansu paliwowego w zakresie biomasy.

Elektrociepłownie przemysłowe współpalające biomasę

W roku 2024 w Polsce funkcjonowało 6 elektrociepłowni przemysłowych współpalających biomasę. Jednostki te charakteryzowały się stosunkowo niskim zróżnicowaniem mocy – od ok. 1 MW do ponad 19 MW. Szczegółowe dane dotyczące wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tych elektrociepłowniach przedstawiono w tabeli poniżej.

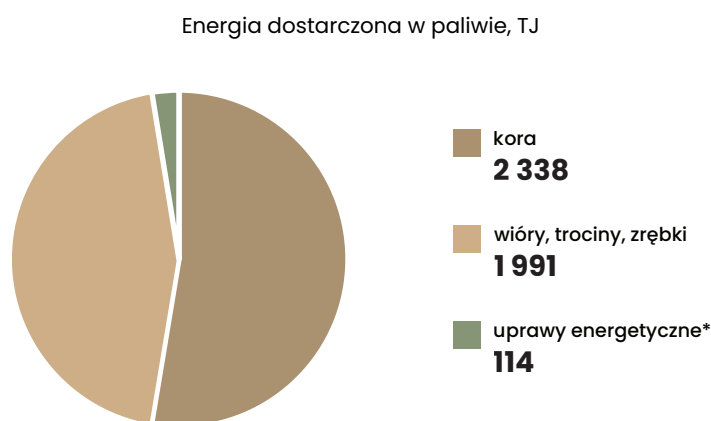
Tabela 9.5. Dane o energii wyprodukowanej przez elektrociepłownie przemysłowe współpalające biomasę.

Wyszczególnienie	Energia elektryczna	Ciepło
	GWh	TJ
3 jednostki o mocy 1 – 18,5 MW	158.9	2 709
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	70.5	
3 jednostki o mocy pow. 19 MW	735.5	11 341
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	486.1	
Razem	894.4	14 049
w tym: produkcja energii el. z biomasy i biogazu	556.6	

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

W sumie jednostki te wyprodukowały ponad 0,9 TWh energii elektrycznej, z czego z biomasy ok. 0,56 TWh. Większość tej energii (0,49 TWh) wygenerowały jednostki o mocy powyżej 19 MW. Udziały energii chemicznej zawartej w paliwie (z biomasy) naniesiono na poniższy wykres.

Rys. 9.23. Energia dostarczona do elektrociepłowni przemysłowych współpalających biomasę o mocy powyżej 19 MW z różnych rodzajów biomasy. Uwaga: W strukturze paliwowej duży jest też udział biogazu.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

* Z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych – kod 138.

53% energii w paliwie (w zakresie biomasy) dostarczono do elektrociepłowni przemysłowych współpalających biomasę w postaci kory (2,3 PJ), a 45% (2,0 PJ) w postaci wiór, trocin i zrębek. Za 3% odpowiadały uprawy energetyczne. Do ww. elektrociepłowni dostarczono w sumie 16,6 PJ biopaliwa, głównie w postaci ługu powarzelnego i oleju talowego.

Zużycie biomasy w elektrociepłowniach

Dla wskazanych czterech typów jednostek wytwórczych zestawiono w sposób zbiorczy dane dotyczące ilości zużytego paliwa, z rozróżnieniem na poszczególne rodzaje biomasy. Szczegółowe wartości przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela. 9.6. Zestawienie wagowe zużycia różnych typów biomasy w jednostkach wytwórczych energii w 2024 r.

Nazwa	Zawodowe		Przemysłowe		Razem
	biomasowe	współspalające biomasę	biomasowe	współspalające biomasę	
	tony				
Odpady z rolnictwa	233 428	130 444	11 273	28 285	403 430
Frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	106 138	0	0	215 325	321 463
Biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu	229 764	0	83 121	0	312 885
Drewno opałowe	199 283	1 103 146	0	0	1 302 429
Gałęzie i wierzchołki drzew	0	0	103	0	103
Przemysłowe drewno okrągłe	0	0	21 349	0	21 349
Kora	273	0	194 598	283 867	478 738
Wióry, trociny, zrębki	130 146	2 021 597	1 233 221	210 074	3 595 038
Drewno pokonsumpcyjne wykorzystane bezpośrednio do wytwarzania energii	0	0	20 951	0	20 951
Pellety i brykiety drzewne	72 086	49 443	0	0	121 529
Uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych	724	52 580	19 037	7 552	79 893
Uprawy energetyczne - surowce spożywcze i paszowe	5 737	0	0	0	5 737
Osady ściekowe	0	0	130 414	138 635	269 049
Razem	977 579	3 357 210	1 714 067	883 738	6 932 594

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.

Sumarycznie na potrzeby ww. czterech typów jednostek wytwórczych zużyto blisko 7 mln ton biomasy (dokładnie 6 932 594 tony), z czego najwięcej w elektrociepłowniach zawodowych współspalających biomasę. Wielkości tej biomasy, odpowiadająca za produkcję zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła, stanowi istotny element krajowego bilansu paliw odnawialnych.

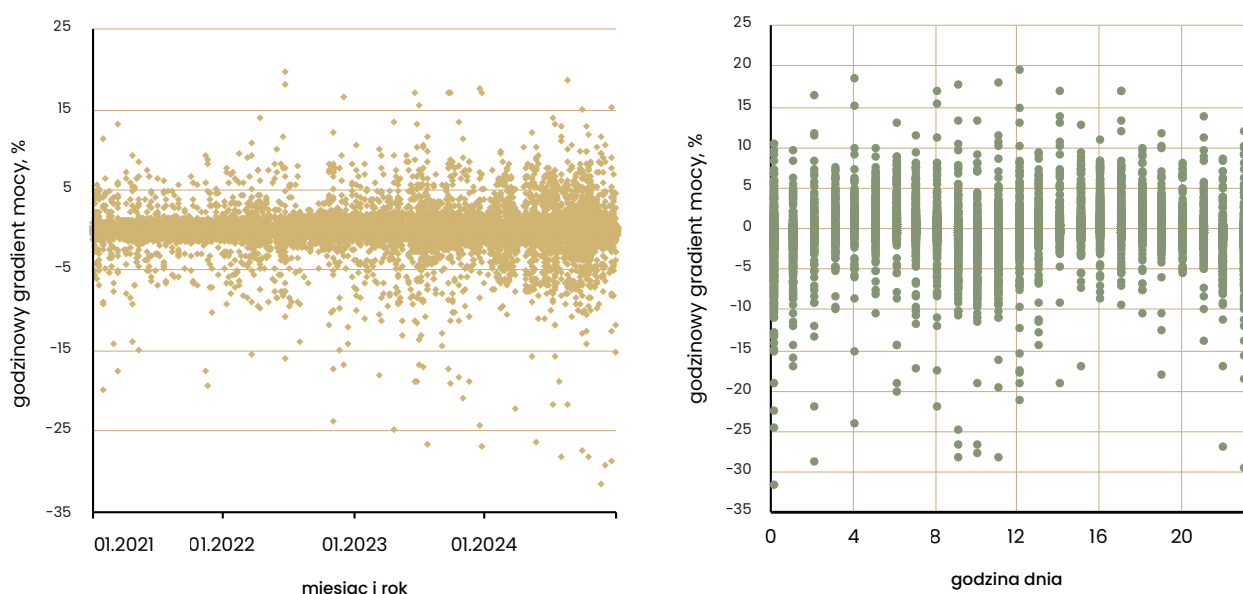
Pod względem ilościowym najwięcej biomasy zostało dostarczone w postaci wiórów, trocin i zrębków drzewnych – łącznie ok. 3,6 mln ton, co czyni je podstawowym surowcem dla energetyki w Polsce w zakresie biomasy. Drugie miejsce pod względem ilościowym zajmuje drewno opałowe (1,3 mln ton), a trzecie miejsce kora (0,48 mln ton). Znaczący udział miały również odpady z rolnictwa (ok. 0,4 mln ton) oraz biomasa odpadowa z przemysłu (ok. 0,3 mln ton). Mniejsze ilości pochodziły z pozostałych rodzajów biomasy.

Wymienione w niniejszym podrozdziale 54 jednostki wytwórcze energii elektrycznej z biomasy potwierdzają wysoki poziom doświadczenia eksploatacyjnego w zakresie tej technologii, co stanowi istotną przewagę nad innymi rozwiązaniami dopiero planowanymi do wdrożenia. Ponadto ich często relatywnie niewielka moc zainstalowana wpisuje się w koncepcję rozwoju energetyki rozproszonej, zwiększającej elastyczność i odporność w skali KSE. Dzięki lokalnemu charakterowi oraz możliwości jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, jednostki te przyczyniają się również do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionów oraz efektywnego wykorzystania dostępnych zasobów biomasy.

9.3.3. Możliwości regulacji mocy i elastyczności pracy jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych biomasą

W rozdziale 4 przedstawione zostały dotychczasowe zdolności regulacyjne w zakresie mocy dla jednostek kogeneracyjnych. Natomiast dla jednostek wytwórczych biomasowych poniżej zaprezentowano elastyczność tych jednostek wytwórczych. Elastyczność została przedstawiona na poniższych rysunkach w postaci współczynników godzinowego gradientu mocy.

Rys. 9.24. Wartości godzinowego gradientu mocy jako procent mocy zainstalowanej w jednostkach biomasowych.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Analizowane jednostki wytwórcze zasilane biomasą, w przeciwieństwie do wykazanych w rozdziale 4 jednostek kogeneracyjnych, charakteryzują się relatywnie niską elastycznością. Ich niska elastyczność wynika z faktu, że (podobnie jak wykazano to dla niemieckiego rynku energii) jednostki te pracują głównie w podstawie systemu elektroenergetycznego.

Oznacza to, że przez zdecydowaną większość czasu generują energię z praktycznie stałą mocą (co na wykresach widać jako dominującą wartość gradientu niższą od 4%). Zauważalny jest także wzrost wartości gradientu w 2024 roku.

¹⁰ Raportowanych do ENTSO-E.

Rozpatrując godziny w ciągu doby można zauważyć pewne zależności:

- 1) W godzinach szczytu porannego i wieczornego (gdy rośnie zapotrzebowanie na energię) wartości godzinowego gradientu mocy są nieco częściej dodatnie. Jest to podobne zachowanie, jak w przypadku jednostek wytwórczych w Niemczech.
- 2) Natomiast w godzinach nocnych, zwłaszcza między 0:00 a 2:00 (tzw. dolina nocna), częściej osiągane są wartości ujemne, co wskazuje na redukcję mocy w okresie najniższego zapotrzebowania.

Podsumowując, elektrownie zasilane biomasą pracują w sposób znacząco bardziej stabilny niż analizowane jednostki kogeneracyjne¹¹. Pełnią w systemie funkcję źródła podstawowego, a ich udział w aktywnej regulacji mocy jest mniejszy niż jednostek kogeneracyjnych.

9.4. Określenie kluczowych wskaźników wpływu biomasy na stabilność KSE

W rozdziale 4 oraz w podrozdziale 9.3 wykazano wstępnie, że jednostki wytwórcze biomasowe stanowią stabilne źródło energii, które może być sterowane przez operatora systemu w zależności od aktualnych potrzeb bilansowania KSE. Celem niniejszego podrozdziału jest przedstawienie, w jaki sposób bieżący udział energii z biomasy oraz z innych źródeł wytwórczych wpływa na funkcjonowanie i bilansowanie KSE.

Wskaźniki stabilności pracy KSE odnoszą się do różnych aspektów działania systemu. W niniejszym podrozdziale skupiono się na aspektach związanych z bilansowaniem energii pomiędzy źródłami wytwórczymi a zapotrzebowaniem na energię elektryczną. W tym kontekście elastyczność pracy jednostek wytwórczych rozpatrywana jest w sposób zbiorczy dla technologii (jednostek m.in. wyszczególnionych w rozdziale 9.3).

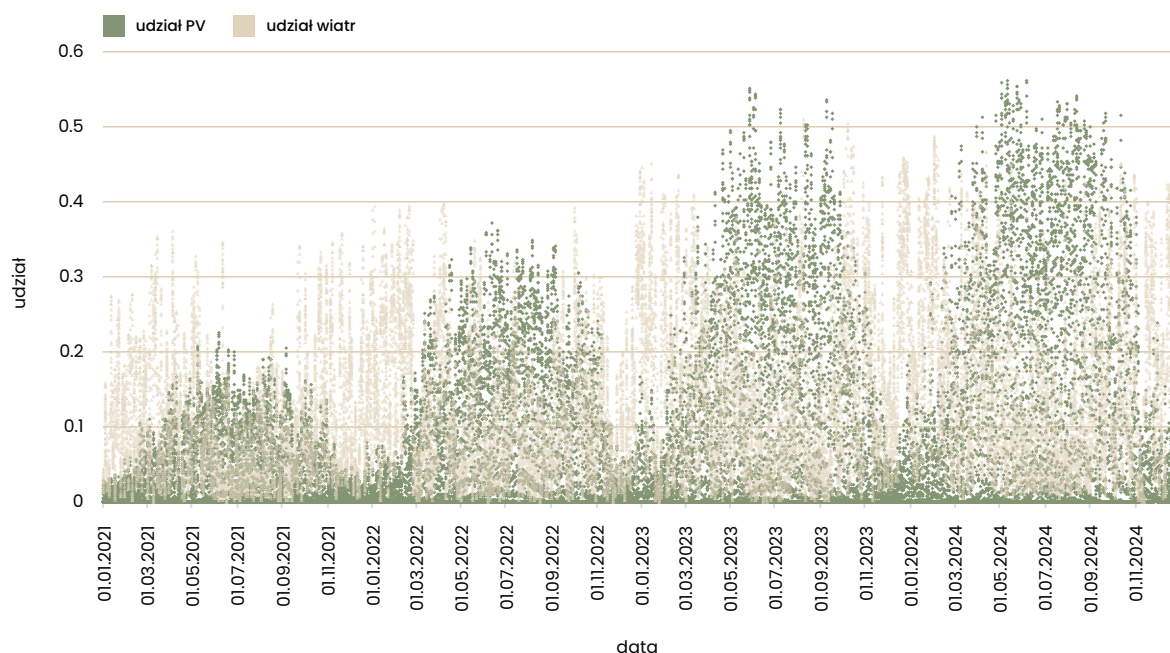
Udział źródeł niestabilnych w chwilowym miksie energetycznym

Jednym z podstawowych wskaźników stabilności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jest chwilowy udział źródeł niesterowalnych w miksie energetycznym, pozostający w bezpośredniej relacji z udziałem źródeł sterowalnych, które zapewniają bezpieczeństwo pracy systemu.

W tym zakresie istotne jest określenie maksymalnego, stabilnego udziału niesterowalnych OZE w całkowitej generacji energii elektrycznej. Zbliżony charakter ma wskaźnik pokrycia zapotrzebowania na energię przez niesterowalne źródła OZE. Na poniższym rysunku przedstawiono udziały energii z instalacji fotowoltaicznych oraz turbin wiatrowych w całkowitej produkcji energii elektrycznej w latach 2021 – 2024.

¹¹ Technologie się uzupełniają – komplementarność.

Rys. 9.25. Godzinowe wartości udziałów energii z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych wśród całkowitej generacji energii w KSE



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wykres przedstawia udział procentowy produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych (kolor beżowy) i turbin wiatrowych (kolor zielony) w stosunku do całkowitych wolumenów produkcji energii w systemie w okresie od początku 2021 r. do początku 2024 r. Przed 2023 r. największy chwilowy udział w generacji energii wśród niesterowalnych źródeł odnawialnych osiągały turbiny wiatrowe, sięgając maksymalnie około 40% udziału. Od 2023 r. coraz częściej wyższe wartości udziału odnotowują instalacje fotowoltaiczne, zwłaszcza w okresie wiosenno-letnim.

Wykazane wysokie chwilowe udziały niesterowalnych OZE mają miejsce czasami w warunkach jednoczesnego redysponowania mocy (czyli działania mającego na celu utrzymanie stabilności systemu). Oznacza to, że bez tych dodatkowych działań stabilizujących oraz wyłączeń inwerterów w skali lokalnej¹² faktyczny potencjalny udział OZE byłby relatywnie wyższy, ale bezpieczeństwo funkcjonowania systemu byłoby niższe.

Charakterystyczna jest bardzo duża zmienność udziału obu źródeł, co jest odzwierciedleniem zarówno warunków pogodowych (nasłonecznienia i prędkości wiatru na wysokości ok. 100 m), jak i pory dnia (dotyczy to głównie instalacji fotowoltaicznych). Udział generacji energii z tych źródeł często oscyluje wokół zera (instalacje fotowoltaiczne: w nocy i w zimie, turbiny wiatrowe głównie w okresie letnim), by w szczytach osiągnąć wartości przekraczające 50%, szczególnie w okresie wiosenno-letnim.

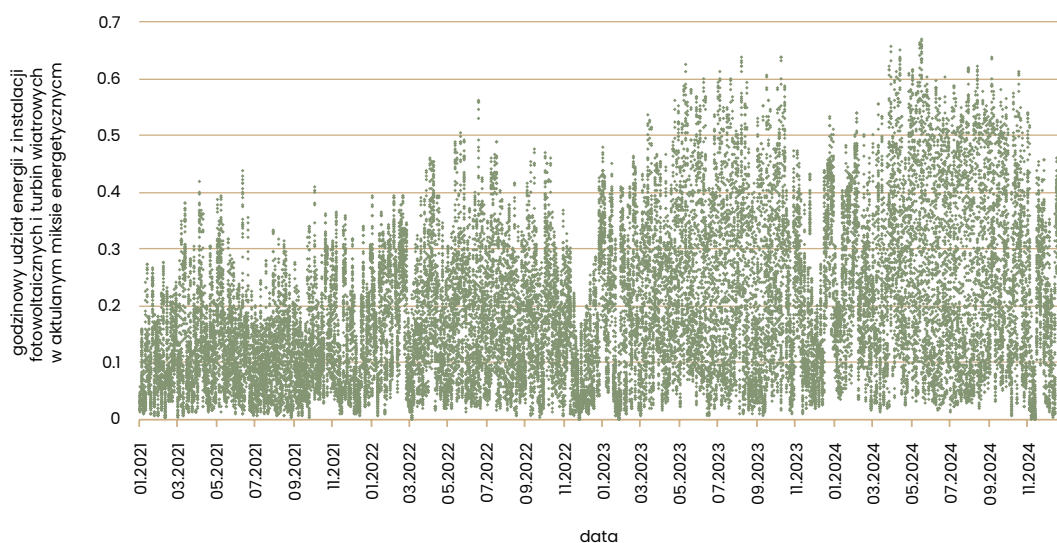
Dalsze zwiększanie udziału energii z OZE w sposób łączny w miksie energetycznym jest możliwe w konkretnych przypadkach, zwłaszcza:

- w godzinach niskiej produktywności źródeł niesterowalnych (wzrasta wartość średnia, lecz nie wzrastają wartości maksymalne),
- poprzez zwiększenie udziału sterowalnych źródeł odnawialnych, takich jak elektrownie i elektrociepłownie na biomasę.

¹² Ze względu na przekroczenie dopuszczalnego napięcia (powyżej 253 V) dochodzi do wyłączeń inwerterów w skali lokalnej.

Łączny udział generacji energii z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych prezentuje poniższy wykres.

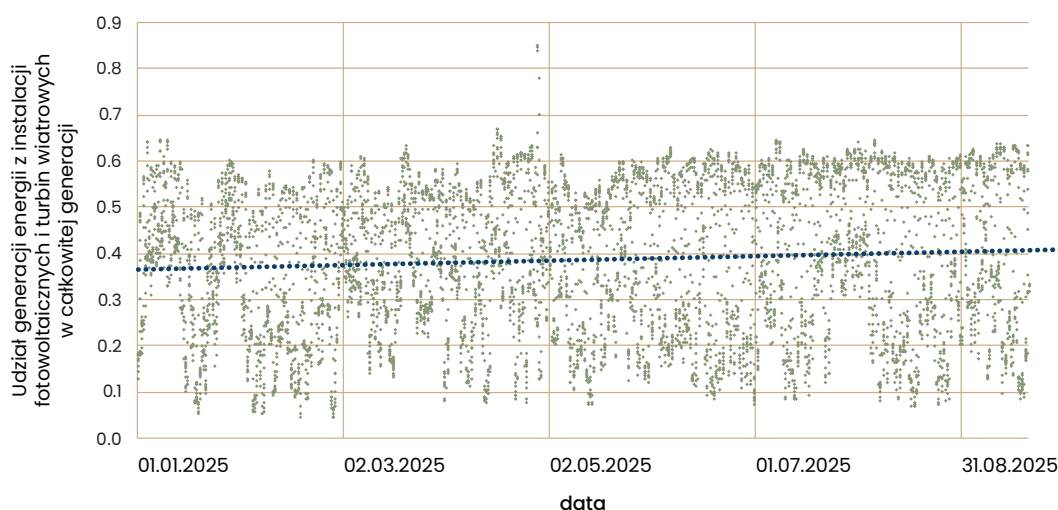
Rys. 9.26. Łączny udział wolumenów generacji energii z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych w latach 2021 – 2024 w Polsce.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wykres ten uwidacznia wyraźny i systematyczny wzrost zarówno średnich, jak i szczytowych wartości penetracji OZE. O ile na początku 2021 r. szczytowe udziały rzadko przekraczały 40%, o tyle od połowy 2023 r. regularnie osiągają one poziom 60%–65%. Dzieje się tak zwłaszcza w dni o wysokich¹³ wartościach nasłonecznienia wyrażonych w kWh/m²/dzień. Ta wysoka penetracja, charakteryzująca się jednocześnie ekstremalną zmiennością (wahania od niemal 0% do ponad 60% udziału liczonego w skali godzinowej), stanowi narastające obciążenie, a zarazem wyzwanie dla operatora systemu. W tym kontekście poniżej zaprezentowano przykład udziałów generacji energii z turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych w Hiszpanii.

Rys. 9.27. Udział łącznie wolumenów generacji energii z instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych w 2025 r. w Hiszpanii.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

¹³ Dotyczy przeważnie wartości powyżej: 4 kWh/m²/dzień.

Analiza wolumenów generacji energii w Hiszpanii w ciągu pierwszych dziewięciu miesięcy 2025 r.¹⁴ ukazuje znaczną zmienność, z udziałem wynoszącym od nieznacznie poniżej 10% do ponad 60%. Zauważalna jest zależność sezonowa w rozkładzie tych wartości: udziały bliskie 10% występują częściej w okresie letnim niż w zimowym. Zjawisko to wynika bezpośrednio z różnic w udziale generacji energii wiatrowej w poszczególnych porach roku, która jest zwykle wyższa w miesiącach zimowych. Analizowane źródła dostarczają średnio około 40% całkowitej energii elektrycznej w badanym okresie. Kluczowym zdarzeniem jest pojedynczy, wyjątkowy skok wartości odnotowany w kwietniu 2025 r., który był bezpośrednio powiązany z zarejestrowanym w tym czasie blackoutem (rozległą awarią zasilania). Udział generacji z tych źródeł powyżej 60% jest uznawany za ryzykowny dla stabilności systemu. Wydarzenia takie jak blackout na Półwyspie Iberyjskim z 28 kwietnia 2025 r., stanowią dowód na to, że nawet kraje charakteryzujące się znacznym udziałem odnawialnych źródeł energii oraz zaawansowanymi systemami sieciowymi mogą być podatne na niestabilności systemowe.

Korzystanie z odnawialnych źródeł energii powyżej

60%

aktualnej mocy w całym systemie
jest uznawany za ryzykowny dla stabilności KSE

Potrzeby pojemnościowe w zakresie równoważenia: magazyny energii.

Drugim istotnym wskaźnikiem, przedstawionym w niniejszym podrozdziale (w nawiązaniu do informacji zawartych w rozdziale 4), są potencjalne potrzeby pojemnościowe w zakresie magazynowania energii, wynikające z konieczności bilansowania produkcji i zapotrzebowania w KSE. Wskaźnik ten odzwierciedla zapotrzebowanie na pojemność magazynów energii niezbędną do utrzymania stabilnej pracy KSE, w tym źródeł wytwarzania energii¹⁵. Odpowiednio dobrana pojemność magazynowa umożliwi bardziej stabilne funkcjonowanie systemu, zwiększa wykorzystanie mocy źródeł sterowalnych (w tym jednostek biomasowych) z wyższą sprawnością i efektywnością oraz ogranicza skalę redysponowania mocy jednostek OZE.

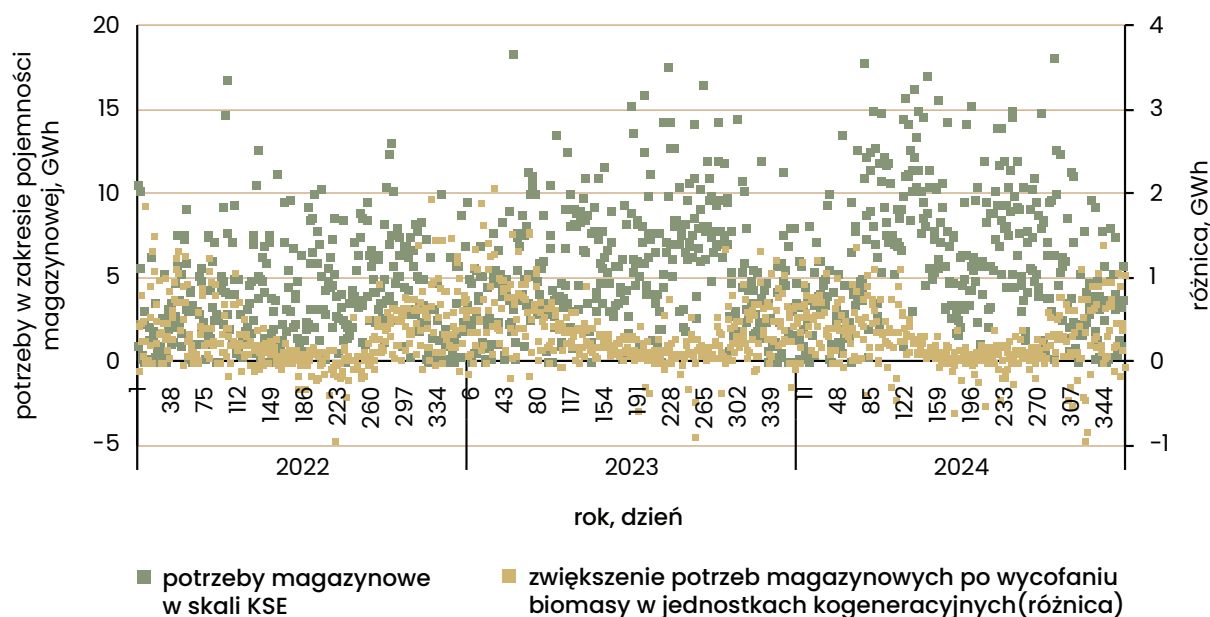
Celem analizy jest określenie, w jaki sposób udział biomasy w miksie wytwórczym wpływa na zapotrzebowanie na pojemność magazynową – tj. czy zwiększenie udziału źródeł biomasowych prowadzi do zmniejszenia, czy zwiększenia potrzeb w zakresie bilansowania systemu. W obliczeniach bazowano na metodyce wyznaczania pojemności magazynowej opracowanej przez Piotra Olczaka i Dominikę Matuszewską¹⁶. Uwzględniono odchylenia od średniej dziennej wartości wytwarzania energii przez źródła stabilne w wysokości $\pm 10\%$.

¹⁴ Analiza skupia się na roku 2025 z uwagi na wystąpienie w tym okresie blackoutu (kwiecień 2025 r.), co czyni ten czas kluczowym dla oceny wpływu OZE na stabilność systemu.

¹⁵ Dzięki temu pracują one z wyższą efektywnością, jak i przy niższych kosztach.

¹⁶ P. Olczak, D. Matuszewska, *Energy Storage Potential Needed at the National Grid Scale (Poland) in Order to Stabilize Daily Electricity Production from Fossil Fuels and Nuclear Power*, artykuł naukowy, [dostęp: 14.10.2025].

Rys. 9.28. Dienne potrzeby w zakresie pojemności magazynowej celem stabilizacji produkcji energii ze źródeł stabilnych oraz skala zwiększenia (różnica) tych potrzeb przy nieuwzględnieniu źródeł zasilanych biomasą.



Źródło: opracowanie własne.

Na wykresie przedstawiono dienne wartości potencjalnych potrzeb magazynowych w KSE w latach 2022–2024 (oznaczone kolorem zielonym) oraz różnicę tych potrzeb wynikającą z wycofania jednostek kogeneracyjnych opalanych biomasą (kolor brązowy). Potencjał magazynowy określony w ten sposób jest zawsze większy od zera, natomiast różnica jest w przeważającej większości przypadków większa od zera.

Analizując wariant z biomasą i bez biomasy zauważyć można, że większe różnice w zakresie potrzeb magazynowych, niezbędnych do stabilizacji pracy jednostek pracujących w podstawie systemu, występują w okresie zimowym niż w letnim. Wynika to z większej produktywności źródeł kogeneracyjnych w miesiącach jesienno-zimowych. W okresie wiosenno-letnim, gdy udział kogeneracji maleje (rozdział 4), potrzeby magazynowe stają się bardziej wyrównane, co się przekłada na mniejsze różnice między wariantami.

W zakresie bilansowania systemu szczególnie istotne są wartości maksymalne potrzeb magazynowych, które w analizowanym okresie sięgają ok. 17 GWh pojemności użytecznej. Oznacza to, że aby system elektroenergetyczny pozostawał zbilansowany w każdym momencie, konieczne jest dysponowanie taką właśnie minimalną rezerwą pojemności magazynowej. Wyniki dotyczą symulacji uwzględniającej stabilną pracę jednostek wytwórczych pracujących w podstawie systemu, co obecnie nie jest realizowane.

Inne wskaźniki

W niniejszej części podrozdziału przedstawiono dodatkowe wskaźniki opisujące wpływ struktury źródeł wytwórczych na stabilność pracy KSE. Wskaźniki te zostały częściowo opisane w rozdziale 4, a w tym miejscu raportu przedstawione zostało ich rozwinięcie.

A)

Różnica w zakresie generacji ze źródeł stabilnych i niesterowalnych (godziny 19:00 vs. 12:00)

Jednym z analizowanych wskaźników jest różnica mocy generowanej przez źródła stabilne i niesterowalne w wybranych godzinach doby – pomiędzy godziną 12:00 (szczyt produkcji OZE, głównie generacji energii z instalacji fotowoltaicznych) a godziną 19:00 (szczyt wieczornego zapotrzebowania).

Wskaźnik ten pozwala ocenić, w jakim stopniu system wymaga interwencji źródeł elastycznych dla utrzymania bilansu mocy w cyklu dobowym.

Różnica mocy określana jest w stosunku do dostępnej mocy źródeł sterowalnych, obejmujących: elektrownie węglowe (węgiel kamienny i brunatny), jednostki gazowe, jednostki olejowe, jednostki biomasowe, pomniejszone o aktualnie wykorzystane moce w dolinie dziennej. Wskaźnik ten został obliczony przy wykorzystaniu poniższego wzoru obliczeniowego:

$$Wsk. Elast(dzień) = \frac{P_{ster,19} - P_{ster,12}}{P_{ster,dost}} \quad \forall \text{ dnia analizy}$$

$P_{ster,19}$ – Moc generowana do KSE przez sterowalne źródła wytwórcze o godzinie 19:00, MW

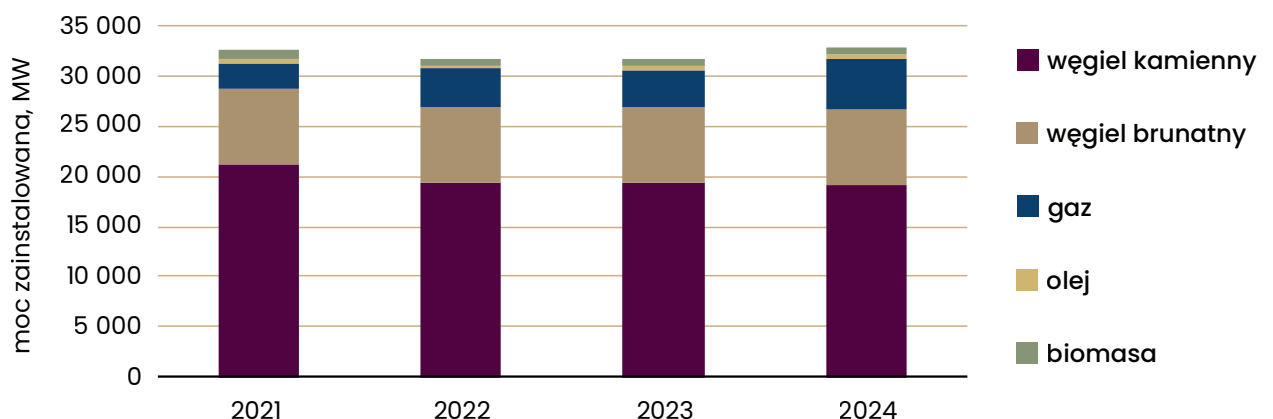
$P_{ster,12}$ – Moc generowana do KSE przez sterowalne źródła wytwórcze o godzinie 12:00, MW

$P_{ster,dost}$ – Dostępna moc źródeł sterowalnych: moc zainstalowana (rys. 9.29) minus $P_{ster,12}$, MW

Wskaźnik ten pozwala określić poziom rezerw elastyczności w systemie, które mogą być wykorzystane do kompensacji zmienności generacji OZE w cyklu dobowym – zwłaszcza w godzinach wieczornych. Obliczone wartości ww. wskaźnika wykazano na rys. 9.30.

Na rysunku poniżej przedstawiono moc zainstalowaną w źródłach sterowalnych w latach 2021–2024, stanowiącą punkt odniesienia dla obliczeń wskaźnika.

Rys. 9.29. Moc zainstalowana w źródłach typu sterowalnego w latach 2021 – 2024.

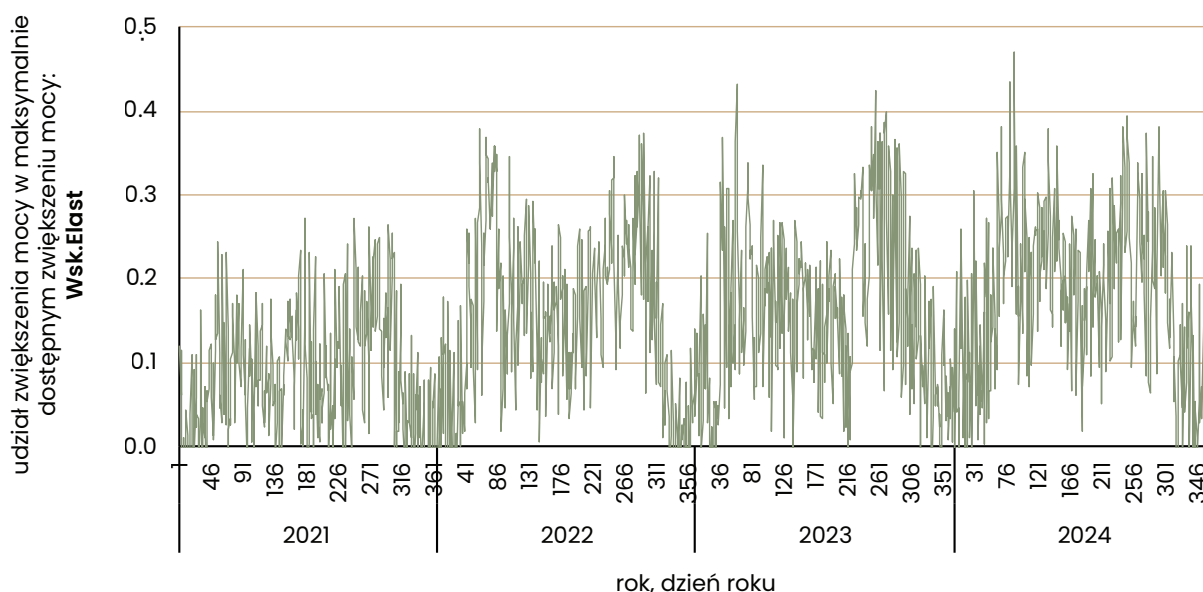


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

W latach 2021–2024 obserwowany jest stopniowy spadek mocy zainstalowanej w klasycznych źródłach, w szczególności w elektrowniach węglowych (z 21,2 do 19,1 GW). Jednocześnie obserwowany jest wzrost mocy zainstalowanej w jednostkach gazowych (z 2,6 do 5,2 GW). Ogółem moc zainstalowana w źródłach sterowalnych uległa nieznacznemu zwiększeniu.

Pomimo że łączna moc zainstalowana w źródłach sterowalnych znacznie przekracza rekordowe zapotrzebowanie na moc (omówione w rozdziale 4), kluczowe znaczenie ma ich chwilowa dostępność operacyjna. Wraz ze starzeniem się infrastruktury wytwórczej (zwłaszcza elektrowni węglowych) oraz z planami zamykania elektrowni na węgiel brunatny przewiduje się dalszy spadek dostępnej mocy zainstalowanej w perspektywie kolejnych lat. Jest to zgodne ze scenariuszami WAM i WEM oraz postanowieniami PEP 2040.

Rys. 9.30 Wartości udziału mocy potrzebnej do zwiększenia w systemie w stosunku do teoretycznej dostępnej mocy źródeł sterowalnych (z rys. 9.29) dotyczy różnicy pomiędzy godziną 19:00 a godziną 12:00.



Źródło: opracowanie własne.

Wartość wskaźnika elastyczności w 2021 r. wynosiła maksymalnie około 25%, w 2023 r. po raz pierwszy przekroczyła ona 40%. Powodem wzrostu maksymalnych wartości jest zwiększanie się amplitudy różnic mocy pomiędzy godzinami 12:00 a 19:00. Przy braku znacznego zwiększenia mocy sterowalnych (rys. 9.29) oraz pojemności magazynowych, oznacza to znaczące zwiększenie presji na system bilansowania KSE, zwłaszcza w okresach niskiej generacji energii z turbin wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych.

Im większa wartość wskaźnika elastyczności, to tym bardziej maleje margines bezpieczeństwa operacyjnego, wynikający z ograniczonej liczby jednostek mogących dynamicznie reagować na zmiany zapotrzebowania i generację energii ze źródeł niestabilnych. Symulacje przeprowadzone dla scenariusza bez udziału biomasy wykazały zwiększenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe oraz pojemność magazynową. Natomiast pozostawienie jednostek zasilanych biomasą w miksie energetycznym redukuje to zapotrzebowanie, stabilizując profil mocy w okresach niskiej generacji OZE.

B) | Okresy niskiej produktywności źródeł vs ich znaczenie w systemie.

Okresy niskiej produktywności źródeł odnawialnych zostały przedstawione w rozdziale 4. Obejmują one liczbę godzin, w których średni współczynnik wykorzystania mocy (capacity factor) dla instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych był niższy niż 10% lub 15%

Należy podkreślić, że znaczenie tych okresów jest relatywne wobec udziału źródeł niesterowalnych w miksie energetycznym.

- Przy niskim udziale OZE niesterowalnych w miksie energetycznym liczonym w skali roku (np. ok. 10%) wpływ okresów niskiej produktywności na stabilność systemu jest bardzo ograniczony.
- Natomiast przy wysokim udziale tych źródeł (np. 30% i więcej) nawet krótkotrwałe okresy niskiej generacji mogą mieć istotny wpływ na bilans KSE.

Podsumowanie

Przeprowadzona analiza pozwoliła na ocenę roli biomasy w stabilizowaniu pracy KSE w kontekście rosnącego udziału źródeł niesterowalnych. Wykorzystano dane historyczne dotyczące generacji energii oraz wskaźniki opisujące elastyczność, równoważenie i produktywność poszczególnych technologii.

Analiza danych historycznych wykazała, że jednostki sterowalne, w tym zasilane biomasą, charakteryzują się zdolnością do zmiany poziomu generacji w szerokim zakresie, sięgającym co najmniej 40% mocy maksymalnej. Zakres ten pozwala na efektywne reagowanie na zmienność produkcji z OZE oraz zapotrzebowania w systemie.

Na przykładzie systemu elektroenergetycznego Hiszpanii wykazano, że wysoki udział niesterowalnych OZE (fotowoltaika, turbiny wiatrowe) może prowadzić do zwiększonej zmienności bilansu mocy i wymaga znaczących zasobów elastyczności. W systemach o podobnym profilu jak KSE kluczowe znaczenie mają źródła stabilne, które umożliwiają kompensację tej zmienności. W Polsce rolę tę może skutecznie pełnić biomasa.

9.5. Budowa modelu oceny techniczno-ekonomicznej

Na potrzeby oceny wpływu zmian w poziomie wykorzystania biomasy w KSE, w odniesieniu do scenariuszy zdefiniowanych w KPEiK, opracowano dedykowany model analityczno-symulacyjny. Model ten został zaprojektowany tak, aby umożliwić zintegrowaną analizę techniczną, ekonomiczną i środowiskową, przy uwzględnieniu niepewności i zmienności kluczowych parametrów wejściowych. W tym celu zastosowano technikę symulacyjną Monte Carlo, która stanowi jedno z najbardziej uniwersalnych narzędzi analizy ryzyka i modelowania zjawisk o charakterze losowym.

Zastosowanie metody Monte Carlo pozwala na zastąpienie pojedynczych wartości parametrów wejściowych ich rozkładami statystycznymi, które odzwierciedlają rzeczywiste wahania i niepewności w danych empirycznych. Oznacza to, że zamiast przypisywać zmiennym (np. cenom energii, udziałowi biomasy, kosztom wytwarzania, zapotrzebowaniu na moc czy emisje CO₂) wartości stałe, model operuje na ich probabilistycznych reprezentacjach. W efekcie każda iteracja symulacji stanowi inny, losowo wygenerowany zestaw warunków wejściowych, odpowiadający możliwym stanom rzeczywistości.

W opracowanym modelu dokonano tysięcy powtórzeń obliczeń (tzw. iteracji symulacyjnych), w trakcie których generowane były wartości wynikowe – takie jak całkowity koszt wytwarzania energii w KSE, udział energii z biomasy w bilansie produkcyjnym, bilans wymiany transgranicznej, a także poziom emisji gazów cieplarnianych. Rezultaty te zostały następnie zagregowane w postaci rozkładów zmiennych prognozowanych, co umożliwia interpretację wyników nie tylko w ujęciu średnim, lecz także w odniesieniu do prawdopodobieństwa ich realizacji.

Metoda Monte Carlo została wybrana przede wszystkim ze względu na jej zdolność do modelowania złożonych, nieliniowych relacji między zmiennymi, które powszechnie występują w sektorze energetycznym. Krajowy system elektroenergetyczny charakteryzuje się dużą liczbą współzależnych czynników – zarówno technicznych (np. dostępność mocy wytwórczych, zmienność podaży z OZE, awaryjność jednostek konwencjonalnych), jak i ekonomicznych (np. ceny paliw, koszty emisji CO₂, poziom importu i eksportu energii, popyt krajowy). W tradycyjnych modelach deterministycznych zmienność ta jest często upraszczana lub pomijana, co prowadzi do zawężonego zakresu wnioskowania.

W przeciwieństwie do tego, symulacja Monte Carlo pozwala na analizę skutków równoczesnych wahań wielu zmiennych oraz uwzględnienie ich współzależności (korelacji). Dzięki temu model staje się bliższy rzeczywistości – odzwierciedla dynamikę funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w którym zmiany w jednym obszarze (np. w podaży energii z biomasy) mogą wpływać na szereg innych aspektów, takich jak stabilność sieci, ceny energii czy wielkość importu.

Zaletą zastosowania tej metody jest również możliwość uzyskania nie tylko wartości oczekiwanych, lecz także pełnych rozkładów wyników, co pozwala na identyfikację skrajnych scenariuszy – zarówno najbardziej prawdopodobnych, jak i potencjalnie ryzykownych. Analiza kwantyli wynikowych umożliwia także określenie marginesu bezpieczeństwa w zakresie bilansu mocy, kosztów lub emisji.

W praktyce oznacza to, że model Monte Carlo wspiera proces podejmowania decyzji strategicznych poprzez dostarczanie informacji o zmienności i pośrednio – ryzyku, a nie tylko o wartości średniej. W kontekście KSE ma to istotne znaczenie – pozwala bowiem ocenić, z jakim prawdopodobieństwem dane scenariusze (np. wycofanie biomasy lub realizacja scenariusza zmniejszenia udziału biomasy bazującego na WAM) mogą prowadzić do niedoboru mocy, nadmiernego wzrostu kosztów systemowych lub zwiększenia zależności od importu energii.

Zastosowana technika umożliwia również prowadzenie analizy wrażliwości (sensitivity analysis), pozwalającej określić, które zmienne wejściowe mają największy wpływ na wyniki symulacji. W kontekście KSE jest to szczególnie istotne dla identyfikacji kluczowych czynników determinujących stabilność i ekonomiczność systemu, takich jak elastyczność wytwarzania z biomasy, dostępność jednostek gazowych czy ceny uprawnień do emisji CO₂.

Wykorzystanie metody Monte Carlo w analizie wpływu biomasy na istniejący i docelowy model miksu energetycznego w Polsce pozwoliło na:

- uwzględnienie niepewności danych wejściowych i zmienności parametrów rynkowych,
- przedstawienie wyników w formie rozkładów prawdopodobieństwa, umożliwiającą ocenę ich zmienności,
- odwzorowanie rzeczywistych zależności między czynnikami technicznymi, ekonomicznymi i środowiskowymi w postaci skorelowanych wzorców współwystępowania,
- zwiększenie wiarygodności prognoz i umożliwiło ich interpretację w kontekście kosztów funkcjonowania KSE.

Dzięki tym właściwościom opracowany model symulacyjny stanowi efektywne narzędzie analizy porównawczej scenariuszy bazowych, zwiększenia i zmniejszenia udziału biomasy oraz wariantu bez biomasy. Umożliwia on nie tylko ilościową ocenę skutków zmian w strukturze wytwarzania energii, lecz także jakościową interpretację tych wyników w świetle polityki energetycznej i klimatycznej Polski do roku 2040.

9.5.1. Metodyka oceny techniczno-ekonomicznej scenariuszy

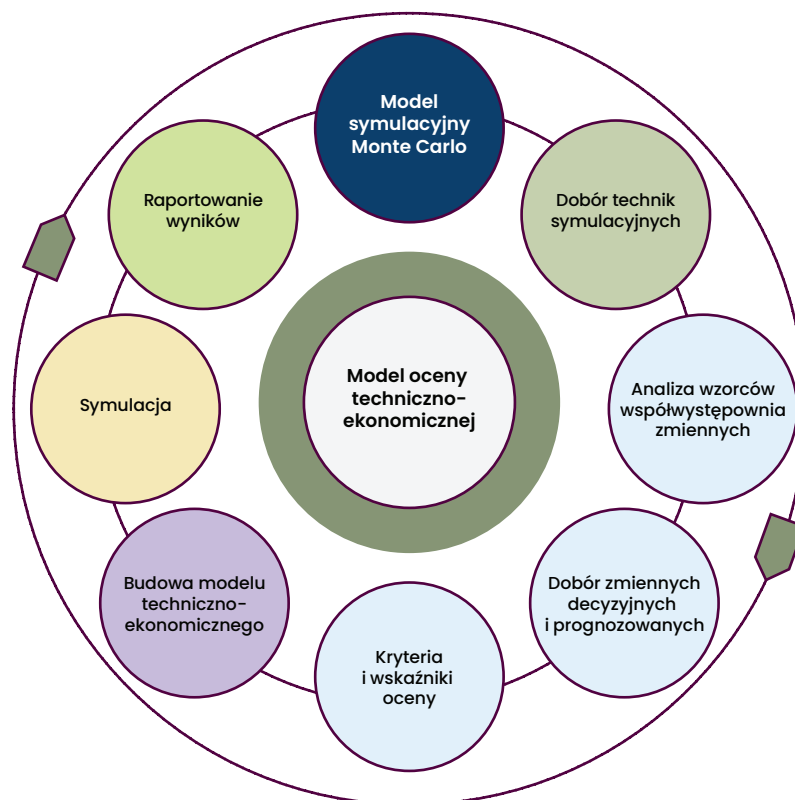
Jak już wspomniano, metodyka oceny ekonomicznej wpływu zmian w produkcji biomasy bazuje na podejściu symulacyjnym, tj. metodzie Monte Carlo. Można wyróżnić kilka typowych składowych (etapów) tej metody, są to:

- analiza zbioru danych i identyfikacja dwuwymiarowych zależności pomiędzy nimi,
- identyfikacja kluczowych zmiennych decyzyjnych, tj. takich, których zakres będzie zmieniany w symulacji, w przedziałach zdefiniowanych przez odpowiednio dobrany rozkład,
- identyfikacja zmiennych prognozowanych – wynikowych, prezentowanych również w postaci rozkładów statystycznych,
- identyfikacja zależności pomiędzy kluczowymi zmiennymi decyzyjnymi,
- budowa modelu matematycznego – techniczno-ekonomicznego zależności zmiennych decyzyjnych i prognozowanych,
- właściwa symulacja, polegająca na próbkowaniu iteracyjnym rozkładów zmiennych decyzyjnych,
- generowanie wyników w postaci raportów,
- interpretacja wyników i wnioskowanie.

W metodzie Monte Carlo wykorzystano:

- techniki doboru i próbkowania rozkładów statystycznych,
- technikę kopuł jako funkcji reprezentujących wzorce współwystępowania zmiennych.

Rys. 9.31. Komponenty i etapy analizy techniczno-ekonomicznej w metodzie Monte Carlo.



Źródło: opracowanie własne.

Dobór rozkładów statystycznych podlegał trzem zasadniczym regułom:

- Tam, gdzie to było możliwe, ze względu na dostęp do danych oryginalnych, stosowano indywidualne rozkłady spośród rozkładów ciągłych o określonych właściwościach. Jako wzorcowy stosowano rozkład empiryczny, polegający na dokładnym odtworzeniu danych surowych w połączeniu z odpowiednią kopułą (jedną spośród pięciu dostępnych, tj. kopuła Gaussa, T-kopuła Archimedes, kopuła Clayтона i kopuła Franka, kopuła empiryczna).
- Jeżeli rozkład wymagał korekty, ze względu na ekspercką ocenę danych empirycznych – np. występowanie specyficznych obserwacji odstających, stosowano rozkłady normalne, rozkłady mieszanki i inne wg potrzeb.
- Tam, gdzie nie dysponowano danymi empirycznymi, rodzaj zależności był określany ekspercko w postaci macierzy korelacji. Przykładowo zależność produkcji energii ze źródeł konwencjonalnych w szczycie wieczornym był związany ze współczynnikami CF alternatywnych technologii wytwarzania odwrótnymi i silnymi wartościami wskaźników korelacji rangowej Spearmana.

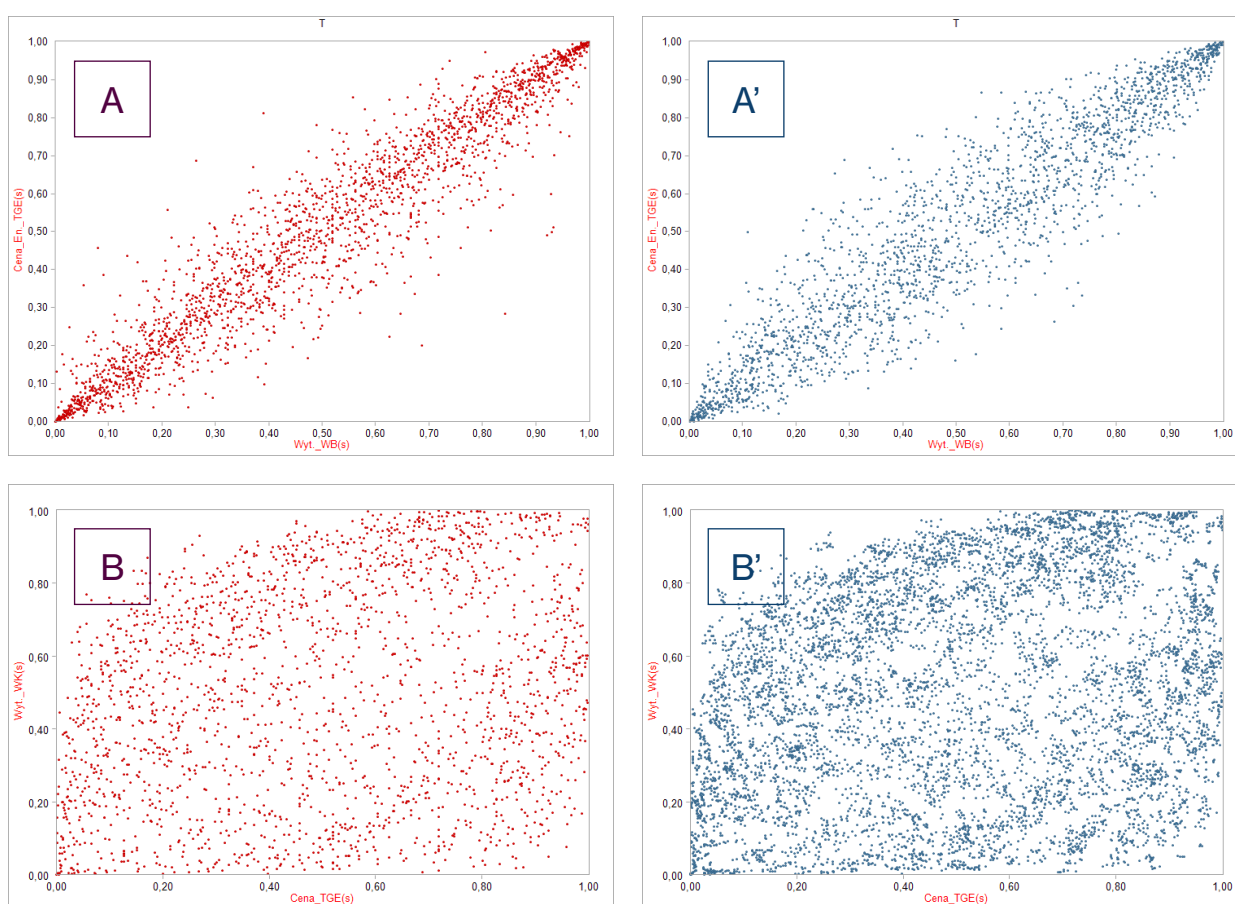
Użyte kopuły stanowią znacząco lepsze przybliżenie wzorców współwystępowania poszczególnych zmiennych, ponieważ dają możliwość replikacji nieregularnego kształtu wzorca i, w przeciwieństwie do ograniczeń współczynnika korelacji liniowej r -Pearsona, mogą być budowane na mniej obciążonym współczynniku korelacji rangowej Spearmana. Niżej prezentacja oryginalnych danych – rozkładu energii elektrycznej wytwarzanej z węgla brunatnego i odpowiednio węgla kamiennego (kolor czerwony) względem ceny energii elektrycznej na TGE przy pomocy kopuły normalnej oraz kopuły empirycznej (kolor niebieski). Widoczna jest bardzo dobra replikacja danych oryginalnych odpowiednio dobraną kopułą. W ten sposób odtworzono relację wszystkich zmiennych objaśnianych ze sobą (rys. 9.32).

Użyte kopuły stanowią znacząco lepsze przybliżenie wzorców współwystępowania poszczególnych zmiennych, ponieważ dają możliwość replikacji nieregularnego kształtu wzorca i, w przeciwieństwie do ograniczeń współczynnika korelacji liniowej r -Pearsona, mogą być budowane na mniej obciążonym współczynnikiem korelacji rangowej Spearmana. Niżej prezentacja oryginalnych danych – rozkładu energii elektrycznej wytwarzanej z węgla brunatnego i odpowiednio węgla kamiennego (kolor czerwony) względem ceny energii elektrycznej na TGE przy pomocy kopuły normalnej oraz kopuły empirycznej (kolor niebieski). Widoczna jest bardzo dobra replikacja danych oryginalnych odpowiednio dobraną kopułą. W ten sposób odtworzono relację wszystkich zmiennych objaśnianych ze sobą (rys. 9.32).

Rys. 9.32. Kopuły jako funkcje replikujące wzorce współwystępowania zmiennych.

A-A', kopuła normalna dla relacji energii wytwarzanej z węgla brunatnego i cen energii na TGE.

B-B' – kopuła empiryczna dla zależności energii wytworzonej z węgla kamiennego i cen energii na TGE.



Źródło: opracowanie własne.

Dobór zmiennych objaśniających (wejściowych – input variables) w modelu oceny

Zbiór danych wejściowych obejmuje zakresem statystyki godzinowe rynku energii za rok 2024. W kształtowaniu się rynkowych cen energii i relacji popytowo-podażowych w tym roku ujawnia się już względna stabilność, szczególnie w odniesieniu do okresu 2021-2022 i 2023, kiedy wystąpiły znacznie większe wahania rynkowych cen i brak równowagi popytowo-podażowej, zaburzonej wpływem pandemii COVID-19 oraz wojny w Ukrainie.

Do zbioru danych wejściowych w analizie zaliczono następujące grupy zmiennych:

- wytwarzanie, produkcję energii (w MWh) w technologiach funkcjonujących w ramach KSE,

- zapotrzebowanie na energię w KSE,
- koszty wytwarzania reprezentowane przez LCOE (zaktualizowany koszt wytworzenia uwzględniający, nakłady, koszty operacyjne, produkcję, zdyskontowane na okres początkowy analizy),
- krańcowe koszty wytwarzania, rozumiane jako suma kosztów zmiennych, w tym paliwa, kosztów serwisów, napraw i remontów oraz kosztów wtórnej emisji CO₂ dla każdej analizowanej technologii produkcji energii,
- współczynniki wykorzystania CF (ang. capacity factor) dla technologii produkcyjnych,
- marże rozumiane jako narzuty producentów na koszty wytworzenia dla poszczególnych technologii wytwórczych,
- zmienne o charakterze rynkowym lub powiązane, takie jak:
 - jednostkowe nakłady inwestycyjne poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła,
 - ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego z Towarowej Giełdy Energii (TGE)
 - ceny energii elektrycznej dla w obrocie w Niemczech,
 - ceny uprawnień do emisji CO₂ w systemie ETS,
 - koszty przesyłu energii elektrycznej z Niemiec do Polski (dla energii importowanej).

W zakresie technologii wytwarzania analizowano w szczególności produkcję pochodzącą:

- ze spalania węgla kamiennego i brunatnego,
- z instalacji fotowoltaicznych,
- z lądowych i morskich farm wiatrowych,
- z wykorzystania gazu ziemnego,
- ze spalania biomasy i jej współspalania,
- ze spalania oleju napędowego,
- z elektrowni szczytowo-pompowych,
- z dużych elektrowni wodnych,
- z biometanu, biogazowni oraz wykorzystania wodoru,
- z konwencjonalnych magazynów bateryjnych litowo-jonowych,
- z energetyki atomowej.

Łącznie liczba analizowanych technologii wyniosła 14, przy czym aktualnie w KSE funkcjonuje 10 z tych technologii (brak morskich farm wiatrowych, dużych bateryjnych magazynów energii oraz energetyki atomowej). Pozostałe technologie analizowano ze względu na fakt, że ich pojawienie się i wykorzystanie gospodarcze przewidziano w przyszłości, m.in. w ramach scenariuszy zmniejszenia udziału biomasy (WAM) i zwiększenia udziału biomasy (WEM), opracowanych w KPEiK. Nie analizowano mniejszych technologii wchodzących w skład tzw. technologii pozostałych, których łączna produkcja sięga 2-6 TWh rocznie.

Zapotrzebowanie w KSE stanowi sumę popytu na energię elektryczną w Polsce. Zmienna ta została wykorzystana do obliczenia wielkości wymiany handlowej energią. Nadwyżka wyprodukowanej energii była eksportowana, brak energii w systemie był uzupełniany z kolei importem.

Koszty wytwarzania LCOE zostały opracowane dla poszczególnych technologii na bazie informacji literaturowych. Zostały one następnie zweryfikowane w metodzie eksperckiej tak, aby w szczególności dobrze odzwierciedlać zakres zmienności i relację do pozostałych technologii energetycznych. Szczegóły analiz prezentuje tabela 9.7.

Tabela 9.7. koszty wytwarzania (LCOE) analizowanych technologii.

Technologia	LCOE		
	Minimum	Średnia	Maksimum
	zł/MWh		
Spalanie WK	320	550	750
Spalanie WB	250	450	600
Farmy fotowoltaiczne PV	240	250	260
Bloki gazowe	400	500	700
Farmy wiatrowe	190	220	260
Współspalanie	240	400	550
Spalanie biomasy	280	350	420
Bloki olejowe	400	550	900
Elektrownie szczytowo-pompowe ESP	600	650	900
Elektrownie wodne	280	350	420
Spalanie biogazu, biometanu i wodór	450	650	850
Morska energetyka wiatrowa	400	450	550
Wielkoskalowe magazyny bateryjne	550	600	650
Energetyka jądrowa	750	850	1 000

Źródło: opracowanie własne.

Następnie dla tych danych dobrano rozkłady trójkątne w przedziale minimum-maksimum oraz dla wartości oczekiwanej, jako najbardziej prawdopodobnej.

Koszty krańcowe technologii zostały określone również dla każdej technologii z osobna. W symulacji stosowano je dla godzin szczytowych między 17:00 a 22:00 (w pozostałych godzinach stosowano wartości kosztów LCOE). Krańcowe koszty wytwarzania prezentuje tabela 9.8. Wartość kosztów krańcowych była ustalana w odniesieniu do kosztów bazowych, biorąc pod uwagę specyfikę pracy poszczególnych technologii oraz ich potencjał wytwórczy. Można zauważyć, że wartość minimalna tych kosztów jest niższa niż kosztów bazowych, natomiast wartość maksymalna jest średnio o 20% wyższa. Wysokie koszty krańcowe są pochodną niższego wykorzystania danej technologii (niskie wartości współczynników CF), z drugiej zaś strony – są odzwierciedleniem faktu, że w godzinach szczytowych koszt krańcowy (powiększony o marżę) wytworzenia dodatkowej jednostki energii w systemie jest wyższy, ponieważ uruchamiane są technologie droższe, a zarazem bardziej elastyczne.

Tabela 9.8. Koszty krańcowe wytwarzania analizowanych technologii.

Technologia	Koszty krańcowe		
	Minimum	Średnia	Maksimum
	zł/MWh		
Spalanie WK	260	550	940
Spalanie WB	200	450	750
Farmy fotowoltaiczne PV	60	250	330
Bloki gazowe	320	500	880
Farmy wiatrowe	50	220	330
Współspalanie	200	400	700
Spalanie biomasy	220	350	530
Bloki olejowe	320	550	1 130
Elektrownie szczytowo-pompowe ESP	480	650	1 130
Elektrownie wodne	220	350	530
Spalanie biogazu, biometanu i wodór	360	650	1 060
Morska energetyka wiatrowa	320	450	690
Wielkoskalowe magazyny bateryjne	440	600	810
Energetyka jądrowa	380	850	1 250

Źródło: opracowanie własne.

Celem odzwierciedlenia kosztu (ceny), po jakiej wytwórcy mogą oferować energię elektryczną na rynku, do kosztu wytworzenia doliczono marżę. Marża z jednej strony odzwierciedla elastyczność technologii (technologie bardziej elastyczne mogą oferować energię z większą marżą w stosunku do kosztów wytworzenia, ale również benchmarku cenowego energii ze źródeł alternatywnych), z drugiej strony odzwierciedla potencjał wytwórczy oraz rolę w systemie energetycznym Polski. W modelu zastosowano dwie wielkości marży, stałą – w wysokości 20% dla wszystkich technologii w godzinach poza szczytem wieczornym, oraz zmienną – opisaną rozkładem trójkątnym, różną dla różnych technologii w godzinach wieczornego szczytu (tab. 9.9).

Tabela 9.9. Krańcowe koszty wytwarzania analizowanych technologii.

Technologia	Koszty krańcowe		
	Minimum	Średnia	Maksimum
	zł/MWh		
Spalanie WK	0	25	50
Spalanie WB	0	25	60
Farmy fotowoltaiczne PV	0	75	150
Bloki gazowe	0	45	90
Farmy wiatrowe	0	50	100
Współspalanie	0	25	50
Spalanie biomasy	0	25	50
Bloki olejowe	0	40	80
Elektrownie szczytowo-pompowe ESP	0	25	50
Elektrownie wodne	0	25	50
Spalanie biogazu, biometanu i wodór	0	25	50
Morska energetyka wiatrowa	0	40	80
Wielkoskalowe magazyny bateryjne	0	25	50
Energetyka jądrowa	0	25	50

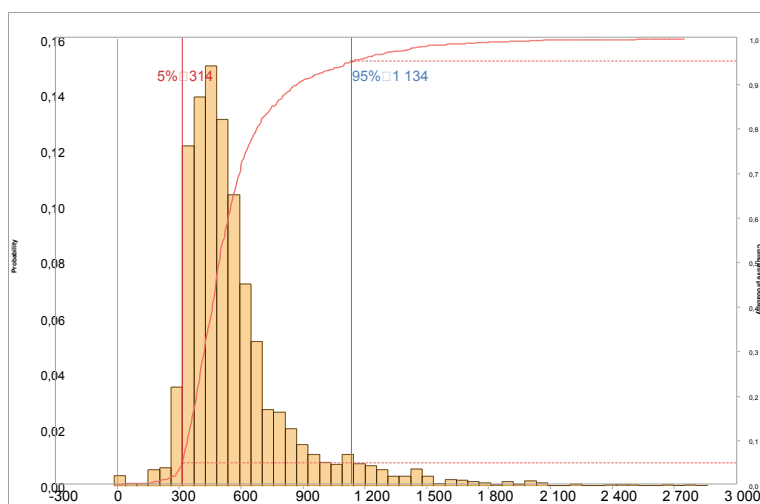
Źródło: opracowanie własne.

Jak widać w tabeli 9.9 technologie mniej elastyczne, pracujące w podstawie, mają niższe zakresy marży, natomiast technologie bardziej elastyczne, o mniejszej mocy, uruchamiane niejednokrotnie tylko w szczytach, mają większe zakresy marży (np. bloki gazowe, olejowe). Większe zakresy marży mają również technologie o niższym krańcowym koszcie wytworzenia (np. turbiny wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne).

Zmienne o charakterze rynkowym oraz powiązane z nimi dane pochodziły z notowań energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii (Rynek Dnia Następnego), notowań energii na rynku niemieckim (także Rynek Dnia Następnego) oraz cen uprawnień do emisji CO₂. Cena energii z TGE została określona na podstawie fixingu 1. i była wykorzystana do oszacowania przychodów z tytułu eksportu nadwyżek energii elektrycznej. Natomiast ceny energii z rynku niemieckiego posłużyły do wyznaczenia kosztów importu energii. Do cen tych doliczono koszty przesyłu energii na terenie i z Niemiec, przy czym ich zakres przyjęto w przedziale od 40 do 190 zł/MWh. W modelu symulacyjnym założono ponadto, że jednostkowe koszty przesyłu maleją wraz ze wzrostem wolumenu przesyłanej energii, a ich wartości są dobierane zgodnie z rozkładem trójkątnym o wartości oczekiwanej równej 115 zł/MWh.

Zakres zmienności oraz podstawowe charakterystyki opisowe rozkładów ww. zmiennych prezentują wykresy 9.33–9.35. W wykresach cen energii widać wyraźną asymetrię lewostronną, silną koncentrację obserwacji wokół wartości centralnych. Wartość średnia ceny energii na TGE (fixing 1) w roku 2024 wyniosła 564 zł/MWh, a 90% realizacji wszystkich wartości mieści się w przedziale 312–1120 zł/MWh. Najniższa wartość jest ujemna i wynosi -16 zł/MWh.

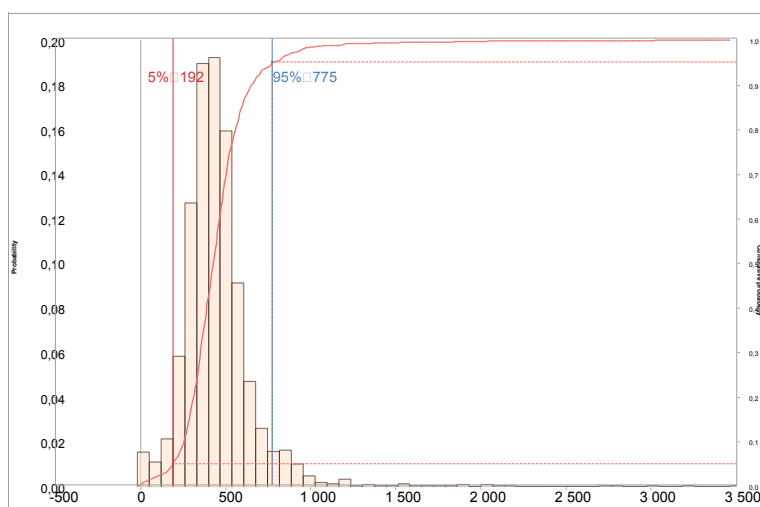
Rys. 9.33. Rozkład cen energii elektrycznej na TGE oraz podstawowe statystyki opisowe rozkładu.



ROZKŁAD CEN ENERGII TGE	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	564
Minimum	-16
Maksimum	2 751
STATYSTYKI DYSPEKSI	
Odchylenie st.	272,7
Wariancja	74 351,9
Wskaźnik ryzyka	1,08
Wsp. zmienności	0,48
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	2,47
Kurtoza	12,02
PERCENTYLE	
5%	314
95%	1134

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Rys. 9.34. Rozkład cen energii elektrycznej w Niemczech (zł/MWh) oraz podstawowe statystyki opisowe tego rozkładu.



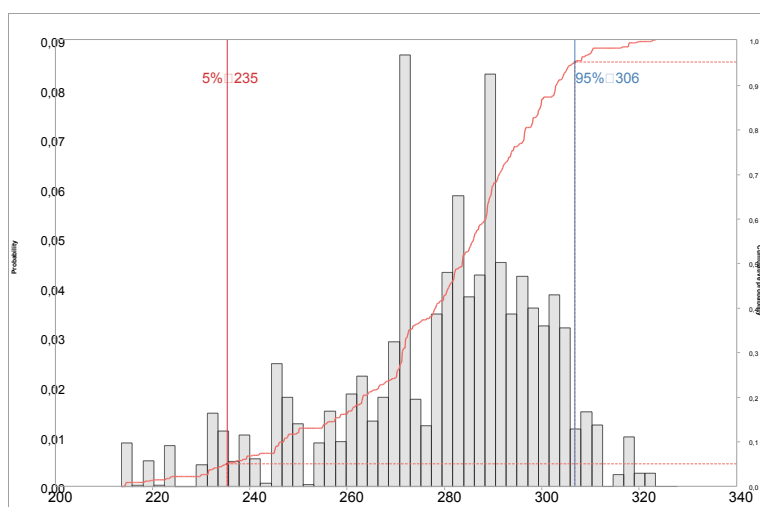
ROZKŁAD CEN ENERGII Z NIEMIEC	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	449
Minimum	-19
Maksimum	3464
STATYSTYKI DYSPEKSI	
Odchylenie st.	222,2
Wariancja	49 355,4
Wskaźnik ryzyka	0,93
Wsp. zmienności	0,50
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	3,85
Kurtoza	37,35
PERCENTYLE	
5%	192
95%	775

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

W przypadku cen energii elektrycznej importowanej z Niemiec, wartość średnia ukształtowała się na poziomie 449 zł/MWh, w pełnym zakresie zmienności od -19 zł/MWh do 3464 zł/MWh, przy czym 90% wszystkich obserwacji mieści się w przedziale 192–770 zł/MWh.

Ceny uprawnień do emisji CO₂ podlegały również dużym wahaniom. Wartość średnia wynosi 279 zł/t CO₂, a 90% wszystkich obserwacji mieści się w przedziale 235–307 zł/t CO₂. Rozkład ten cechuje dłuższy lewy ogon (asymetria prawostronna) oraz stosunkowo niewielkie, choć nieregularne, wahania cen.

Rys. 9.35. Rozkład cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie ETS oraz podstawowe statystyki opisowe tego rozkładu.



ROZKŁAD CEN ETS	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	279
Minimum	214
Maksimum	323
STATYSTYKI DYSPEKSI	
Odchylenie st.	21,2
Wariancja	450,5
Wskaźnik ryzyka	0,20
Wsp. zmienności	0,08
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	-0,82
Kurtoza	3,41
PERCENTYLE	
5%	235
95%	306

Źródło: opracowanie własne.

Wyznaczenie zmiennych prognozowanych – miar oceny techniczno-ekonomicznej scenariuszy (outputs)

Opracowany model oceny generuje cały szereg zmiennych wynikowych, określanych w symulacji Monte Carlo jako „output variables”. Zestawienie obejmuje:

- w zakresie zmiennych prognozowanych:
 - wartość całkowitej produkcji w KSE [MWh] w ujęciu godzinowym oraz rocznym,
 - wartość łącznych kosztów w KSE [zł] oraz w podziale na technologie, w ujęciu godzinowym i rocznym,
 - wartość przychodów [zł], ujęcie godzinowe i roczne, rozumianą jako przychód wytwórców energii,
 - wartość wyniku [zł], rozumianego jako różnica pomiędzy całkowitymi przychodami i kosztami w systemie.

Po uwzględnieniu wymiany transgranicznej energii, w modelu szacowano także:

- wartość obrotu transgranicznego w podziale na:
 - eksport i jego wartość pieniężną [MWh, zł],
 - import w ujęciu ilościowym [MWh] oraz pieniężnym [zł],
 - bilans w obrocie transgranicznym energią – ujęcie ilościowe [MWh] i wartościowe [zł],
- koszty KSE w danym scenariuszu w powiązaniu z kosztami wymiany handlowej energią [zł].

Model dostarcza także możliwości oceny poszczególnych scenariuszy w ujęciu różnicowym, porównując ze sobą wybrane wielkości wynikowe (prognozowane) danego scenariusza (np. koszty, przychody, import, eksport oraz wielkości złożone z kilku zmiennych jednocześnie).

Wartość łącznych kosztów w KSE oraz w podziale na technologie, w ujęciu godzinowym i rocznym, to informacje, które pozwalają na ilościową ocenę kosztów funkcjonowania systemu oraz identyfikację najbardziej kosztownych technologii. Analiza godzinowa umożliwia badanie

wpływu zmienności cen paliw, uprawnień do emisji CO₂ oraz obciążenia jednostek na koszty w krótkim okresie. Ujęcie roczne daje pełny obraz całkowitych kosztów systemowych i pozwala porównać efektywność ekonomiczną różnych scenariuszy rozwojowych. W modelu Monte Carlo rozkłady kosztów pokazują, w jakim zakresie mogą one się wahać i jakie jest ryzyko przekroczenia określonych poziomów ich wartości.

Wartość przychodów stanowi komponent wyliczenia wyniku na sprzedaży energii elektrycznej. Ujęcie roczne daje obraz całkowitych przychodów producentów w danym scenariuszu. Ostatecznie, porównanie przychodów z kosztami umożliwia ocenę opłacalności utrzymania poszczególnych technologii w miksie wytwórczym. W symulacjach Monte Carlo rozkład przychodów pokazuje wpływ zmienności cen energii i produkcji na ekonomiczną stabilność wytwórców.

Wartość wyniku jest rozumiana jako różnica pomiędzy całkowitymi przychodami i kosztami w systemie. Jest to miara efektywności ekonomicznej całego KSE. Wartość dodatnia wskazuje nadwyżkę przychodów nad kosztami, wartość ujemna – deficyt. Analiza tej zmiennej pozwala ocenić, w jakim stopniu system pozostaje efektywny ekonomicznie w danym scenariuszu oraz jakie ryzyko finansowe niesie ze sobą zmienność parametrów wejściowych. W kontekście Monte Carlo rozkład wyniku finansowego umożliwia ocenę prawdopodobieństwa wystąpienia zysków lub strat oraz identyfikację scenariuszy najbardziej ryzykownych pod względem kosztów i przychodów.

Oszacowanie ww. zmiennych prognozowanych pozwoliło na zobiektywizowaną ocenę poszczególnych scenariuszy oraz konsekwencji zmiany struktury wytwórczej w KSE, ze szczególną uwagą na wielkość produkcji energii z biomasy.

Współwystępowanie zmiennych decyzyjnych

Jak wspomniano, ważnym aspektem modelowania symulacyjnego Monte Carlo jest identyfikacja zależności występujących w świecie rzeczywistym pomiędzy określonymi zmiennymi. Dobry model powinien w środowisku komputerowym replikować przynajmniej najważniejsze z nich.

W utworzonym modelu symulacyjnym liczba wszystkich zmiennych decyzyjnych sięga 76. Odzwierciedleniem zależności występujących pomiędzy tymi zmiennymi jest wielowymiarowa macierz korelacji o wymiarze 76x76 zmiennych. Poszczególne parametry tworzą relacje o określonej sile i treści. Poprzez wprowadzenie kopuł jako funkcji mapujących wielowymiarowe zależności, starano się odzwierciedlić w modelu kluczowe zasady i mechanizmy rządzące rynkiem energii, tj.:

- Specyfika działalności poszczególnych źródeł wytwórczych energii, tak dla technologii konwencjonalnych, stanowiących ciągle podstawę systemu elektro-energetycznego Polski, jak i technologii OZE bazujących na źródłach odnawialnych.
 - Specyfikę tę odwzorowano w modelu w postaci godzinowych i rocznych profili wytwarzania poszczególnych technologii wytwórczych, silnie ograniczając generowanie zmiennych losowych do tych profili.
- Relacja popyt-podaż i mechanizm tworzenia ceny zwany merit-order (kolejno wchodzi technologie droższe, a cena jest ustalana dla ostatniej technologii i kosztu energii wraz z marżą zaoferowanej na giełdzie, w określonej wartości).
 - W modelu każda technologia posiada określone koszty wytworzenia bazujące na koszcie LCOE oraz kosztach krańcowych. Dodatkowo producenci naliczają określone marże. Koszty wytwarzania i marże są znacząco wyższe w godzinach szczytów popytowych.

- Technologie elastyczne OZE, posiadające niskie koszty wytworzenia (w szczególności PV) wypierają z rynku technologie bazujące na paliwach kopalnych, zmniejszając ich wykorzystanie. Do modelu wprowadzono zależności pomiędzy współczynnikami wykorzystania mocy CF poszczególnych technologii, również względem siebie, jak i ich profilami produkcji, a także cenami uprawnień do emisji CO₂.
- Wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂ w systemie ETS w bardzo dużym stopniu decydują o perspektywach wytwarzania energii, promując technologie OZE.
 - perspektywach wytwarzania energii, promując technologie OZE.
 - Wytwarzanie energii z węgla i gazu staje się mniej opłacalne, co odwzorowano wprowadzeniem związków kosztów wytwarzania (w szczególności kosztów krańcowych) z cenami uprawnień do emisji CO₂.
- Energia wytworzona, dostarczona na rynek w okresie niskiego popytu (i wysokiej produktywności źródeł niesterowalnych OZE) może być (i jest) niejednokrotnie oferowana po cenach ujemnych.
 - W modelu indywidualnie przeprowadzono obliczenia dla okresu wieczornego szczytu (godziny 17:00–22:00) oraz dla pozostałych godzin. Dane o wytwarzaniu, cenach i inne zależności podzielono na dwa zbiory i symulację prowadzono równolegle sumując na koniec wartości zmiennych prognozowanych dla poszczególnych technologii wytwórczych i dla całego rynku.
- Symulacja generacji energii służyła w pierwszej kolejności zaspakajaniu potrzeb własnych w systemie. Nadwyżka lub niedobór energii były następnie bilansowane w pozycjach eksport i import.

Niewielki fragment macierzy korelacji rangowej Spearmana prezentuje tabela 9.10.

Tabela 9.10. Fragment macierzy korelacji Spearmana.

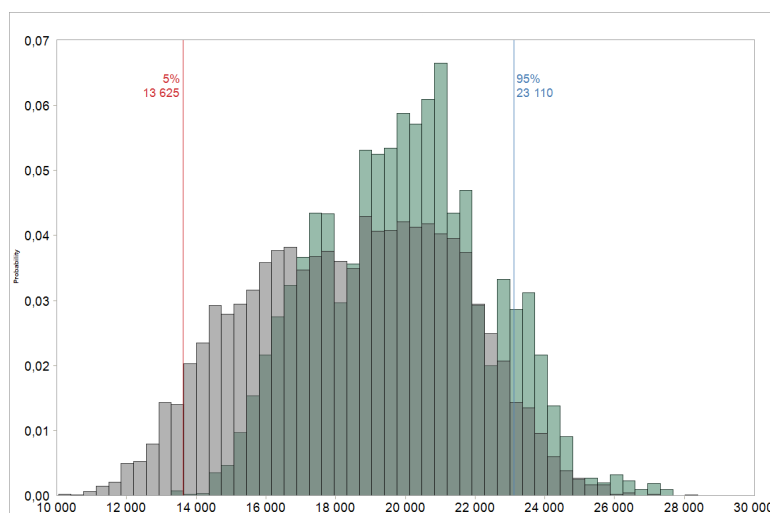
2024 – Godziny szczytu	Cena_ ETS CO ₂	Cena_ _en.el.TGE	Cena_en. el.Niemcy	Wyt._WK	Wyt._WB	Wyt._PV	Wyt._Gaz	Wyt._Wiatr	...
Cena_ETS CO ₂	1,00	0,24	0,16	-0,25	0,07	0,15	-0,23	-0,22	...
Cena_en.el.TGE	0,24	1,00	0,77	0,47	0,78	-0,16	0,43	-0,38	...
Cena_en.el.Niemcy	0,16	0,77	1,00	0,42	0,68	-0,21	0,45	-0,24	...
Wyt._WK	-0,25	0,47	0,42	1,00	0,49	-0,17	0,46	-0,04	...
Wyt._WB	0,07	0,78	0,68	0,49	1,00	-0,11	0,41	-0,38	...
Wyt._PV	0,15	-0,16	-0,21	-0,17	-0,11	1,00	-0,19	-0,26	...
Wyt._Gaz	-0,23	0,43	0,45	0,46	0,41	-0,19	1,00	-0,05	...
Wyt._Wiatr	-0,22	-0,38	-0,24	-0,04	-0,38	-0,26	-0,05	1,00	...
Wyt._WSP_B	-0,39	0,11	0,19	0,71	0,11	-0,32	0,45	0,17	1,00
Wyt._Biomasa	0,26	0,31	0,33	0,00	0,21	-0,12	0,47	-0,10	...
Wyt._Olej	-0,35	-0,12	-0,13	0,56	-0,09	-0,18	-0,11	0,24	...
Wyt._ESP	-0,39	-0,16	-0,17	0,43	-0,07	-0,04	-0,20	0,16	...
Wyt._EL_Wod	-0,14	0,19	0,16	0,38	0,20	0,00	0,10	0,09	...
Zapotrzebowanie	-0,16	0,29	0,21	0,67	0,40	0,45	0,33	-0,02	...

9.5.2. Model – prezentacja wyników modelowania KSE w ujęciu godzinowym – stan na koniec 2024

Na kilku kolejnych rysunkach zaprezentowano wybrane wyniki modelowania symulacyjnego pracy jednostek wytwórczych w Krajowym Systemie Energetycznym w powiązaniu z rynkiem energii i uwarunkowaniami cenowymi handlu na TGE. Dane dostarczone do modelu są prezentowane w układzie godzinowym, a przedstawione rezultaty stanowią odzwierciedlenie wartości dla kolejnych 24 godzin na bazie danych godzinowych za rok 2024.

Rysunek 9.6 reprezentuje rozkład całkowitej produkcji w KSE (kolor szary) na tle zapotrzebowania rynkowego (kolor zielony). Na rysunku widać, że godzinowa produkcja waha się w przedziale od 10 GWh do 27 GWh, przy czym 90% wszystkich obserwacji mieści się w zakresie 13,6–23,1 GWh. Zapotrzebowanie na energię jest zasadniczo wyższe, niż możliwości produkcyjne KSE, w szczególności w okresach wieczornego szczytu. Braki w zakresie zapotrzebowania (różnica zapotrzebowania na energię i generacji w systemie) uzupełniane są energią z importu. Sytuację tę reprezentuje z kolei rysunek 9.7.

Rys. 9.36. Rozkład produkcji w ramach KSE na tle zapotrzebowania na energię elektryczną.

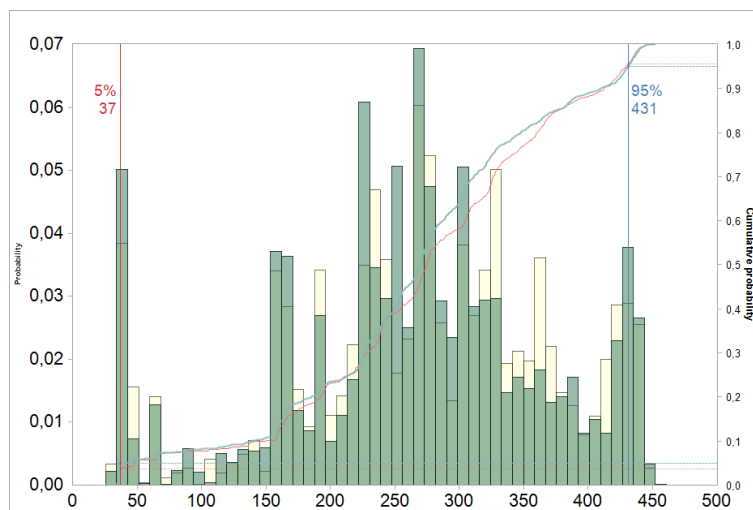


ROZKŁAD PRODUKCJI EN.EL. W KSE	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	18 480
Minimum	10 050
Maksimum	28 031
STATYSTYKI DYSPEKSI	
Odczylenie st.	2 966,8
Wariancja	8 801 662
Wskaźnik ryzyka	0,42
Wsp. zmienności	0,16
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	-0,07
Kurtoza	2,26
PERCENTYLE	
5%	13 626
95%	23 111

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Na rysunku 9.37 przedstawiono rozkład produkcji energii powstającej ze spalania biomasy w ramach KSE (wg ENTSO-E), kolorem zielonym – produkcję w godzinach szczytu, białym – w pozostałych godzinach. Godzinowa wartość średnia wyniosła 264 MWh, natomiast 90% wszystkich wartości mieści się w przedziale 37–432 MWh. Rozkład jest nieregularny.

Rys. 9.37. Rozkład produkcji energii z biomasy.

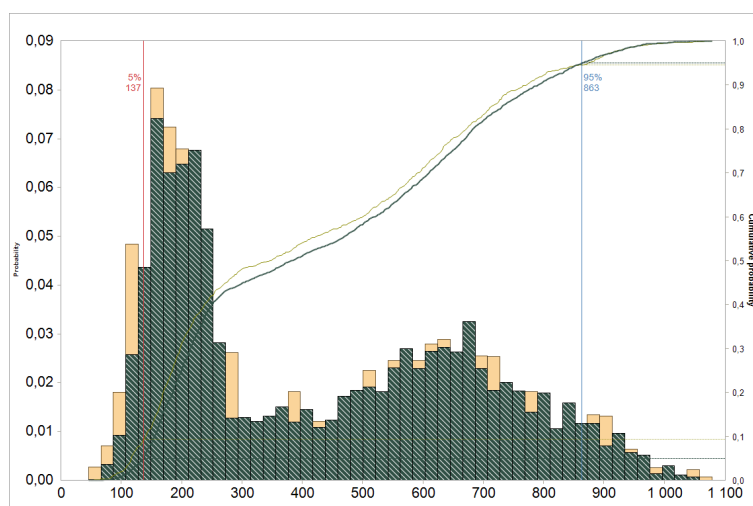


ROZKŁAD PRODUKCJI EN.EL. Z BIOMASY	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	264
Minimum	26
Maksimum	452
STATYSTYKI DYSPEKSI	
Odchylenie st.	101,3
Wariancja	10 260,5
Wskaźnik ryzyka	1,00
Wsp. zmienności	0,38
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	-0,38
Kurtoza	2,91
PERCENTYLE	
5%	37
95%	432

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Na rysunku 9.38 zaprezentowano rozkład produkcji energii będącej pochodną współspalania biomasy. Na jednym wykresie zestawiono rozkład współspalania w okresie wieczornego szczytu oraz produkcję energii w tej technologii w pozostałych godzinach. Rozkład jest nieregularny, dwumodalny z koncentracją w rejonie 180 MWh (pierwsza moda), jak również w rejonie 650 MWh (druga moda) w godzinach zwiększonego zapotrzebowania na energię. Wartość średnia produkcji sięga jednak 415 MWh.

Rys. 9.38. Rozkład produkcji energii z biomasy we współspalaniu w godzinach szczytowych (kolor zielony) oraz w pozostałych godzinach (kolor pomarańczowy).



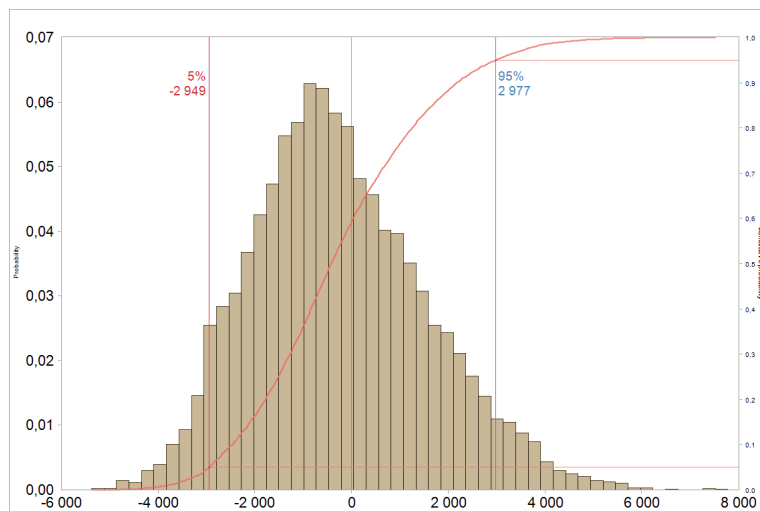
ROZKŁAD PRODUKCJI EN.EL. Z BIOMASY	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	432
Minimum	66
Maksimum	1 054
STATYSTYKI DYSPEKSI	
Odchylenie st.	v
Wariancja	251
Wskaźnik ryzyka	1,81
Wsp. zmienności	0,61
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	0,40
Kurtoza	1,82
PERCENTYLE	
5%	137
95%	863

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Konsekwencją braku pokrycia całkowitego zapotrzebowania jest konieczność importu energii z zagranicy. Zdarzają się również okresy chwilowej nadprodukcji, gdzie nadwyżka energii jest sprzedawana na zewnątrz. Na bazie tych informacji skonstruowano rozkład bilansu w obrocie transgranicznym. Stanowi on sumę importu i eksportu (import oznaczany jest znakiem „-”).

Dominuje jednak import w obrocie energią elektryczną w KSE (prawa część wykresu 9.39). Wartość średnia w tym bilansie w ujęciu godzinowym sięga 253 GWh, przy czym 90% obserwacji mieści się w przedziale -2 940 MWh do 2 970 MWh. Średnia wartość samego importu wynosi -860 MWh, natomiast eksportu 607 MWh, co łącznie daje wartość średnią (-253 MWh) w tabeli statystyk opisowych tego rozkładu.

Rys. 9.39. Rozkład bilansu obrotu energią w ujęciu godzinowym.

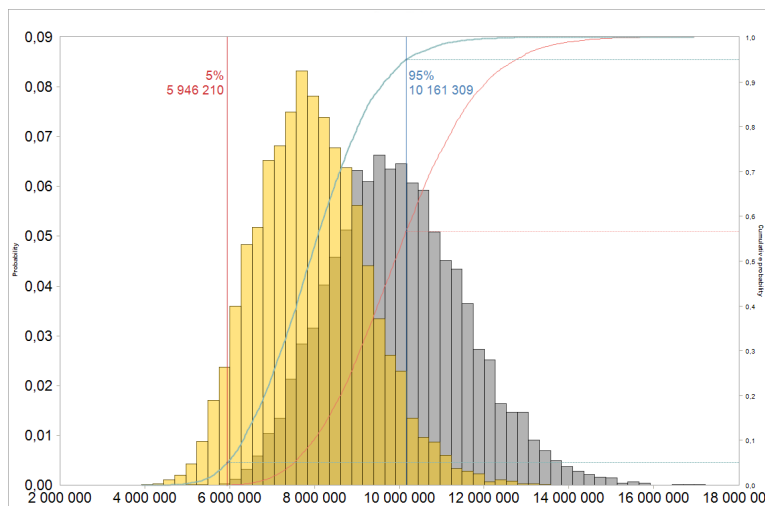


ROZKŁAD BILANSU EN.EL. W KSE	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	-253
Minimum	-5 376
Maksimum	7 527
STATYSTYKI DYSERSJI	
Odchylenie st.	1 797,6
Wariancja	3 231 231,7
Wskaźnik ryzyka	-11,01
Wsp. zmienności	-7,11
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	0,41
Kurtoza	3,05
PERCENTYLE	
5%	-2 949
95%	2 977

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Wartość całkowitych kosztów KSE w ujęciu godzinowym sięga 7,95 mln zł. Przychody są odpowiednio wyższe; wyniosły w symulacji 9,97 mln zł (rys. 9.40). Różnica obu tych wielkości stanowi wynik (zysk) przynależny wytwórcom energii. Jego wartość średnia godzinowa została skalkulowana na 2,02 mln zł i zaprezentowana na rysunku 9.11. 90% wartości wszystkich kosztów KSE w ujęciu godzinowym mieści się w przedziale 5,9-10,1 mln zł, a dla wyniku – odpowiednio w zakresie 1,0-3,2 mln zł.

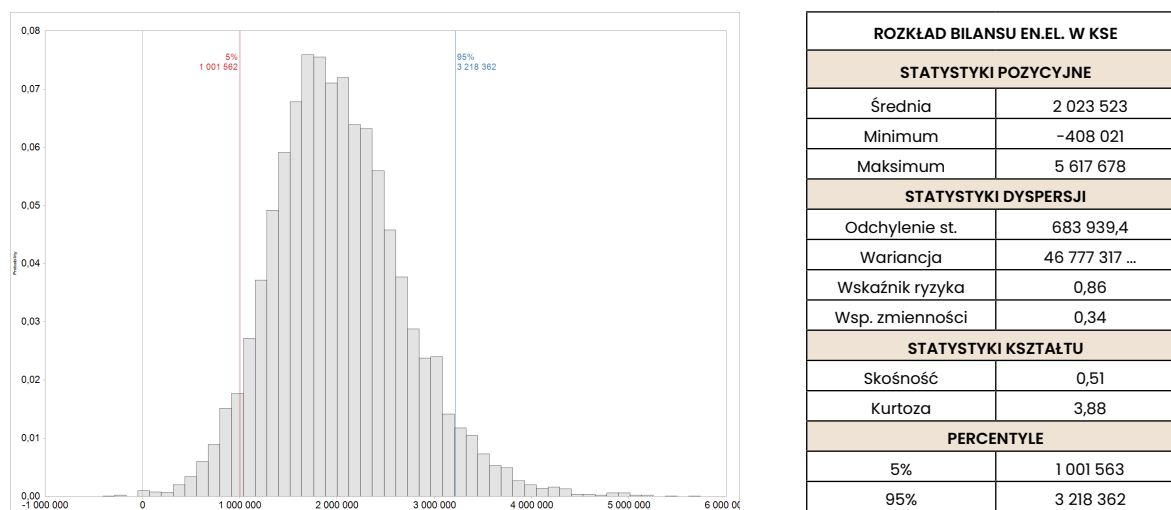
Rys. 9.40. Rozkład łącznych kosztów i przychodów w ujęciu godzinowym w KSE.



ROZKŁAD CAŁKOWITYCH KOSZTÓW KSE	
STATYSTYKI POZYCYJNE	
Średnia	7 951 385
Minimum	3 926 186
Maksimum	13 399 724
STATYSTYKI DYSERSJI	
Odchylenie st.	1 300 518,6
Wariancja	1 691 348 ...
Wskaźnik ryzyka	0,42
Wsp. zmienności	0,16
STATYSTYKI KSZTAŁTU	
Skośność	0,34
Kurtoza	3,11
PERCENTYLE	
5%	5 946 946
95%	10 161 310

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Rys. 9.41. Rozkład wyniku finansowego w ujęciu godzinowym w KSE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

9.5.3. Ocena scenariuszy

Niniejszy rozdział prezentuje wyniki oceny czterech uprzednio zdefiniowanych scenariuszy badawczych w zakresie poziomu zastosowania energii z biomasy. Dla zwiększenia percepcji otrzymanych rezultatów modelowania symulacyjnego, obliczenia i wyniki zostały zaprezentowane w układzie rocznym. Dla scenariuszy zwiększenia udziału energii z biomasy (WEM) i zmniejszenia udziału energii z biomasy (WAM) wartość roczna była obliczana jako średnia arytmetyczna z kolejnych 15 okresów progностycznych (lata 2026 – 2040).

Należy podkreślić, że scenariusz bazowy nie będzie prezentowany w układzie rocznym indywidualnie (był prezentowany w układzie godzinowym we wcześniejszym rozdziale). Jest natomiast traktowany pomocniczo dla wyznaczenia różnicy w scenariuszu KSE-0Biomasy.

Podobnie również traktowane są scenariusze WEM i WAM. Dla każdego z nich przygotowano układ roczny, który zostanie wybiórczo zaprezentowany, natomiast za cenniejsze uznano ujęcie różnicowe wybranych wielkości technicznych i ekonomicznych pomiędzy oboma scenariuszami.

Układ prezentacyjny poszczególnych scenariuszy został zunifikowany prezentując właściwą zmienną i różnicę względem scenariusza referencyjnego, tj. bazowego dla scenariusza KSE-0Biomasy oraz WAM dla scenariusza WEM. Ujęcie różnicowe pozwoli uchwycić w pierwszym przypadku skutki natychmiastowego wycofania biomasy – jej znaczenie w tworzeniu wartości łącznej produkcji, a także wymiar finansowy miksu energetycznego Polski bez biomasy. W drugim przypadku z porównania scenariuszy WAM i WEM powstanie obraz rozkładów zmiennych technicznych i ekonomicznych poszczególnych miksu energetycznych, jak i kosztu wytworzenia 1 TWh z biomasy.

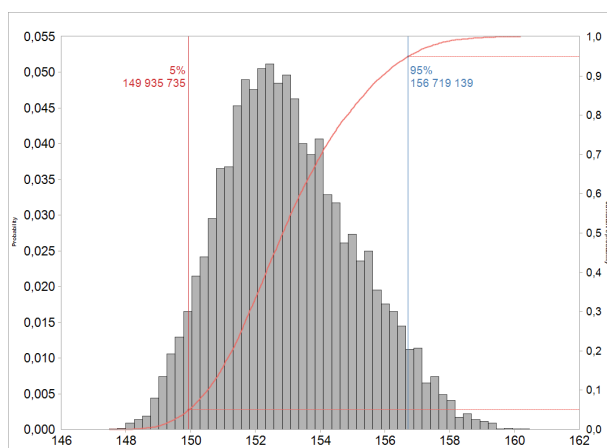
Wyniki dla scenariusza KSE-0Biomasy

Na kolejnych rysunkach przedstawiono w analogiczny sposób po lewej stronie rozkład wybranej zmiennej dla scenariusza KSE-0Biomasy, a po prawej stronie – różnicę tej zmiennej względem tej samej zmiennej w scenariuszu bazowy (KSE-base). Oś Y (lewa strona) na wykresach wskazuje prawdopodobieństwo empiryczne, prawa oś Y – prawdopodobieństwo skumulowane.

W kolejności przedstawiono:

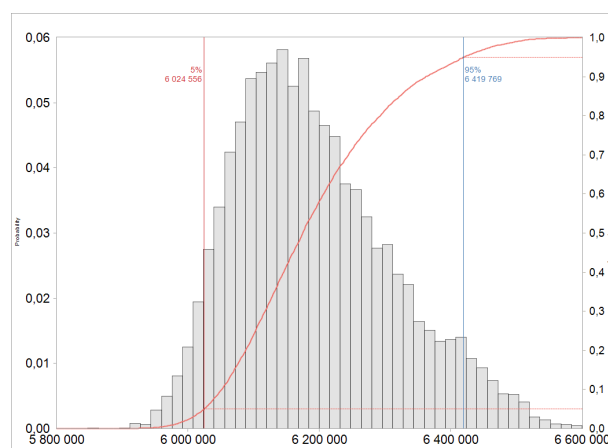
- rozkład produkcji energii w KSE (bazujący na danych ENTSO-E) oraz rozkład różnicy wytwarzanej energii (rys. 9.42–9.43),
- rozkład przychodów i różnicy przychodów (rys. 9.44–9.45),
- rozkład kosztów i różnicy kosztów (rys. 9.46–9.47),
- rozkład wyniku finansowego (różnica przychodów i kosztów) (rys. 9.48–9.49),
- rozkłady zapotrzebowania na energię w tranzycie – ujęcie ilościowe i wartościowe (rys. 9.50–9.51),
- rozkład całkowitych kosztów KSE uwzględniających również bilans i koszty wymiany handlowej energii (rys. 9.52).

Rys. 9.42. Rozkład produkcji energii w scen. KSE-OBiomasy (TWh).



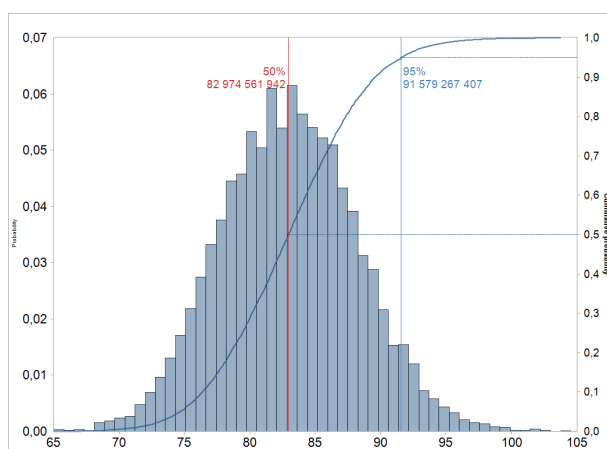
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.43. Rozkład różnicy produkcji w KSE [MWh].



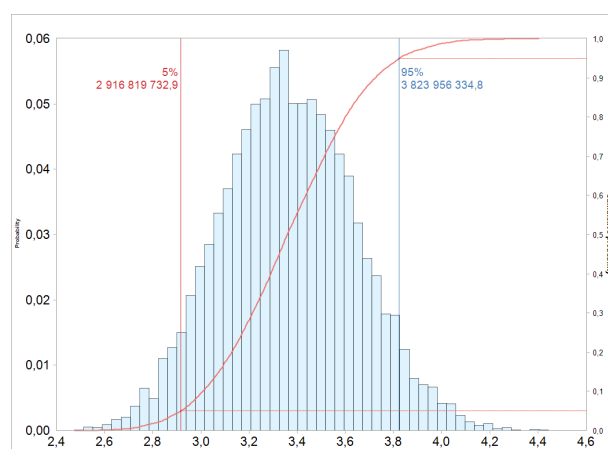
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.44. Rozkład przychodów w KSE [mld zł].



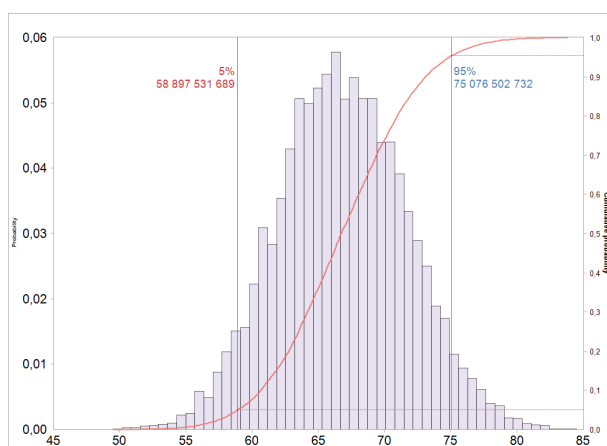
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.45. Rozkład różnicy przychodów [mld zł].



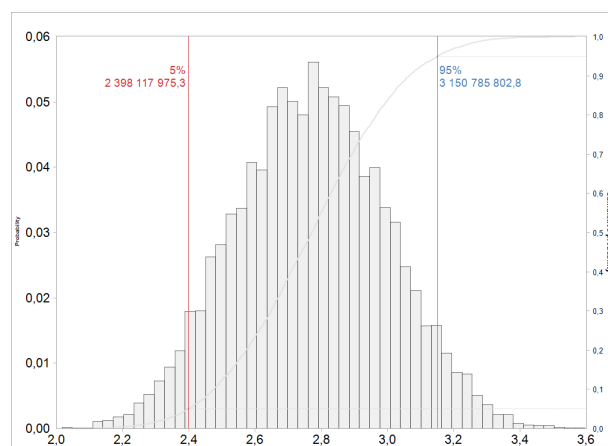
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.46. Rozkład kosztów wytwarzania energii w skali KSE [mld zł].



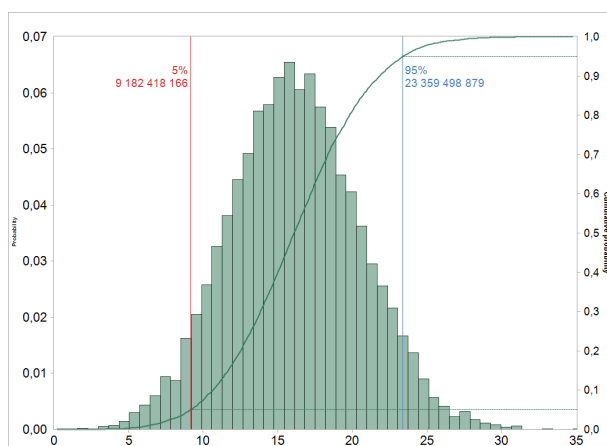
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.47. Rozkład różnicy kosztów [mld zł].



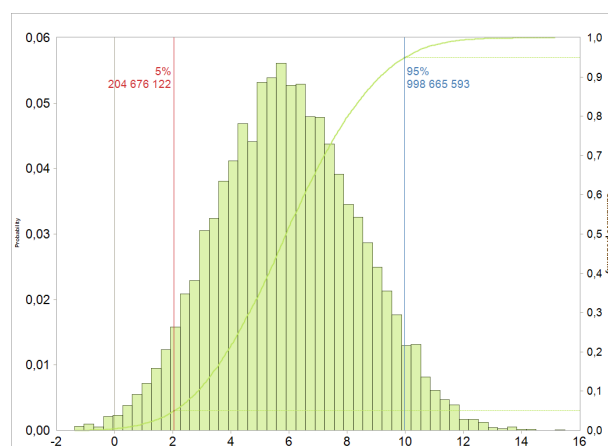
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.48. Rozkład wyniku finansowego w skali KSE [mld zł].



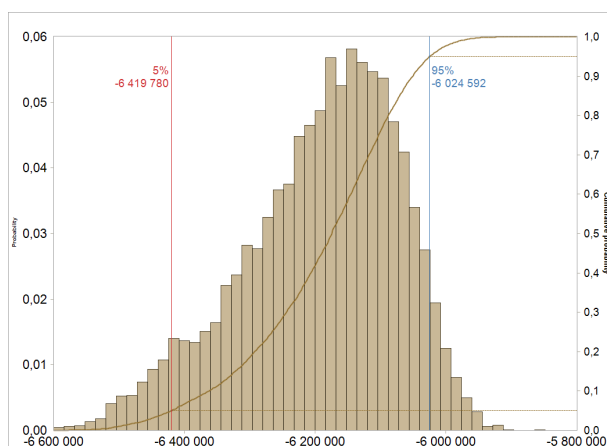
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.49. Rozkład różnicy wyniku finansowego [mln zł].



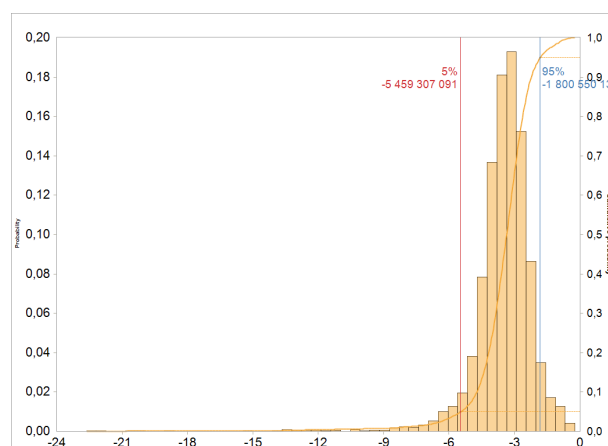
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.50. Rozkład zapotrzebowania na energię w tranzycie [MWh]. Wartości ujemne świadczą o skali importu energii elektrycznej.



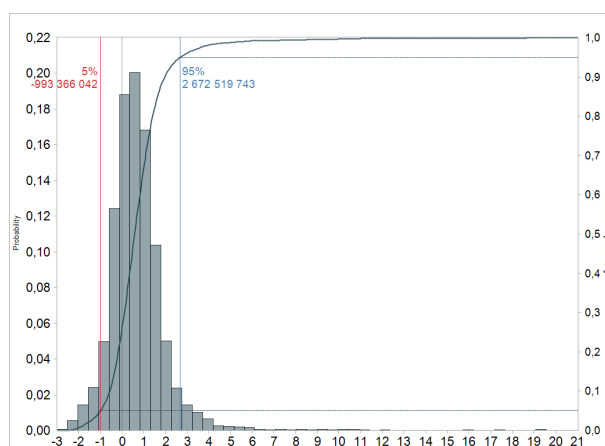
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.51. Rozkład zapotrzebowania na energię w tranzycie [mld zł].



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.52. Rozkład całkowitych kosztów w KSE z tranzytem energii el. [mld zł]



Źródło: opracowanie własne.

Podsumowanie zaprezentowanych graficznie wyników z wyszczególnieniem:

- wartości średniej,
- minimum i maksimum w danym rozkładzie,
- 90% przedziału realizacji wszystkich obserwacji (przedział pomiędzy 5% a 95% percentylem w rozkładzie),

oraz

- różnic pomiędzy scenariuszem bazowym (KSE-base) i scenariuszem bez biomasy (KSE-0Biomasy) w odniesieniu do wszystkich graficznie prezentowanych rozkładów

prezentuje tabela 9.11. Ponieważ tabela ta obejmuje wyniki wygenerowane w symulacji z uwzględnieniem wzorców współwystępowania, nie zawsze różnice, np. w wartościach skrajnych – minimalnych i maksymalnych, będą wyliczalne wprost. Wyliczalne wprost są wartości średnie w opracowanych rozkładach i zestawione w tej tabeli.

Analiza wyników symulacji dla scenariuszy Bazowy – KSE 2024 oraz KSE-0Biomasy wskazuje na wyraźne różnice w poziomie produkcji, przychodów i kosztów w KSE, zależne od udziału biomasy w miksie energetycznym.

W scenariuszu bazowym (Bazowy – KSE 2024) średnia produkcja energii wynosi 159,2 TWh, przy czym wartości w zakresie 156,0–163,0 TWh (percentyle 5–95%) odzwierciedlają typowe wahania wielkości w zależności od warunków eksploatacyjnych i rynkowych. Oznacza to relatywnie stabilną produkcję, z odchyleniem rzędu ok. 4,5% względem średniej. Średnie przychody osiągają poziom 86,37 mld zł, mieszcząc się w przedziale 78,0–95,0 mld zł dla 90% przypadków, natomiast koszty kształtują się pomiędzy 61,6–77,7 mld zł. Wynik finansowy systemu (różnica przychodów i kosztów) utrzymuje się przeciętnie na poziomie 16,76 mld zł, a dla przedziału 5–95% mieści się w granicach 9,5–24,2 mld zł, co potwierdza wysoką odporność ekonomiczną systemu na zmiany kosztowe i cenowe w analizowanym zakresie.

W przypadku scenariusza KSE-0Biomasy średnia produkcja spada do 153,0 TWh, z typowym zakresem wahań 149,9–156,7 TWh. Odpowiada temu spadek przychodów do 83,0 mld zł (zakres 74,6–91,6 mld zł) oraz kosztów do 66,8 mld zł (zakres 58,9–74,9 mld zł). Wynik finansowy w tym scenariuszu wynosi przeciętnie 16,16 mld zł, z zakresem niepewności 9,18–23,36 mld zł, co wskazuje, że mimo zmniejszenia wolumenu produkcji, redukcja kosztów częściowo kompensuje spadek przychodów, utrzymując wynik na zbliżonym poziomie, jak w scenariuszu bazowym.

W ujęciu różnicowym (różnica między scenariuszami) widać, że udział biomasy w miksie energetycznym przyczynia się przeciętnie do wzrostu produkcji o ok. 6,19 TWh, z wahaniami między 6,02 a 6,42 TWh (percentyle 5–95%). Równocześnie obserwuje się wzrost przychodów o 3,37 mld zł (zakres 2,92–3,82 mld zł) i kosztów o 2,77 mld zł (zakres 2,40–3,15 mld zł). Efekt netto, czyli różnica w wyniku finansowym, wynosi średnio 594,9 mln zł, przy czym w 90% przypadków waha się od 205 mln zł do niemal 1,0 mld zł. Zakres ten dowodzi, że włączenie biomasy do miksu w większości scenariuszy prowadzi do poprawy rentowności w skali KSE, choć przy niekorzystnych relacjach kosztów i cen możliwe są ujemne rezultaty (minimalna wartość wyniosła –138 mln zł).

W części bilansowej zestawienia ujęto przepływy energii w tranzycie, które w obu scenariuszach wskazują na ujemny bilans wolumenu – średnio –6,19 TWh, przy typowym zakresie wahań od –6,42 do –6,02 TWh. Odpowiada temu ujemna wartość finansowa tranzytu na poziomie –3,49 mld zł, mieszcząca się w przedziale –5,46 do –1,80 mld zł dla percentyli 5–95%. Ostateczny bilans KSE z wymianą handlową, stanowiący różnicę w kosztach pomiędzy scenariuszami pomniejszoną o wartość energii zakupionej z zewnątrz, osiąga wartość średnią 721 mln zł, z zakresem –993 mln zł do 2,67 mld zł, co odzwierciedla możliwe kierunki zmian zależne od bilansu handlowego w zakresie energii elektrycznej.

Podsumowując, scenariusz bazowy z udziałem biomasy charakteryzuje się lepszym bilansem ekonomicznym i stabilniejszą strukturą kosztów w porównaniu z wariantem KSE-0Biomasy. Biomasa, mimo nieco wyższych kosztów jednostkowych, przyczynia się do poprawy efektywności funkcjonowania systemu poprzez zwiększenie produkcji, przychodów i dodatnie saldo finansowe w większości realizacji symulacyjnych. Analiza percentyli 5–95% potwierdza przy tym ograniczoną zmienność i wysoką odporność systemu na czynniki zewnętrzne, co wskazuje na przewagę scenariusza z udziałem biomasy w kontekście stabilności energetyczno-ekonomicznej KSE. Ostateczny efekt dochodowy jest więc zależnością pomiędzy wielkością wytwarzanej energii z danego źródła a kosztami pozyskania tego samego ekwiwalentu energii ze źródła (źródeł alternatywnych). Ta analiza wykazała istotną rolę importu energii z zewnątrz jako szybkiej i dostępnej drogi pokrycia nadmiarowego zapotrzebowania na energię. W roku 2024 energia na giełdzie w Niemczech była tańsza niż w Polsce na TGE. Była to jednak sytuacja odmienna względem doświadczeń z co najmniej czterech ostatnich lat. Nie wiadomo też jak kształtować się będzie koszt pozyskania energii elektrycznej w imporcie i jaka będzie jej realna dostępność w przyszłości. Trzeba jednak pamiętać, że sprowadzenie energii do polskiego systemu energetycznego wiąże się także z poniesieniem opłat za tranzyt energii, co na koniec może znacząco podwyższać jej krańcowych koszt i stać się nieopłacalne. Permanentna wysoka skala importu zmniejsza także bezpieczeństwo funkcjonowanie systemu. Biomasa nie jest najtańszym paliwem w polskim systemie wytwórczym, jest jednak stabilnym i sterowalnym źródłem energii, co ma ogromne znaczenie dla zachowania bezpieczeństwa dostaw energii szczególnie w godzinach szczytu. Zmniejsza także potencjalne zapotrzebowanie na pojemności magazynowe w systemie.

Na obecnym etapie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wydaje się w pełni racjonalne utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych opartych na biomasie do momentu zakończenia ich cyklu eksploatacyjnego, przy jednoczesnym racjonalizowaniu nakładów na ich utrzymanie i modernizację. Alternatywą dla tego rozwiązania jest budowa nowych mocy wytwórczych w technologiach charakteryzujących się bardzo wysokimi nakładami inwestycyjnymi, takich jak energetyka jądrowa czy morskie farmy wiatrowe.

Tabela 9.11. Zestawienie i porównanie wyników oceny scenariusza bazowego (KSE-Base) oraz bez biomasy (KSE-0Biomasy).

Scenariusz Bazowy – KSE 2024			
Zmienna	Produkcja w KSE	Przychody w KSE	Koszty w KSE
Średnia	159 238 243	86 366 318 814	69 607 960 863
Minimum	153 538 428	68 851 621 551	52 451 783 481
Maksimum	166 522 042	107 169 657 846	86 547 311 537
Percentyl 5%	156 038 478	78 010 790 355	61 612 977 005
Percentyl 95%	163 039 013	94 997 297 562	77 719 952 664
Scenariusz KSE-0Biomasy			
Zmienna	Produkcja w KSE	Przychody w KSE	Koszty w KSE
Średnia	153 046 550	83 000 962 023	66 837 495 135
Minimum	147 490 788	65 021 725 079	49 497 389 898
Maksimum	160 212 859	103 791 657 171	83 846 175 011
Percentyl 5%	149 935 736	74 631 070 037	58 897 531 689
Percentyl 95%	156 719 140	91 579 267 407	74 852 412 938
Różnicowo			
Zmienna	Produkcja	Przychody	Koszty
Średnia	6 191 693	3 365 356 791	2 770 465 728
Minimum	5 856 437	2 475 046 241	2 016 759 850
Maksimum	6 599 767	4 406 221 123	3 566 051 906
Percentyl 5%	6 024 557	2 916 819 733	2 398 117 975
Percentyl 95%	6 419 769	3 823 956 335	3 150 785 803
Bilanse			
Zmienna	Energii w tranzyście[MWh]	Energii w tranzyście [zł]	Kosztów KSE z wymianą handlową
Średnia	-6 191 693	-3 491 944 140	721 478 411
Minimum	-6 599 767	-22 624 282 392	-2 736 450 218
Maksimum	-5 856 437	-208 414 989	19 960 830 401
Percentyl 5%	-6 419 781	-5 459 307 092	-993 366 042
Percentyl 95%	-6 024 593	-1 800 550 140	2 672 519 743

Źródło: opracowanie własne.

Scenariusze WEM i WAM, jak już wspomniano, prezentują odrębny miks energetyczny (wytwórczy) dla Polski w perspektywie do 2040 r. Zasadniczo większa jest rola i udział biomasy w scenariuszu WEM (w roku 2040 przewiduje się produkcję energii z biomasy na poziomie 8,5 TWh¹⁷).

W celu zaprezentowania wyników analizy symulacyjnej w podobnej konwencji jak poprzednio, za bazowy przyjęto scenariusz WEM. Od jego wyników odejmowano kolejne wyniki zmiennych scenariusza WAM w układzie i porządku przedstawionym uprzednio.

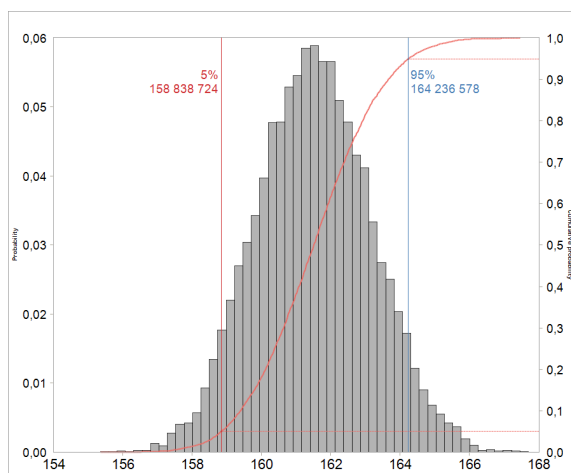
Warto podkreślić pewną różnicę w założeniach co do ścieżki rozwoju (wzrostu) obu tych scenariuszy. Otóż w przeprowadzonych symulacjach dla porównania wszystkich analizowanych scenariuszy i zmiennych przyjęto, że zarówno w scenariuszu WEM, jak i WAM, zapotrzebowanie na energię będzie na poziomie bieżącym z niewielką odchyłką w górę i w dół. Mając to na uwadze, wszystkie technologie przeskalowano do referencyjnego poziomu produkcji rzędu 160 TWh rocznie.

Z analizy nasuwają się następujące wnioski:

- W obu scenariuszach poziom produkcji energii elektrycznej w KSE jest bardzo zbliżony i stabilny. W scenariuszu WEM średnia produkcja wynosi 161,52 TWh, natomiast w WAM 161,68 TWh. Zakres wahań wartości między 5. a 95. percentylem wynosi odpowiednio 158,84–164,24 TWh dla WEM oraz 159,04–164,39 TWh dla WAM, co oznacza, że w tym przedziale mieści się 90% wszystkich obserwacji (rys. 9.53–9.54).
- Wartość przychodów różni się między scenariuszami, co wynika z odmiennych założeń dotyczących cen energii i kosztów krańcowych. W scenariuszu WEM średnie przychody osiągają 84,18 mld zł, podczas gdy w WAM wynoszą 81,99 mld zł. Między 5. a 95. percentylem mieści się 90% wszystkich obserwacji, obejmując zakres 76,93–91,62 mld zł dla WEM i 75,36–89,21 mld zł dla WAM (rys. 9.55–9.56).
- Średni poziom kosztów w scenariuszu WEM wynosi 68,29 mld zł, natomiast w WAM – 66,92 mld zł. Zakres wahań między 5. a 95. percentylem obejmuje wartości 59,11–77,86 mld zł dla WEM oraz 58,01–76,37 mld zł dla WAM (90% obserwacji mieści się w stosunkowo wąskim przedziale wokół wartości średnich) (rys. 9.57–9.58).
- Wynik finansowy, będący różnicą między przychodami a kosztami, dobrze odzwierciedla efektywność ekonomiczną systemu. W scenariuszu WEM średni wynik wynosi 15,89 mld zł, a w WAM – 15,06 mld zł. W obu przypadkach 90% wszystkich obserwacji mieści się między 5. a 95. percentylem odpowiednio w zakresach: 6,95–24,69 mld zł dla WEM oraz 6,03–23,71 mld zł dla WAM (rys. 9.59–9.60).
- Wartość średnia bilansu energii w tranzycie wyniosła –214 GWh, a w ujęciu wartościowym odpowiednio –108,1 mln zł, co oznacza ujemne saldo handlowe, czyli nieznaczną przewagę kosztów importu nad przychodami z eksportu energii (rys. 9.61 i 9.62).
- Wartość bilansu produkcji w KSE z wymianą handlową, definiowana jako różnica całkowitych kosztów między scenariuszami pomniejszona o wartość energii zakupionej z zewnątrz, wynosi średnio 1,47 mld zł. 90% przedział ufności obejmuje wartości z zakresu –13,17 do 15,65 mld zł (rys. 9.63).

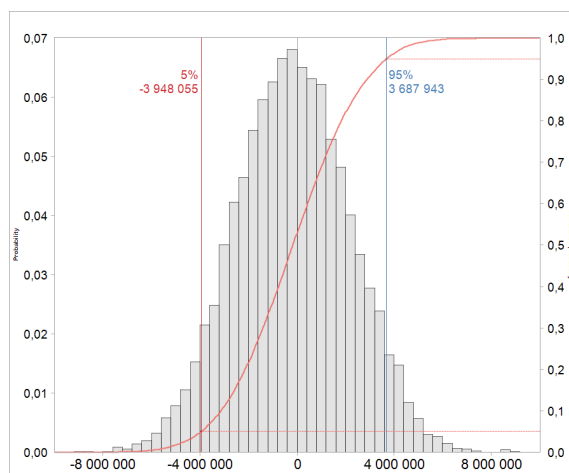
¹⁷ Jest to wzrost w stosunku do stanu obecnego, jednak jest to mniejszy wzrost niż ten dotyczący KSE ogółem.

Rys. 9.53. Rozkład produkcji energii w scen. WEM, (TWh).



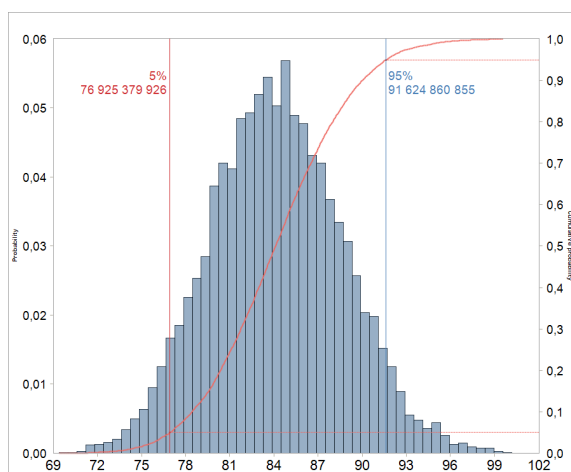
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.54. Rozkład różnicy produkcji (WEM-WAM) [MWh].



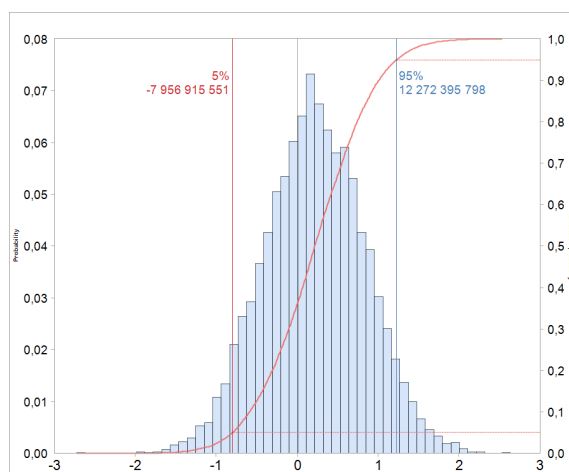
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.55. Rozkład przychodów w scenariuszu WEM [mld zł].



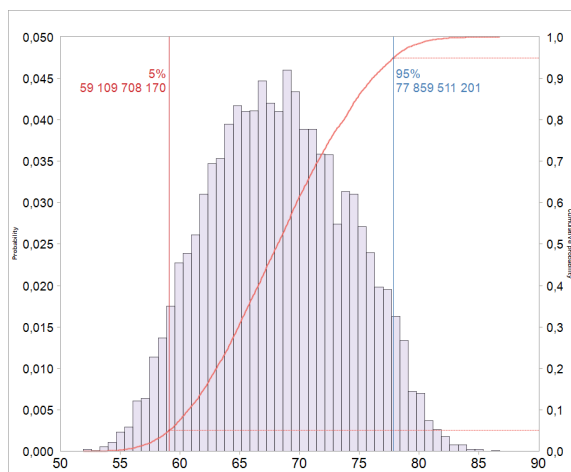
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.56. Rozkład różnicy przychodów (WEM-WAM) [mld zł].



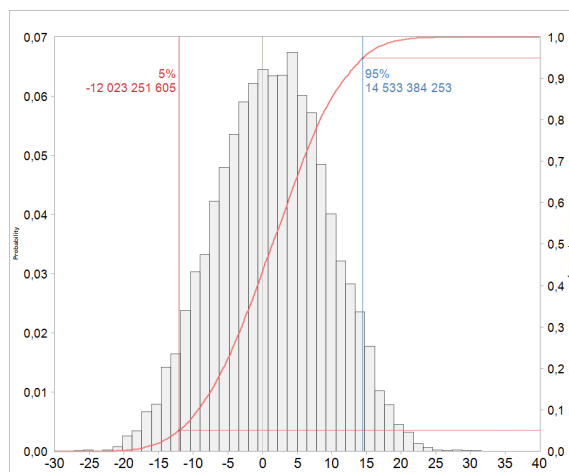
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.57. Rozkład kosztów w scenariuszu WEM [mld zł].



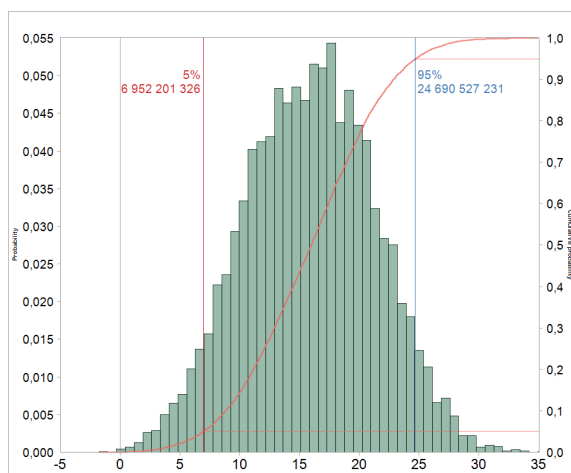
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.58. Rozkład różnicy kosztów (WEM-WAM) [mld zł].



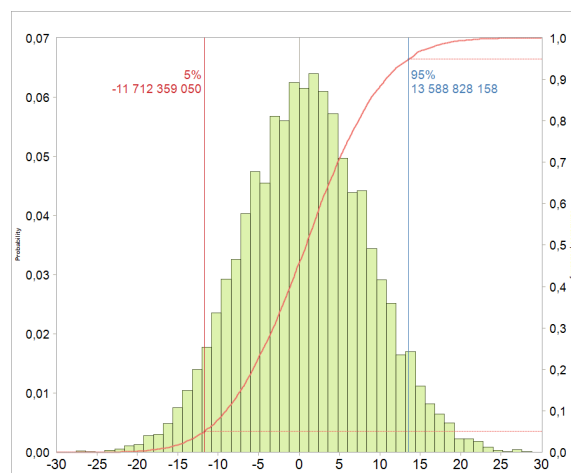
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.59. Rozkład wyniku finansowego w scenariuszu WEM [mld zł].



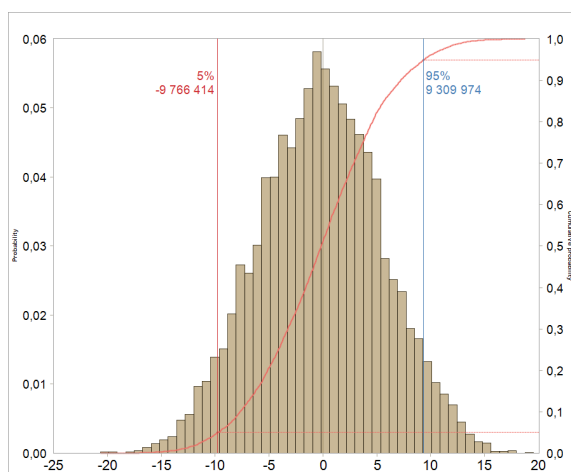
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.60. Rozkład różnicy wyniku finansowego (WEM-WAM) [mln zł].



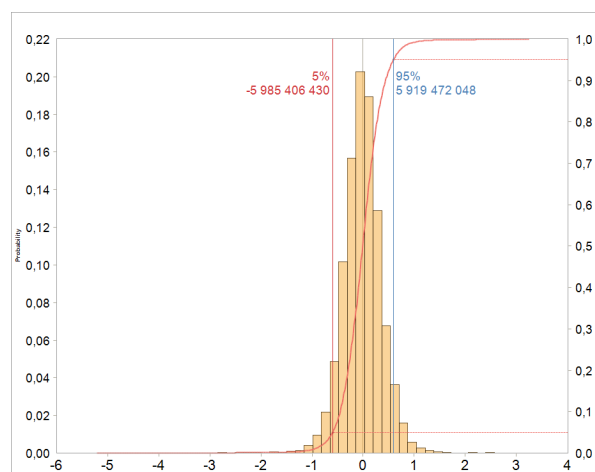
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.61. Rozkład zapotrzebowania na energię w tranzycie (WEM-WAM) [MWh].



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.62. Rozkład zapotrzebowania na energię w tranzycie (WEM-WAM) [mld zł].



Źródło: opracowanie własne.

Podsumowując, analiza porównawcza scenariuszy WEM i WAM przedstawia różnice w kluczowych parametrach funkcjonowania KSE, obejmujących wolumen produkcji energii, poziom przychodów, kosztów oraz końcowy wynik finansowy. Oba scenariusze opierają się na zbliżonym poziomie zapotrzebowania na energię elektryczną i porównywalnej strukturze wytwarzania, jednak różnią się założeniami ekonomicznymi, przede wszystkim w zakresie cen energii i kosztów wytwarzania.

W scenariuszu WEM (wariant efektywnościowy) obserwuje się nieco wyższe przychody i wynik finansowy w porównaniu ze scenariuszem WAM. Średni poziom produkcji energii elektrycznej w KSE w obu przypadkach utrzymuje się na bardzo zbliżonym poziomie¹⁸ – około 161-162 TWh, co potwierdza stabilność wolumenu wytwarzania niezależnie od wariantu. Zmienność wartości produkcji, mierzona rozstępem między 5. a 95. percentylem, jest również niewielka, i wynika z założeń technicznych w modelu symulacyjnym.

¹⁸ Są to wartości przeskalowane do wolumenu produkcji z 2024 r.

Różnice między scenariuszami ujawniają się przede wszystkim w parametrach finansowych. W scenariuszu WEM średnie przychody KSE są wyższe o około 3,13 mld zł. Koszty operacyjne są również nieco wyższe, jednak przeciętny wynik finansowy systemu w scenariuszu WEM jest wyższy o ok. 1,52 mld zł w stosunku do scenariusza WAM. W obu przypadkach zachowana jest dodatnia rentowność, a analiza rozkładu wyników wskazuje, że w przeważającej liczbie realizacji (między 5. a 95. percentylem) KSE generuje potencjalny zysk, przy czym w wariancie WEM zakres potencjalnych zysków jest nieco szerszy. Oznacza to, że mimo większej wrażliwości na zmiany warunków rynkowych, scenariusz WEM posiada większy potencjał ekonomiczny w warunkach sprzyjającej koniunktury.

W scenariuszu WAM struktura przychodów i kosztów jest bardziej zrównoważona, a zmienność poszczególnych parametrów mniejsza. Scenariusz osiąga nieco niższy wynik finansowy, jednak przy mniejszym ryzyku wystąpienia strat. Można więc stwierdzić, że scenariusz WAM reprezentuje bardziej konserwatywną strategię rozwoju systemu, opartą na równoważeniu kosztów i przychodów w warunkach niepewności rynkowej. Ostateczny bilans różnicowy, rozumiany jako różnica wyników finansowych obu scenariuszy, pozostaje dodatni, co sugeruje, że scenariusz WEM jest średnio bardziej opłacalny.

W części bilansowej analizowano przepływy energii w tranzycie oraz wpływ wymiany handlowej na bilans kosztów KSE. Średni bilans energii w tranzycie jest dodatni (532 GWh), co wskazuje na niewielką przewagę wymiany handlowej w scenariuszu WAM (różnica w eksporcie wynosi 36 MWh – wyższy eksport w scenariuszu WEM, natomiast w imporcie 496 MWh – niższy import w scenariuszu WEM).

Z kolei bilans energii w KSE z uwzględnieniem wymiany handlowej, rozumiany jako różnica kosztów między scenariuszami pomniejszona o wartość energii zakupionej z zewnątrz, wskazuje na dodatni efekt ekonomiczny na rzecz scenariusza WEM na poziomie około 1,65 mld zł w odniesieniu do wartości średnich.

Podsumowując, oba analizowane scenariusze charakteryzują się wysoką stabilnością produkcji energii i relatywnie ograniczoną zmiennością analizowanych parametrów ekonomicznych, co wskazuje na dobrą odporność funkcjonowania KSE na zmiany otoczenia rynkowego. Scenariusz WEM wykazuje nieco wyższy potencjał ekonomiczny (średnio o 1,15 mld zł w wyniku netto), ale jest bardziej podatny na wahania warunków cenowych, natomiast WAM zapewnia większą stabilność finansową przy umiarkowanie niższej rentowności. Analiza przedziałów percentylowych 5–95% pozwala stwierdzić, że w obu wariantach system zachowuje dodatni bilans ekonomiczny w większości przypadków, a jego odporność na zmienne warunki rynkowe można uznać za istotny atut z punktu widzenia długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego i finansowego (w zakresie kosztów wytwarzania) KSE.

Tabela 9.12. Zestawienie i porównanie wyników oceny scenariusza WEM oraz WAM.

Scenariusz WEM				
Zmienna	Produkcja w KSE	Przychody w KSE	Koszty w KSE	Wynik w KSE
Średnia	161 909 798	84 260 606 374	68 434 168 476	15 826 437 898
Minimum	156 742 204	69 307 010 956	52 833 154 166	-1 221 824 356
Maksimum	167 277 048	101 292 074 834	85 908 270 329	33 318 565 781
Percentyl 5%	159 304 439	77 354 696 099	59 358 565 807	6 585 252 983
Percentyl 95%	164 559 088	91 494 713 591	77 818 703 307	24 649 788 546
Scenariusz WAM				
Zmienna	Produkcja w KSE	Przychody w KSE	Koszty w KSE	Wynik w KSE
Średnia	161 428 752	81 128 699 618	66 454 512 264	14 674 187 354
Minimum	156 067 576	69 180 759 273	51 242 622 884	-3 082 437 882
Maksimum	167 433 889	95 254 341 722	82 065 989 642	35 079 306 217
Percentyl 5%	158 829 607	74 895 169 786	57 566 279 377	5 528 415 329
Percentyl 95%	164 074 410	87 837 025 006	75 552 758 737	23 504 852 281
Różnicowo				
Zmienna	Produkcja	Przychody	Koszty	Wynik
Średnia	481 047	3 131 906 755	1 979 656 212	1 152 250 544
Minimum	-8 028 495	-16 228 065 427	-22 556 696 652	-26 773 411 691
Maksimum	8 799 891	26 246 239 022	28 353 015 856	27 852 160 475
Percentyl 5%	-3 269 827	-6 335 744 601	-11 051 850 493	-11 712 449 538
Percentyl 95%	4 229 884	12 639 474 900	15 014 174 469	13 911 140 956
Bilanse				
Zmienna	Energii w tranzycie [MWh]	Energii w tranzycie [zł]	Kosztów KSE z wymianą handlową	"Bilans kosztów KSE z wymianą handlową" stanowi różnicę w kosztach obu scenariuszy pomniejszoną o wartość energii zakupionej z zewnątrz.
Średnia	532 578	332 024 041	1 647 632 171	
Minimum	-18 046 097	-31 197 509 915	-45 369 529 672	
Maksimum	20 854 421	41 175 925 416	35 770 797 587	
Percentyl 5%	-8 947 650	-5 528 740 954	-12 497 042 285	
Percentyl 95%	9 840 355	6 140 801 163	15 900 097 812	

Źródło: opracowanie własne.

9.5.4. Oszacowanie jednostkowych kosztów wytworzenia energii

W celu rozszerzenia zakresu analizy przeprowadzono kalkulacje prowadzące do oszacowania jednostkowych kosztów wytworzenia energii w KSE w przekroju analizowanych scenariuszy zwiększenia udziału biomasy (WEM) i zmniejszenia udziału biomasy (WAM). Wykorzystano w tym celu możliwości opracowanego modelu symulacyjnego. Dla obu analizowanych scenariuszy skalkulowano uprzednio:

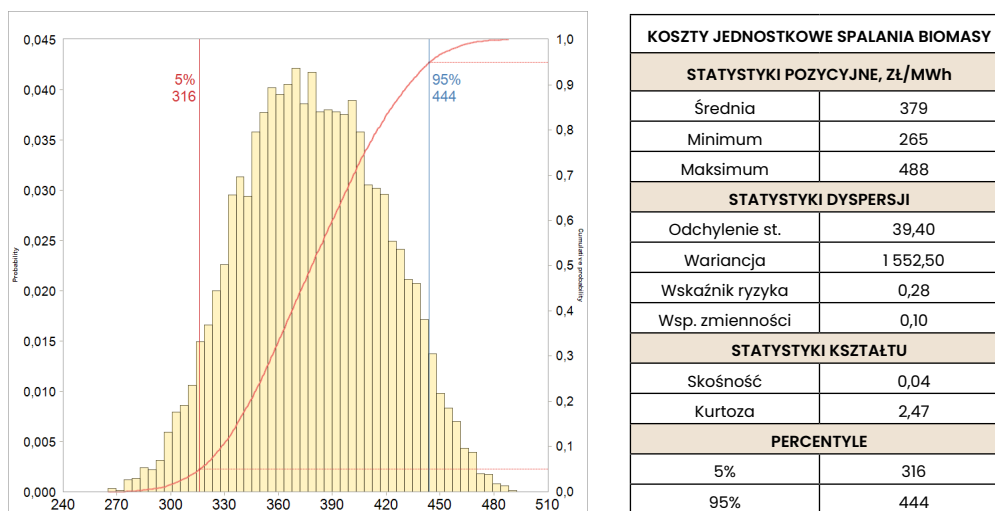
- koszty wytworzenia energii ze spalania biomasy,
- koszty wytworzenia energii ze współspalania biomasy,
- łączne koszty wytwarzania energii z biomasy,
- koszty scenariusza z wyłączeniem technologii wykorzystujących biomasę.

Następnie wszystkie ww. pozycje kosztów przeliczono na jednostkę produkcji dla obu scenariuszy oraz wyznaczono różnicę w kosztach wytwarzania energii w systemie pomniejszoną o koszty wytwarzania energii elektrycznej tylko z biomasy. Zestawienie otrzymanych wyników prezentują dołączone rozkłady wraz z charakterystyką ich podstawowych statystyk opisowych.

1)

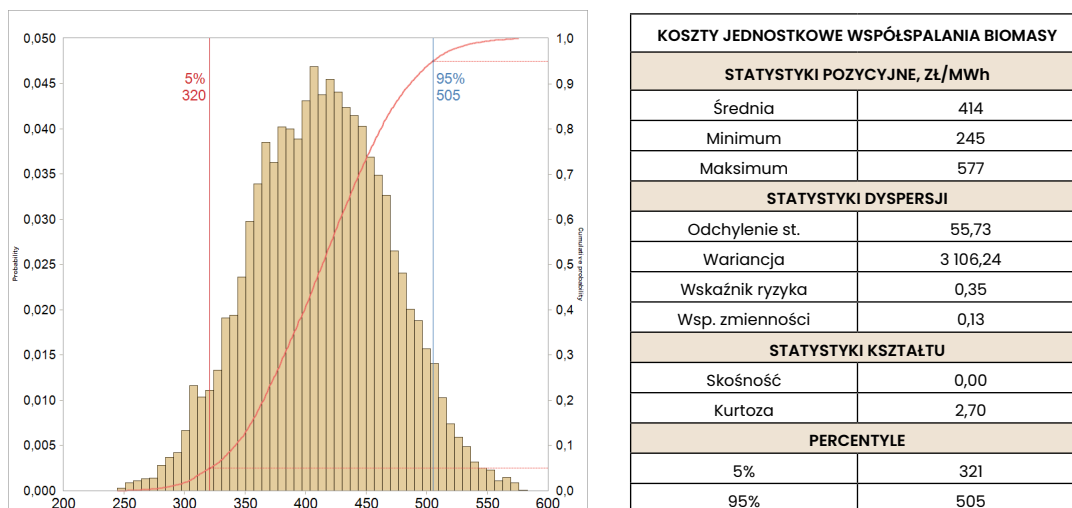
Dla scenariusza zwiększenia udziału biomasy WEM

Rys. 9.63. Koszty jednostkowe spalania biomasy.



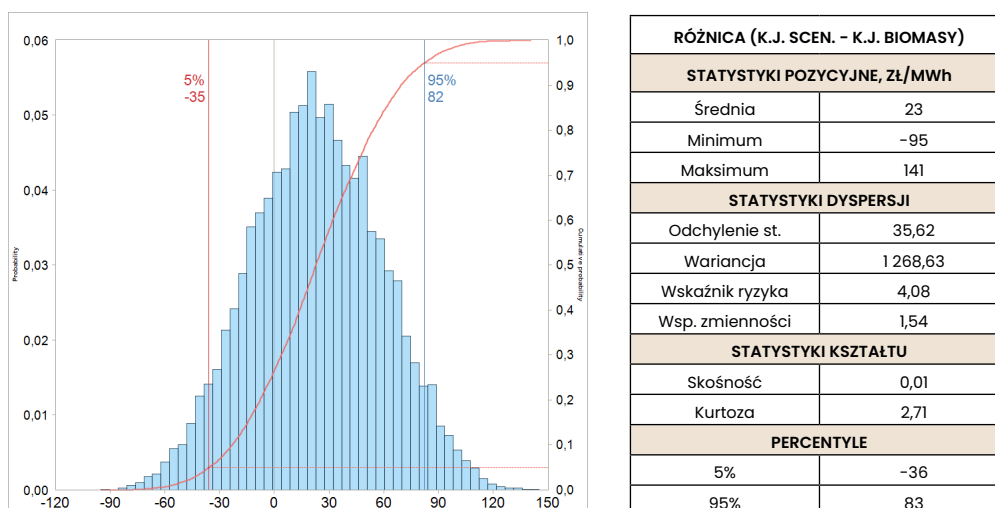
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Rys. 9.64. Koszty jednostkowe współspalania biomasy.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Rys. 9.65. Różnica w kosztach jednostkowych wytwarzania energii (pozostałe źródła – biomasa).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Analizując wyżej zamieszczone rozkłady można zauważyć, że średnie jednostkowe koszty spalania biomasy dla wytworzenia energii elektrycznej w scenariuszu WEM wynoszą 379 zł/MWh. 90% wszystkich obserwacji kosztów jednostkowych mieści się w przedziale od 316 zł/MWh do 444 zł/MWh. Rozkład ten jest niemal idealnie symetryczny i charakteryzuje się kształtem zbliżonym do rozkładu normalnego.

Wartość średnia w rozkładzie jednostkowych kosztów współspalania biomasy wyniosła natomiast 414. Pomiędzy wartością 321 zł/MWh a 505 zł/MWh mieści się 90% wszystkich obserwacji. Rozkład ten jest również niemal symetryczny (skośność bliska 0, kurtoza bliska 3).

Ważne informacje prezentuje rozkład różnicy kosztów jednostkowych wszystkich technologii scenariusza WEM, z wyłączeniem technologii bazujących na biomase. **Średnia różnica w kosztach jednostkowych wyniosła 23 zł/MWh, co oznacza że wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej z biomasy jest tańsze średnio o 23 zł/MWh niż w pozostałych technologiach łącznie (w przeliczeniu na produkcję z tych technologii).**

2)

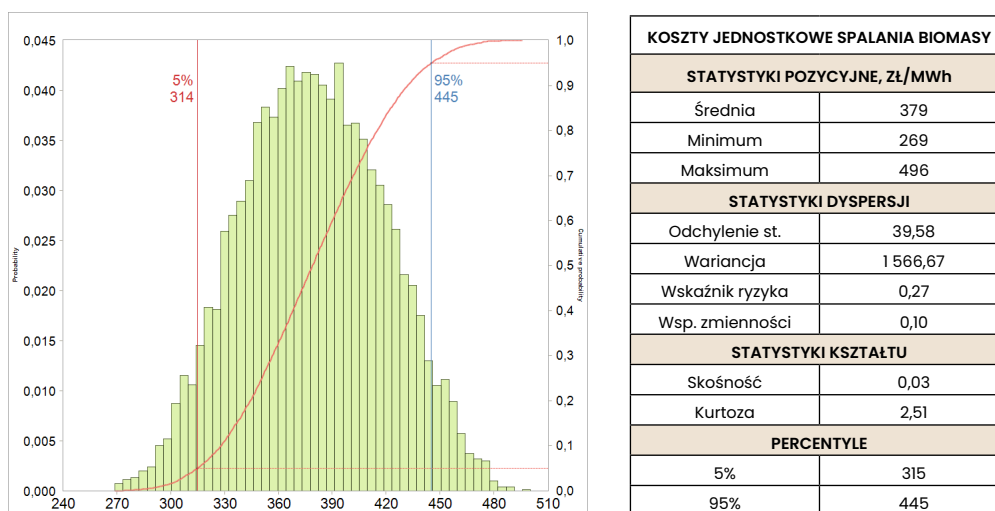
Dla scenariusza zmniejszenia udziału biomasy WAM

Jak można zaobserwować na rys. 9.35–9.37, średnie jednostkowe koszty spalania biomasy w scenariuszu WAM wynoszą 379 zł/MWh. 90% wszystkich obserwacji kosztów jednostkowych mieści się w przedziale od 315 zł/MWh do 455 zł/MWh. Rozkład ten charakteryzuje się niewielką asymetrią prawostronną (skośność 0.11) i jest w miarę symetryczny.

Średnie jednostkowe koszty współspalania biomasy są wyższe i wynoszą 415 zł/MWh. Pomiędzy 5 a 95 percentylem mieści się 90% obserwacji w przedziale 322 zł/MWh do 507 zł/MWh.

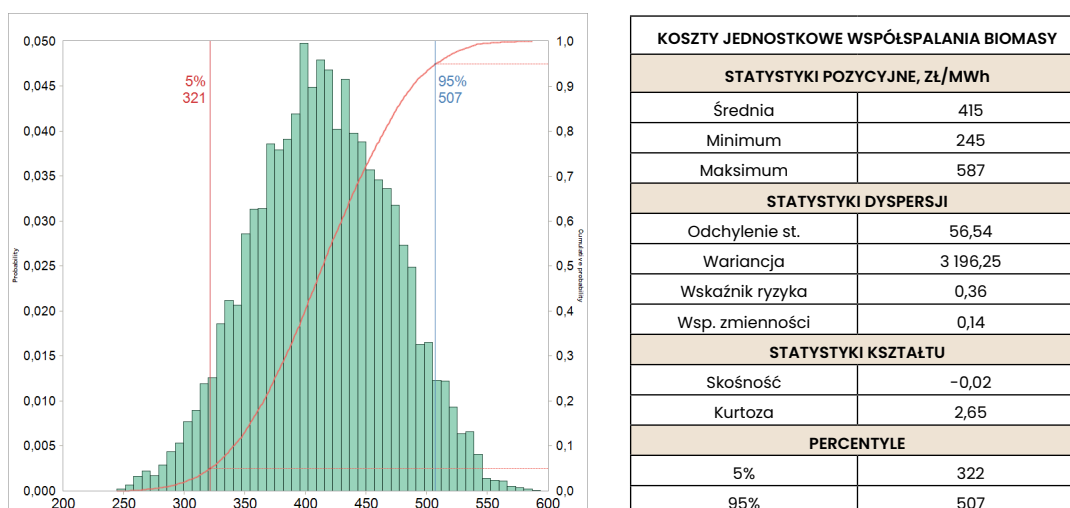
Średnia różnica kosztów wytworzenia energii elektrycznej w tym scenariuszu wyniosła 11 zł/MWh, natomiast w przedziale (–46; 76) zł/MWh mieści się 90% wszystkich obserwacji. Również w tym scenariuszu wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy jest średnio o 11 zł/MWh tańsze niż w pozostałych technologiach tego scenariusza łącznie.

Rys. 9.66. Koszty jednostkowe spalania biomasy.



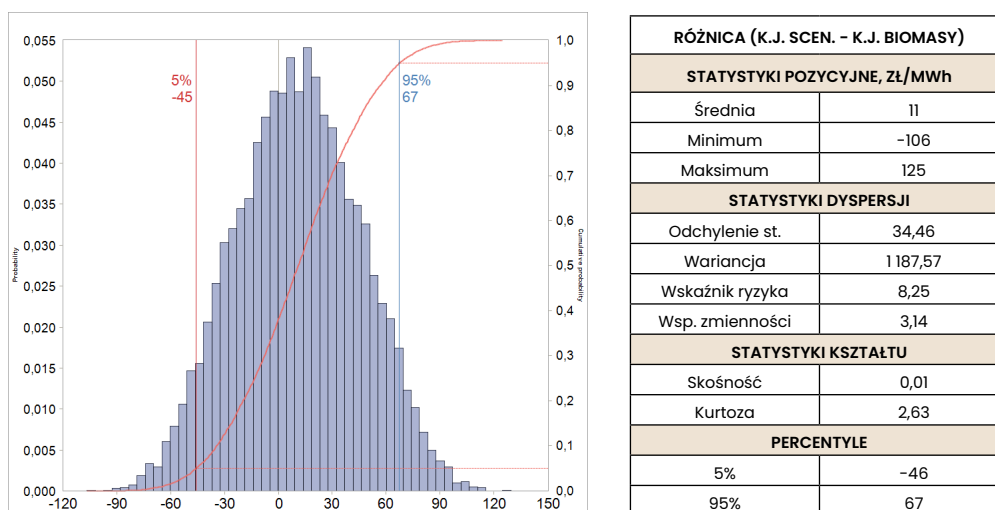
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.67. Koszty jednostkowe współspalania biomasy.



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9.68. Różnica w kosztach jednostkowych wytwarzania energii (pozostałe źródła – biomasa).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

9.5.5. Analiza wrażliwości

Zgodnie ze standardami prezentacji wrażliwości określonych zmiennych prognozowanych (outputs) na jednostkową zmianę wartości zmiennych decyzyjnych (inputs), niżej zaprezentowano wykres/ analizę tornado. W kontekście symulacji Monte Carlo, wykres tornado to narzędzie, które pokazuje, jakie zmienne wejściowe w modelu mają największy wpływ na jego wynik – zmienną prognozowaną. Dzięki niemu można szybko zidentyfikować kluczowe czynniki niepewności w projekcie lub analizie. Nazwa „tornado” pochodzi od charakterystycznego kształtu wykresu, który przypomina lej tornada – z najszerszymi słupkami na górze i coraz węższymi poniżej. Interpretacja treści wykresu jest następująca:

- Oś pionowa (Y) dostarcza informacji o wybranych parametrach objaśniających zmienność wielkości prognozowanej, która wymieniona jest w tytule wykresu.
- Oś pozioma (X) pokazuje zakres wpływu każdej zmiennej na wynik końcowy; jako zmienną prognozowaną wybrano WYNIK w KSE.
- Słupki: każdy słupek reprezentuje jedną zmienną. Rozpiętość słupka wskazuje na siłę wpływu danej zmiennej na wynik – im dłuższy słupek, tym większy wpływ.
- Kolejność – zmienne są uszeregowane od tej o największym wpływie (na górze) do tej o najmniejszym (na dole).
- Wartość bazowa – zazwyczaj na środku wykresu znajduje się linia oznaczająca wartość bazową lub oczekiwaną wyniku, gdy wszystkie zmienne przyjmują swoje najbardziej prawdopodobne wartości.

Wykresy tornado są niezwykle przydatne w analizie ryzyka, ponieważ pozwalają na identyfikację parametrów o najwyższym poziomie zmienności i mogących być źródłem ryzyka, które najmocniej wpływają na niepewność wyniku.

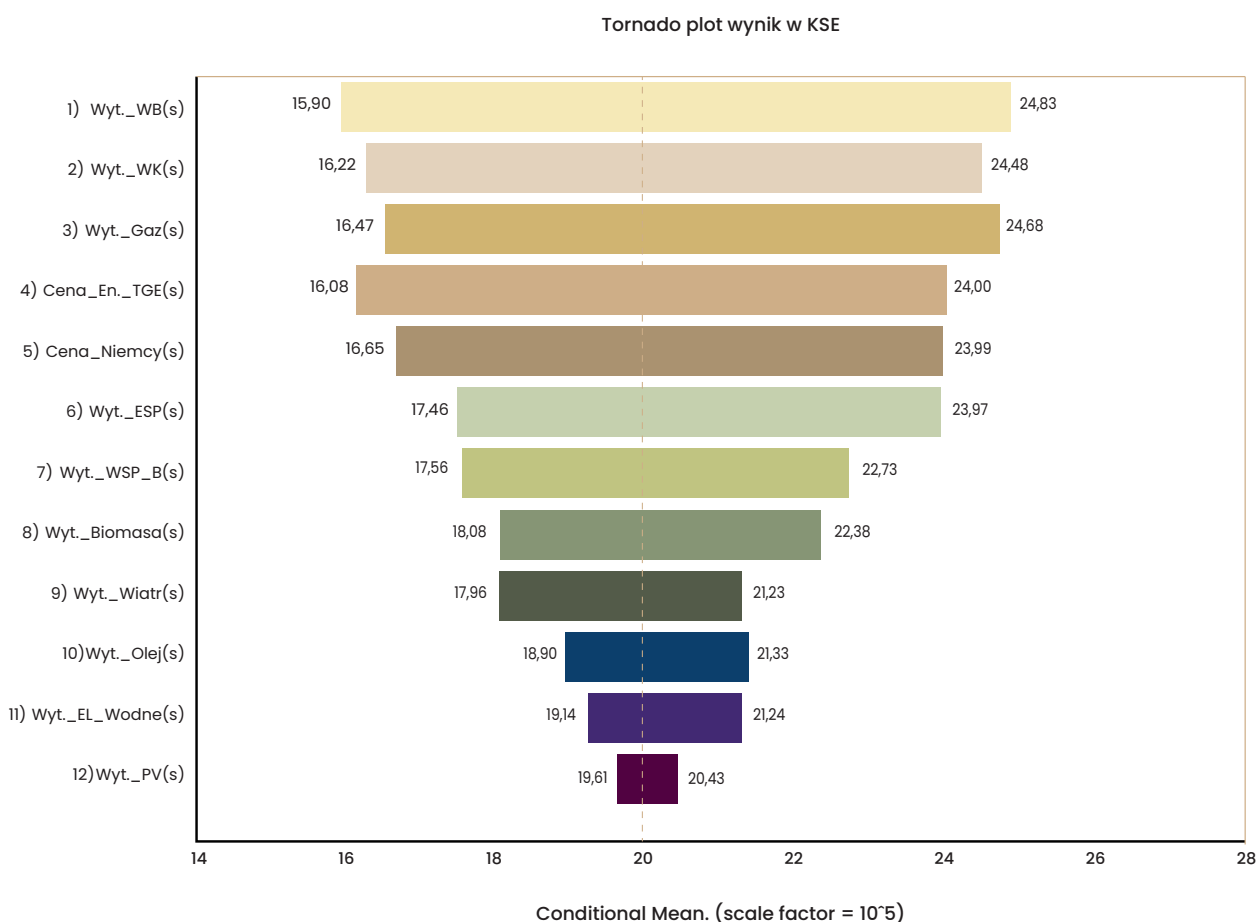
Na poniższym rysunku zaprezentowano wykres tornado dla modelu KSE w ujęciu godzinowym, a do analizy dopuszczone te zmienne, dla których posiadano oryginalne dane o wytwarzaniu energii bądź rynkowych cenach energii. Wpływ zmiennych został przeanalizowany w odniesieniu do średniej warunkowej (conditional mean) wyniku w skali 10^5 . Rozpiętości słupków (ujęcie

liczbowe) w przełożeniu na średnią warunkową pokazują, jak zmienia się jej wartość, gdy dana zmienna objaśniająca przyjmuje swoje skrajne wartości (najniższą i najwyższą w przyjętym zakresie zmienności), podczas gdy pozostałe zmienne są ustalone na ich wartościach bazowych (oczekiwanych).

Zmienne o kluczowym znaczeniu w analizie wpływu na wynik w KSE to:

- Wyt_WB – wytwarzanie energii elektrycznej z węgla brunatnego, o zakresie wpływu od 15,9 do 24,8 to najważniejszy czynnik wpływu. Oznacza to, że wahania w wielkości wytwarzanej energii elektrycznej z węgla brunatnego mają największy potencjał do obniżenia lub podniesienia końcowego wyniku w ramach KSE.
- Wyt_WK – wytwarzanie energii elektrycznej z węgla kamiennego to druga zmienna objaśniająca pod względem wpływu, z zakresem od 16,2 do 24,5.
- Trzecim czynnikiem jest zmienna Wyt_Gaz z zakresem wpływu na zmienną prognozowaną od 16,5 do 24,0.
- Czwartym w kolejności Cena_En_TGE(s), czyli cena energii elektrycznej na TGE) z zakresem od 16,1 do 24,0.
- Na piątym miejscu uplasowała się cena energii elektrycznej na giełdzie w Niemczech (Cena_Niemcy) z nieco niższym zakresem wpływu, jak cena energii elektrycznej na TGE.

Pozostałe czynniki (zmienne) mają niższy, choć razem znaczący wpływ na wynik KSE. Można wyciągnąć generalny wniosek, że aktualnie to czynniki związane z konwencjonalnym wytwarzaniem energii elektrycznej (węgiel brunatny, węgiel kamienny, gaz) oraz ceny rynkowe energii są kluczowymi determinantami niepewności i wpływu na wyniki w skali KSE.



9.6. Identyfikacja ryzyk technicznych i operacyjnych

W tym rozdziale prezentujemy identyfikację i ocenę ryzyk związanych z analizowanymi scenariuszami, ze szczególnym uwzględnieniem dynamicznych zmian w strukturze paliw i rosnącego udziału nowych technologii w miksie energetycznym. W ostatnich latach dynamicznie rośnie znaczenie odnawialnych źródeł energii, w tym biomasy, fotowoltaiki i lądowej energetyki wiatrowej. Jednocześnie kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego są planowane projekty dużych, stabilnych źródeł, takich jak energetyka jądrowa i w mniejszym stopniu¹⁹ morska energetyka wiatrowa. Równolegle unijne regulacje (np. dyrektywa RED III) znacząco wpływają na wykorzystywanie biomasy i kierunek transformacji. W konsekwencji charakter ryzyk systemowych w KSE zmienia się obejmując szerzej aspekty techniczne, ekonomiczne, środowiskowe, a także nowe wymiary geopolityczne i cybernetyczne.

Zidentyfikowane ryzyka pogrupowano w sześć głównych kategorii:

1. **ryzyka związane z biomasą** – dotyczące dostaw, jakości surowca oraz systemu kaskadowego wykorzystania,
2. **ryzyka regulacyjne i polityczne** – wynikające m.in. z wymogów RED III, certyfikacji biomasy oraz zmian w polityce wsparcia OZE (także tych wymienionych w KPEiK),
3. **ryzyka techniczne i operacyjne nowych dużych technologii** – w tym energetyki atomowej i morskiej energetyki wiatrowej,
4. **ryzyka systemowe KSE** – związane ze stabilnością sieci, bilansowaniem mocy oraz integracją zmiennych źródeł energii,
5. **ryzyka ekonomiczne i finansowe** – obejmujące nakłady inwestycyjne, wahania cen biomasy i kosztów wytwarzania OZE, kanibalizacji przychodów oraz niepewność wsparcia finansowego,
6. **ryzyka geopolityczne, trwałość i efektywność działania łańcuchów dostaw, cyberbezpieczeństwo.**

1. Ryzyka dotyczące biomasy obejmują aspekty związane z gospodarką biomasą i jej energetycznym wykorzystaniem:

- **Dostawy i jakość biomasy.** Biomasa jest surowcem sezonowym i zależnym od czynników rolnych, leśnych oraz logistycznych. Niewystarczająca dostępność może prowadzić do ograniczenia produkcji energii w blokach współpalających lub jednostkach dedykowanych. Jakość biomasy (wilgotność, zawartość popiołu, energia właściwa) wpływa na efektywność spalania i trwałość kotłów. Niska jakość zwiększa ryzyko awarii urządzeń, erozji/korozji kotłów i wysokich kosztów utrzymania.
- **Kaskadowe wykorzystanie biomasy i konkurencja.** Zasada kaskadowości wymaga maksymalnego wykorzystania biomasy w celach użytkowych (przemysł chemiczny, materiałowy, budowlany) przed jej użyciem energetycznym. Wprowadzenie zasady kaskadowości może prowadzić do drastycznego ograniczenia dostępności surowca dla energetyki, zwłaszcza biomasy leśnej. Wzrośnie konkurencja cenowa z innymi sektorami. Pojawi się również konieczność reorganizacji łańcuchów dostaw i dostosowania infrastruktury wytwórczej, co spowoduje wzrost nakładów inwestycyjnych dla jednostek wytwórczych KSE oraz ryzyko związane z uruchamianiem nowych obiektów przystosowanych do alternatywnych

¹⁹ Mniejszy stopień dotyczy stabilności, a zwłaszcza sterowalności.

biomasy. Kaskadowe wykorzystanie biomasy spowoduje również większe wahania jej cen i kosztów transportu (szczególnie w przypadku importu), co może wpłynąć na opłacalność projektów. Niespełnienie wymogów dyrektywy RED III dotyczących pochodzenia biomasy lub jej zrównoważonego użytkowania (np. kryteria dla lasów) może prowadzić do sankcji, utraty wsparcia finansowego (certyfikatów) oraz konieczności zmiany źródła paliwa.

3. | Ryzyka techniczne i operacyjne nowych dużych technologii.

Rozwój energetyki atomowej i morskich farm wiatrowych oznacza długi czas realizacji i możliwe opóźnienia wdrożeń. Długi czas budowy (8–15 lat) i ryzyko poważnych opóźnień w harmonogramach jest standardem w projektach jądrowych, co może stwarzać luki w bilansie mocy KSE.

- Wystąpi konieczność i ryzyko związane z integracją dużych bloków i instalacji farm wiatrowych w sztywnym reżimie pracy (podstawa), wymagająca głębokiej modernizacji sieci przesyłowych i systemów sterowania, a także zwiększenia elastyczności pozostałych jednostek.
- Dostawy paliwa jądrowego, jego przechowywanie i utylizacja odpadów promieniotwórczych to kolejne obszary ryzyka.
- Rozwój morskiej energetyki wiatrowej (MEW) będzie wymagał rozwiązania problemu zmienności i bilansowania układu. Ekstremalna zmienność produkcji w zależności od warunków pogodowych wymaga dużych elastycznych rezerw mocy oraz zaawansowanych systemów prognozowania i magazynowania.
- Ryzyko awarii turbin i kabli podmorskich to także ograniczony dostęp do serwisu w trudnych warunkach pogodowych, co wydłuża przestoje i obniża wskaźnik dyspozycyjności.
- Wpływ na ekosystemy morskie, żeglugę, rybołówstwo może powodować potencjalne kolizje z planami militarnymi i infrastrukturalnymi na Morzu Bałtyckim.

4. | Ryzyka systemowe i infrastrukturalne KSE.

Zmienny i nieprzewidywalny udział OZE (turbiny wiatrowe, instalacje PV) oraz planowane wycofywanie konwencjonalnych bloków wymaga znacznie większych, elastycznych rezerw mocy oraz zaawansowanych systemów bilansujących i usług systemowych (np. magazyny energii, Demand Side Response – DSR).

- Duże jednostki atomowe i MEW oraz masowy napływ inwerterowych instalacji OZE zmieniają charakterystykę dynamiczną KSE (inercja, stabilność częstotliwości i napięcia). Wymaga to modernizacji systemów zabezpieczeń i sterowania.
- Niedostateczna zdolność przesyłowa sieci dystrybucyjnych (niskie i średnie napięcie) do przyłączania i odbioru energii z rozproszonych źródeł OZE (PV) wiąże się z ryzykiem odmów przyłączenia i ograniczenia produkcji (redukcje).
- Niedostateczne rezerwy mocy lub awarie krytycznej infrastruktury (linie przesyłowe, stacje) mogą prowadzić do blackout'ów lub planowych ograniczeń dostaw energii.
- Modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych jest krytyczna i opóźniona względem rozwoju OZE. Niedostateczne tempo inwestycji w smart grids (inteligentne sieci) może ograniczyć efektywną integrację nowych technologii.

5. | Ryzyka ekonomiczne i finansowe.

Koszty inwestycyjne, operacyjne i ryzyko inflacji: Duże nakłady inwestycyjne w atom i MEW stwarzają ryzyko przekroczenia budżetu, długich okresów zwrotu oraz negatywnego wpływu inflacji i wysokich stóp procentowych na koszt kapitału.

- Budowa nowych dużych instalacji wytwórczych oznacza wysokie koszty inwestycyjne w fazie budowy i utrzymania, a także konieczność posiadania i utrzymywania infrastruktury przesyłowej,
- Duże inwestycje kapitałowe wiążą się z możliwościami przekroczenia budżetu i terminów realizacji, które ostatecznie przekładają się na wzrost kosztów energii dla odbiorców.
- Wahania cen uprawnień do emisji CO₂ i cen surowców. Budowa nowych zeroemisyjnych obiektów energetycznych może istotnie wpływać na spadki cen uprawnień i deregulować funkcjonowanie systemu ETS. Spadek cen uprawnień do emisji CO₂ może powodować poprawę konkurencyjności obiektów bazujących na paliwach kopalnych, wzrost konkurencyjności, kanibalizm energetyczny, w szczególności poza godzinami szczytu. Ostatecznie rośnie koszt energii dla społeczeństwa. Z drugiej strony zmienność cen surowców – wahania cen biomasy, gazu ziemnego oraz kluczowych materiałów (np. stal, metale ziem rzadkich) wpływają na rentowność projektów i koszty O&M.
- Niepewność finansowa, która wiąże się ze zmianami w polityce wsparcia (subwencje, aukcje OZE, taryfy gwarantowane) oraz zmianami w dostępności finansowania unijnego (np. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji) może zwiększać niepewność dla inwestorów oraz właścicieli aktualnie funkcjonujących jednostek wytwórczych.

6. | Ryzyka geopolityczne, trwałość i efektywność działania łańcuchów dostaw, cyberbezpieczeństwo.

Pandemia COVID-19 oraz wojna w Ukrainie pokazały, że turbulentne otoczenie biznesowe od razu zmienia warunki handlowe. Rosną ceny towarów, spada dostępność materiałów, części zamiennych. Stwarza to ryzyko zakłóceń łańcuchów dostaw i prawidłowego funkcjonowania systemu energetycznego.

- Ryzyko koncentracji dostawców. Uzależnienie od jednego dużego dostawcy z Azji stwarza ryzyko monopolu cenowego i technicznego.
- Bliskość stref konfliktu (np. Ukraina) zwiększa ryzyko fizycznych i cybernetycznych ataków na krytyczną infrastrukturę KSE.
- Rosnąca skala ataków na infrastrukturę krytyczną atakami cybernetycznymi (ransomware, ataki na systemy sterowania SCADA) na elektrownie, stacje transformatorowe i systemy operatorów.
- Wzrost stopnia cyfryzacji i automatyzacji KSE (smart grids, liczniki zdalne) zwiększa liczbę potencjalnych punktów wejścia dla ataków, co zagraża ciągłości działania i integralności danych.
- Powszechny jest również niedobór wykwalifikowanych specjalistów ds. cyberbezpieczeństwa w sektorze energetycznym.

Podsumowanie i syntetyczną ocenę ryzyk wraz z określeniem ich istotności zaprezentowano w tabeli 9.13.

Tabela 9.13. Lista ryzyk dla zidentyfikowanych scenariuszy transformacji KSE wraz z oceną ich istotności.

GRUPA RYZYK	RYZYKO	OPIS	ISTOTNOŚĆ
BIOMASA	Dostawy biomasy	Sezonowość, zależność od rolnictwa i logistyki; wpływ na stabilność produkcji energii	Wysoka
	Jakość biomasy	Wilgotność, popiół, energia właściwa; wpływ na spalanie i trwałość urządzeń	Wysoka
	Kaskadowe wykorzystanie biomasy	Preferowane wysokowartościowe zastosowanie biomasy ogranicza dostępność dla energetyki	Wysoka
	Koszty i regulacje biomasy	Wahania cen, wymogi dyrektywy RED III, certyfikacja biomasy	Wysoka
REGULACYJNE POLITYCZNE	Wymogi RED III	Konieczność spełnienia wymogów udziału OZE i zrównoważonej biomasy	Wysoka
	Certyfikacja biomasy	Koszty administracyjne, ryzyko utraty wsparcia	Średnia
	Zmiany polityki energetycznej	Niepewność wsparcia, możliwe sankcje	Średnia
TECHNICZNE, OPERACYJNE, NOWYCH TECHNOLOGII	Energetyka atomowa – opóźnienia	Długi czas budowy, integracja z KSE (praca w podstawie a wysokie chwilowe udziały energii z OZE)	Wysoka
	Energetyka atomowa – awarie i bezpieczeństwo	Ryzyko techniczne i incydentów	Średnia
	MEW – zmienność produkcji	Wymaga elastycznych rezerw mocy, wpływ na stabilność KSE	Średnia
	MEW – koszty inwestycji i utrzymania	Wysokie CAPEX/OPEX	Wysoka
	MEW – ryzyka środowiskowe	Wpływ na ekosystemy morskie, rybołówstwo, żeglugę	Średnia
SYSTEMOWE KSE	Zmienność OZE i biomasy	Potrzeba rezerw mocy, bilansowanie systemu	Wysoka
	Stabilność częstotliwości i napięcia	Integracja dużych bloków atomowych i MEW	Średnia
	Niedostateczne rezerwy mocy	Ryzyko blackout'ów, ograniczeń dostaw	Średnia
	Modernizacja sieci	Integracja nowych technologii, OZE	Niska
EKONOMICZNE, FINANSOWE	Duże nakłady inwestycyjne	Atom, MEW – ryzyko przekroczenia budżetu i wydłużonego zwrotu	Wysoka
	Wahania cen biomasy i OZE	Wpływ na rentowność projektów	Wysoka
	Zmiany w polityce wsparcia	Subwencje, aukcje, taryfy gwarantowane	Średnia
	Ryzyka prawne i regulacyjne	Wymogi dyrektywy RED III, certyfikacja biomasy, przepisy ochrony środowiska	Wysoka

9.7. Podsumowanie

Analiza wyników symulacji dla scenariuszy Bazowy – KSE 2024 oraz KSE-0Biomasy ujawnia znaczące różnice w produkcji, przychodach i kosztach KSE, determinowane udziałem biomasy w miksie energetycznym. W scenariuszu bazowym średnia produkcja energii wynosi 159,2 TWh (percentyle 5–95%: 156,0 do 163,0 TWh), przychodach 86,37 mld zł (78,0 do 95,0 mld zł) i kosztach – odpowiednio: 69,7 mld zł (61,6 do 77,7 mld zł), co skutkuje średnim wynikiem finansowym rządu 16,76 mld zł z zakresem zmienności dla 90% wszystkich obserwacji w przedziale 9,5–24,2 mld zł.

W wariacie bez biomasy produkcja spada do 153,0 TWh, przychody do 83,0 mld zł, koszty do 66,8 mld zł, a wynik finansowy utrzymuje się na zbliżonym poziomie 16,16 mld zł (zakres zmienności w 90% przedziale ufności: 9,18 do 23,36 mld zł), co wskazuje na częściową kompensację spadku przychodów przez niższe koszty wytworzenia energii elektrycznej. Udział biomasy zwiększa produkcję średnio o 6,19 TWh, przychody o 3,37 mld zł i koszty o 2,77 mld zł, generując wynik netto 595 mln zł, przy czym w 90% wszystkich obserwacji mieści się w przedziale 204 do 999 mln zł.

Analiza przepływów transgranicznych energii elektrycznej wykazuje ujemny wolumen rządu –6,2 TWh, przekładający się na ujemną wartość finansową –3,49 mld zł (w 90% przedziale zmienności, od –5,46 do –1,80 mld zł). Ostateczny bilans KSE z uwzględnieniem wymiany handlowej wynosi, na poziomie wartości średniej, 721 mln zł (90% zakres wahań: –0,99 do 2,67 mld zł), co odzwierciedla wpływ importu energii elektrycznej z Niemiec na wynik ekonomiczny.

Mając powyższe na uwadze, scenariusz z biomasą charakteryzuje się stabilniejszą strukturą kosztów i wyższą efektywnością systemu, zapewniając przewidywalność produkcji i odporność na zmienne warunki rynkowe. Biomasa jest źródłem sterowalnym i stabilnym, istotnym dla bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w godzinach szczytu. W obecnym stanie KSE, utrzymanie istniejących jednostek biomasowych jest uzasadnione, podczas gdy alternatywą są kosztowne „nowe moce” w energetyce jądrowej i morskiej wiatrowej.

Analiza porównawcza scenariuszy wzrostu udziału biomasy (**WEM**) i zmniejszenia udziału biomasy (**WAM**) ujawnia różnice w kluczowych obszarach funkcjonowania KSE, obejmujących produkcję energii, przychody, koszty oraz wynik finansowy. Produkcja w obu scenariuszach jest stabilna, średnio 161–162 TWh, z niewielką zmiennością między 5. a 95. percentylem (158–164,5 TWh). Różnice obu tych scenariuszy dotyczą głównie aspektów ekonomicznych – scenariusz wzrostu udziału biomasy (**WEM**), przy nieco wyższych kosztach operacyjnych, generuje średnio 3,13 mld zł wyższe przychody i 1,52 mld zł wyższy wynik finansowy niż scenariusz zmniejszenia udziału biomasy (**WAM**), zachowując dodatnią rentowność dla większości obserwacji w symulacji. Osiągnięty w symulacji zakres potencjalnych zysków w scenariuszu wzrostu udziału biomasy **WEM** jest szerszy. Scenariusz ten charakteryzuje się wyższym potencjałem ekonomicznym – średnio o około 1,15 mld zł wyższym wynikiem netto w stosunku do wariantu, w którym założono spadek udziału biomasy (**WAM**), jednak większa ekspozycja na zmienność cen energii czyni go bardziej wrażliwym na czynniki zewnętrzne. Z kolei scenariusz zmniejszenia udziału biomasy **WAM** reprezentuje podejście quasi-konserwatywne, ukierunkowane na stabilność finansową przy nieco niższej, lecz bardziej przewidywalnej rentowności. Analiza przepływów energii w tranzycie wskazuje na niewielką przewagę wymiany handlowej w scenariuszu zwiększonego udziału biomasy (**WAM**) – średni bilans to 532 GWh, natomiast bilans KSE z uwzględnieniem importu i eksportu sugeruje dodatni efekt ekonomiczny dla scenariusza wzrostu udziału biomasy (**WEM**) na poziomie ok. 1,65 mld zł.

Podsumowując, oba te scenariusze cechują się wysoką odpornością na zmienne warunki rynkowe, przy czym scenariusz wzrostu udziału biomasy (**WEM**) oferuje wyższy potencjał finansowy, a scenariusz alternatywny – większą stabilność, co ma istotne znaczenie dla długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego i ekonomicznego systemu.



AUTORZY RAPORTU:



Wydział Prawa i Administracji
Uniwersytetu Warszawskiego



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk