



Zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu za lata 2020-2021

Podsumowanie



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Spis treści

Wykaz skrótów	3
1. Kontekst ogólny opracowania sprawozdania.....	4
2. Wymiar obniżenie emisyjności – emisje i pochłanianie GC	6
3. Wymiar obniżenie emisyjności – energia ze źródeł odnawialnych.....	8
3.1. Odnawialne źródła energii w elektroenergetyce	10
3.1.1. Energetyka słoneczna (PV)	11
3.1.2. Elektrownie wiatrowe	11
3.1.3. Moce na biomasę i biogaz (w tym biometan)	11
3.1.4. Energetyka wodna	12
3.2. Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie i chłodnictwie	12
3.3. Odnawialne źródła energii w transporcie.....	12
3.4. Wsparcie rozwoju odnawialnych źródeł energii	13
3.4.1. Świadectwa pochodzenia	13
3.4.2. Aukcje OZE.....	13
3.4.3. System FIT i FIP dla mniejszych wytwórców OZE do 1 MW	13
3.4.4. Gwarancje pochodzenia	14
3.4.5. Wsparcie dla morskiej energetyki wiatrowej	14
3.4.6. Prosumencki system rozliczeń	14
3.4.7. Inne działania (niebędące mechanizmami wsparcia).....	14
4. Wymiar efektywność energetyczna	15
5. Wymiar bezpieczeństwo energetyczne	17
5.1. Bezpieczeństwo surowcowe.....	17
5.1.1. Węgiel.....	17
5.1.2. Gaz ziemny	18
5.1.3. Ropa naftowa.....	19
5.2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne.....	20
6. Wymiar jednolity rynek energii	21
6.1. Redukcja ubóstwa energetycznego	22
7. Wymiar badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.....	24
7.1. Polityka naukowa państwa	24
7.2. System koordynacji krajowych inteligentnych specjalizacji	25
7.3. Nakłady na badania i rozwój w Polsce.....	25
7.4. Konkurencyjność.....	25
7.4.1. Rekompensaty dla sektorów i podsektorów energochłonnych	27
8. Spis rysunków	28
9. Lista załączników i tabel w sprawozdaniu (zawartych w formacie Excel)	29

Wykaz skrótów

ARE S.A	Agencja Rynku Energii S.A.
B+R	Badania i rozwój
CfD	Kontrakt różnicowy (ang. contract for difference)
CNG	Sprężony gaz ziemny (ang. compressed natural gas)
ESP	Elektrownie szczytowo-pompowe
ETS	Europejski System Handlu Emisjami (ang. EU Emission Trading Scheme)
FIP	System dopłat do ceny rynkowej (ang. feed-in-premium)
FIT	System taryf gwarantowanych (ang. feed-in-tariff)
GC	Gazy cieplarniane
GERD	Wydatki krajowe brutto na badania i rozwój (ang. Gross domestic expenditure on research and experimental development)
GVA	Wartość dodana brutto (ang. gross value added)
GW	Gigawat
KE	Komisja Europejska
KIS	Krajowe inteligentne specjalizacje
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPB	Krajowy Program Badań
KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	Skroplony gaz ziemny (ang. liquefied natural gas)
LULUCF	Sektor użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (ang. land use, land use change and forestry)
MKiŚ	Ministerstwo Klimatu i Środowiska
MToe	Megatona oleju ekwiwalentnego
MW	Megawat
MWh	Megawatogodzina
NECPR	Zintegrowane sprawozdanie z KPEiK (ang. National Energy and Climate Progress Report)
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PKB	Produkt krajowy brutto
PNP	Polityka Naukowa Państwa
RIS	Regionalne inteligentne specjalizacje
SOR	Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)
TJ	Teradzul
TWh	Terawatogodzina
UE	Unia Europejska
WAM	Scenariusz KPEiK z dodatkowymi działaniami (ang. with additional measures)
WEM	Scenariusz KPEiK z wdrożonymi działaniami (ang. with existing measures)
XBID	Transgraniczne transakcje dnia bieżącego (ang. Cross-Border Intraday)

1. Kontekst ogólny opracowania sprawozdania

Obowiązek sporządzenia zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu wynika z art. 17 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999¹ 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 uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.

Format i zawartość krajowego sprawozdania wynika z generalnego zastosowania wymagań, zdefiniowanych w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2022/2299² z dnia 15 listopada 2022 r. ustanawiającym zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 w odniesieniu do struktury, formatu, szczegółów technicznych i procedury dotyczących zintegrowanych krajowych sprawozdań z postępów w dziedzinie energii i klimatu.

Ponadto, zgodnie z art. 17 ust. 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999, ww. sprawozdanie obejmuje treści zawarte w raporcie na temat polityk i środków oraz prognoz dotyczących gazów cieplarnianych, opracowanym na podstawie art. 18 tego rozporządzenia.

Zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu za lata 2020–2021 składa się z dwóch części tj.:

- I. **podsumowania o charakterze ogólnym**, prezentującego generalny opis uwarunkowań wdrażania i postępów w realizacji kierunków rozwoju, celów i polityk opisanych w pierwszym *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* (KPEiK) z 2019 r. Podsumowanie zostało opracowane z inicjatywy własnej Ministerstwa Klimatu i Środowiska,
- II. **pliku w formacie Excel**, zawierającego szczegółowe elementy wymagane ww. rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2022/2299. Wykaz tabel oraz dodatkowe objaśnienia zawarto w rozdziale 9. Podsumowania. Oznaczenie kolorami w arkuszach Excel odpowiada wytycznym Komisji Europejskiej i definiuje, które dane są wymagane w sprawozdaniu z KPEiK. W przeważającej większości informacje sprawozdawcze zostały wprowadzone w polach obowiązkowych (M – ang. mandatory) oraz oznaczonych kolorem zielonym. Dane w polach o innych barwach zostały przekazane do Komisji Europejskiej w ramach odrębnego raportowania. Ustrukturyzowany kształt pliku Excel wynika również z konieczności odpowiedniego zaimportowania informacji do platform ReportENER i ReportNet3, za pośrednictwem których sprawozdanie zostanie przekazane do Komisji Europejskiej.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało zintegrowane sprawozdanie z KPEiK za lata 2020-2021 we współpracy z następującymi podmiotami: Ministerstwem Aktywów Państwowych, Ministerstwem Edukacji i Nauki, Ministerstwem Finansów, Ministerstwem Funduszy i Polityki Regionalnej, Ministerstwem Infrastruktury, Ministerstwem Rodziny i Polityki

¹ Dz. Urz. UE L 328/1 z dn. 21.12.2018 r.

² Dz. Urz. UE L 306/1 z dn. 25.11.2022 r.

Spółecznej, Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwem Rozwoju i Technologii, Głównym Urzędem Statystycznym, Urzędem Regulacji Energetyki, Agencją Rynku Energii (ARE S.A.), Krajowym Ośrodkiem Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Narodowym Centrum Badań i Rozwoju, Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Wojewódzkimi Funduszami Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

W ramach zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu przedstawiono informacje nt. postępów w realizacji krajowych założeń, celów i wkładów oddzielnie do pięciu wymiarów unii energetycznej:

1. obniżenie emisyjności,
2. efektywność energetyczna,
3. bezpieczeństwo energetyczne,
4. wewnętrzny rynek energii,
5. badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

Realizacja *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* w okresie od 2020 r. była w sposób znaczący zaburzona ze względu na trudne do przewidzenia uwarunkowania kryzysowe. Sytuacja krajowa i międzynarodowa wpłynęła na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i spowodowała konieczność podjęcia natychmiastowych i zdecydowanych kroków w odniesieniu do kwestii bieżących, jak również weryfikacji założeń strategii długoterminowej. Wpływ miało na to szereg czynników, w tym między innymi:

- wystąpienie pandemii COVID-19 oraz jej negatywne skutki dla gospodarki krajowej i unijnej objawiające się m.in. redukcją zdolności produkcyjnych, wzrostem kosztów produkcji, obniżeniem zapotrzebowania na energię i paliwa w poszczególnych sektorach gospodarki, trudnościami w łańcuchu dostaw mających wpływ na spowolnienie i koszty procesów inwestycyjnych, in.;
- publikacja i negocjacje unijnego pakietu legislacyjnego „Fit for 55” zwiększającego ambicje energetyczno-klimatyczne UE na rok 2030, przez m.in. ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 55% do 2030 r., a co za tym idzie dezaktualizację dotychczasowych celów oraz konieczność intensyfikacji działań i środków w celu niskoemisyjnej transformacji szeregu sektorów gospodarki – elektroenergetyki, ciepłownictwa, budownictwa, transportu, przemysłu, rolnictwa i in.;
- wzrost cen surowców energetycznych wynikający m.in. z manipulacji spółki Gazprom na europejskim rynku, co prowadziło do generalnych wniosków dot. zasadności wzmocnienia działań na rzecz dywersyfikacji kierunków dostaw i budowania bezpieczeństwa energetycznego w oparciu o inne kierunki dostaw niż wschodni;
- inwazja Rosji na terytorium Ukrainy, która doprowadziła do wzrostu cen surowców i energii oraz problemów z dostępnością surowców. W związku z bezprecedensową sytuacją oraz działaniami interwencyjnymi m.in. w postaci unijnych pakietów sankcyjnych i krajowych działań interwencyjnych (jak np. wprowadzenie zakazu przywozu do Polski i tranzytu przez Polskę węgla pochodzącego z Rosji), priorytetem stało się wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego, a w konsekwencji – suwerenności energetycznej;

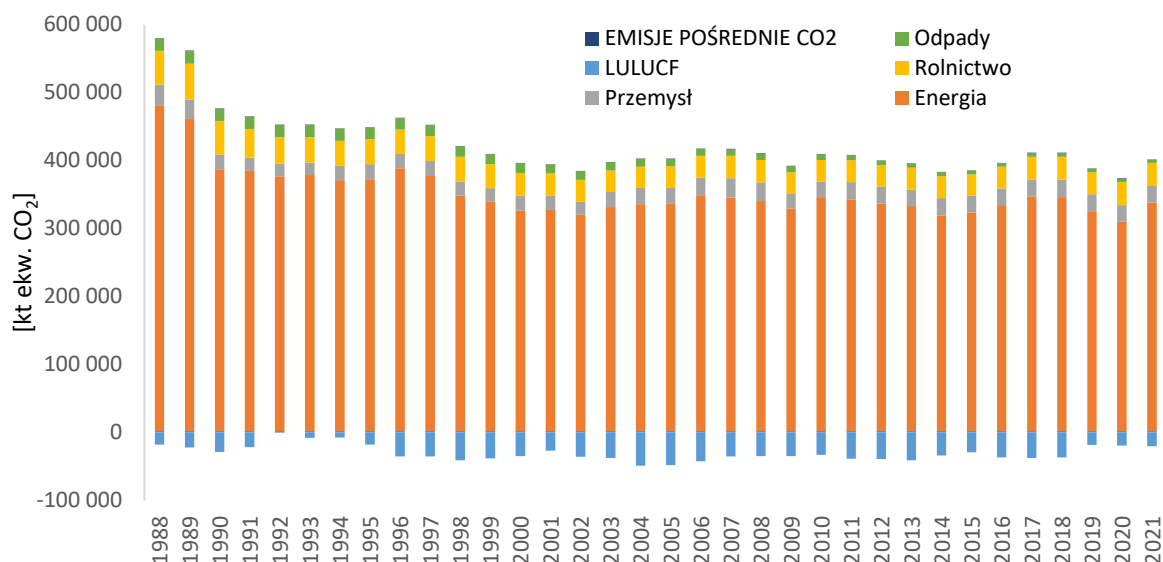
- publikacja planu REPowerEU, będącego odpowiedzią UE na trudności i zakłócenia na rynku energii spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę. Celem REPowerEU było ograniczenie zależności od rosyjskich paliw kopalnych oraz przyspieszenie transformacji energetycznej UE, stanowiąc jednocześnie uzupełnienie pakietu „Fit for 55”.

Bezprecedensowe uwarunkowania geopolityczne i szereg następujących czynników ekonomicznych, społecznych, regulacyjnych, politycznych wpływały na sposób wdrażania KPEiK w pierwszych latach jego obowiązywania.

2. Wymiar obniżenie emisyjności – emisje i pochłanianie GC

Całkowita krajowa emisja gazów cieplarnianych w Polsce wyniosła w 2020 r. i 2021 r. odpowiednio 371,9 i 399,9 mln t ekwiwalentu CO₂ z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ oraz z wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z kategorii *użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo* (LULUCF). W porównaniu do roku 1988 wielkość emisji za rok 2020 zmniejszyła się o ok. 35,1%, natomiast za rok 2021 zmniejszyła się o ok. 30,8%. Największy spadek w emisji gazów cieplarnianych (GC) w latach 1988–2021 zanotowano w kategoriach: *odpady, rolnictwo i energia* (odpowiednio o ok. 74,4%, 32% i 29,9%). W kategorii *odpady* było to spowodowane rozwojem technologii składowania i legislacji w tym zakresie (w wyniku których w 2021 r. przez składowanie zutylizowano 58% masy odpadów w stosunku roku 1988) oraz rozwojem recyklingu i termicznej utylizacji odpadów. W rolnictwie znaczący spadek emisji spowodowany był zmianami strukturalnymi i ekonomicznymi po 1989 r., w tym zmniejszeniem produkcji zwierzęcej i roślinnej (np. nastąpił spadek pogłowia bydła w latach 1988–2021 z ponad 10 mln szt. do ok. 6 mln, owiec z ponad 4 mln szt. do ok. 288 tys.). Z kolei redukcja emisji w kategorii *energia* związana była głównie z transformacją w przemyśle ciężkim oraz ze spadkiem zużycia i wydobycia węgla, a także z działaniami w kierunku poprawy efektywności energetycznej. W przypadku kategorii *LULUCF*, rok 2021 był kolejnym z rzędu rokiem, w którym poziom pochłaniania CO₂ w polskich lasach nie osiągnął poziomu odnotowywanego na przestrzeni lat poprzedzających załamanie trendu tej akumulacji w roku 2019.

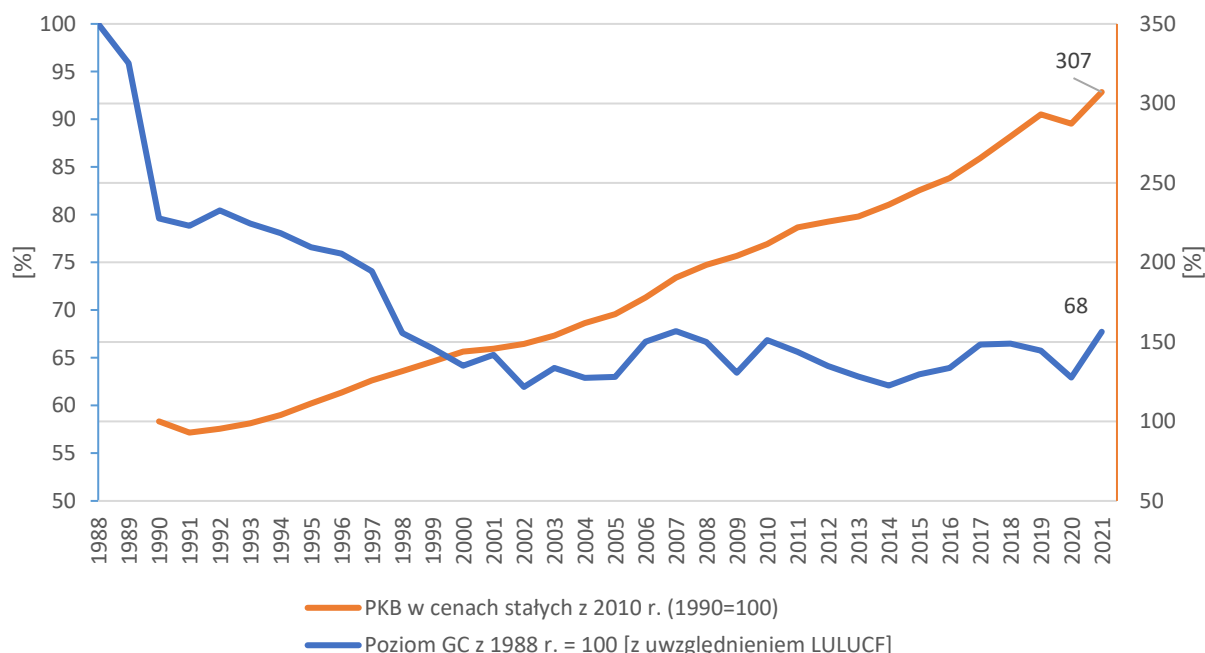
W przebiegu zmian zagregowanej emisji gazów cieplarnianych widoczny jest trend spadkowy. W 2019 r. odnotowywano spadek krajowej emisji GC o 6% w porównaniu z 2018 r., następnie o dalsze 4% w 2020 r. w stosunku do roku poprzedniego. Główną przyczyną spadku emisji w 2020 r., który był pierwszym rokiem pandemii COVID-19, było niższe zużycie paliw spalanych w źródłach stacjonarnych (węgla kamiennego o ponad 6% i brunatnego o ponad 8%) oraz w transporcie (tj. benzyny o blisko 7% i oleju napędowego o blisko 3%). Poza sektorem energii obniżyła się także emisja w kategorii procesów przemysłowych. Było to przede wszystkim wynikiem spadku produkcji w branży hutniczej (obniżenie produkcji stali konwertorowej o ok. 20%, surówki żelaza o ponad 18% i spieku o ok. 24%). W 2021 r. emisja krajowa GC ponownie wzrosła (o blisko 8%) w stosunku do poprzedniego roku i zbliżyła się do ok. 400 mln t ekwiwalentu CO₂. Najistotniejszy wzrost emisji GC odnotowano w sektorze spalania paliw – o ok. 10%. Powodem było wyższe zużycie: węgla kamiennego o ok. 10,6%, węgla brunatnego o ok. 19% oraz gazu ziemnego o ok. 10,3% w źródłach stacjonarnych oraz benzyny o ok. 10,6%, oleju napędowego o ok. 8,3% oraz CNG o ok. 42,5% w transporcie.



Rysunek 1. Zagregowane emisje gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem kategorii 4 – LULUCF) w latach 1988-2021 wg kategorii źródeł emisji

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych KOBiZE

W ujęciu historycznym, na przestrzeni ostatnich lat 1988-2021 obserwowane jest w Polsce zjawisko polegające na rozdzieleniu relacji pomiędzy wzrostem dynamiki PKB a emisją gazów cieplarnianych. Przyrastająca wartość PKB nie pociąga za sobą wzrostu poziomu emisji, co obrazuje wykres poniżej. W latach 1988-2021 nastąpiła redukcja emisji GC (z uwzględnieniem LULUCF) o ok. 32%, przy ponad trzykrotnym wzroście PKB.



Rysunek 2. Relacja dynamiki PKB do emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2021

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych Eurostat i KOBiZE

Należy zwrócić uwagę, że Polska wypełniła swoje zobowiązanie do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w latach 2013–2020 w stosunku do roku 2005 w zakresie sektorów nieobjętych EU ETS, wynikające z legislacji unijnej, zgodnie z decyzją PE i Rady nr 2009/406/WE w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja ESD). W całym okresie rozliczeniowym 2013–2020 Polska osiągnęła nadwyżkę emisji w wysokości 545 tys. t ekwiwalentu CO₂.

Zgodnie z opracowanymi na podstawie art. 18 unijnego rozporządzenia 2018/1999 prognozami dotyczącymi gazów cieplarnianych, przewidywane emisje gazów cieplarnianych w Polsce wykazują dalszy trend spadkowy do 2050 r. Krajowe projekcje emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych przygotowano w dwóch wariantach: wg scenariusza „z działaniami” (WEM – *with existing measures*), który obejmuje przewidywaną wielkość emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z uwzględnieniem przyjętych i już wdrażanych polityk i działań mających na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz wg scenariusza „z dodatkowymi działaniami” (WAM – *with additional measures*), który obejmuje dodatkowo planowane do wdrożenia działania. Według scenariusza „z działaniami” emisja gazów cieplarnianych w Polsce do 2050 r. wyniesie 331 mln t ekwiwalentu CO₂ i zmniejszy się o ok. 43% w stosunku do 1988 r. i o ok. 31% w odniesieniu do 1990 r. Z kolei w odniesieniu do 2030 r. spodziewana redukcja emisji gazów cieplarnianych będzie niższa o ok. 31% w stosunku do 1988 r. i o ok. 16% w odniesieniu do 1990 r. Według scenariusza „z dodatkowymi działaniami” prognozuje się, że emisja gazów cieplarnianych w Polsce do 2050 r. wyniesie 272 mln t ekwiwalentu CO₂ i zmniejszy się o 53% w stosunku do 1988 r. i o 43% w odniesieniu do 1990 r. Natomiast w 2030 r. spodziewana redukcja emisji wyniesie 40% w stosunku do 1988 r. i 27% w odniesieniu do 1990 r. Należy dodać, że scenariusz „z dodatkowymi działaniami” planowanymi w sektorze energii, zakłada osiągnięcie celu redukcyjnego na rok 2030 dla sektorów nieobjętych ETS, określonego dla Polski w unijnych ramach energetyczno-klimatycznych, na poziomie -7% w stosunku do 2005 r.³ Przewiduje się, że ww. prognozy będą ulegały aktualizacji, m.in. w związku z kształtowaniem kontrybucji Polski do realizacji celów klimatyczno-energetycznych UE na 2030 r. w związku z wdrażaniem Fit for 55.

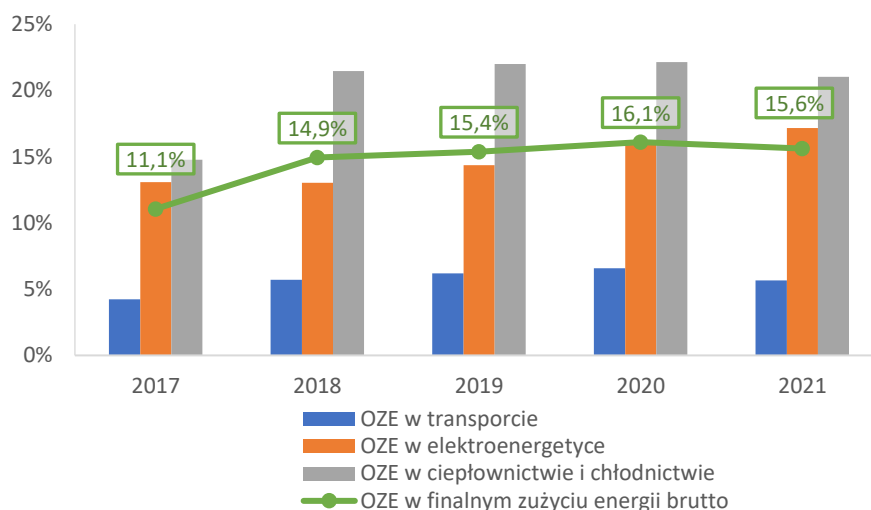
3. Wymiar obniżenie emisyjności – energia ze źródeł odnawialnych

Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie były zobowiązane do zapewnienia określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. Obowiązkowe krajowe cele ogólne składały się na założony 20% udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto we Wspólnocie. Dla Polski cel na 2020 r. został ustalony na poziomie 15%, przy czym został osiągnięty na poziomie ok. 16,13%. Ponadto, każde państwo członkowskie powinno było zapewnić, aby w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych we wszystkich rodzajach

³ Raport o krajowych politykach i środkach na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych wymagany na podstawie art. 18.1(a) rozporządzenia 2018/1999

transportu wynosił co najmniej 10% końcowego zużycia energii w transporcie. Docelowy 10% udział energii ze źródeł odnawialnych w transporcie osiągnęły i przekroczyły Szwecja, Finlandia i Holandia. Pozostałe 25 krajów (w tym Polska) nie zrealizowało wyznaczonego celu. W Polsce ten wskaźnik wyniósł 6,6%.

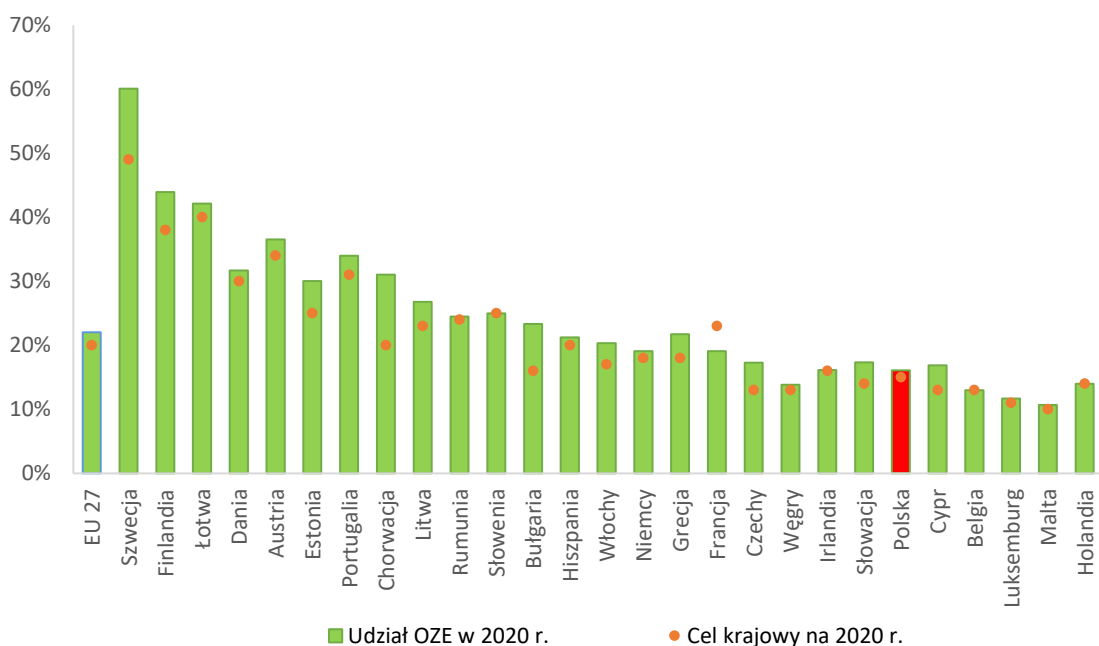
Poniższy wykres przedstawia procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w poszczególnych sektorach i ogółem na przestrzeni lat 2017-2021.



Rysunek 3. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto oraz w poszczególnych sektorach.

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych statystycznych Eurostat i KE „Country datasheets”

Wykres poniżej prezentuje dane dotyczące poziomu osiągnięcia celów na 2020 r. przez poszczególne państwa członkowskie UE.

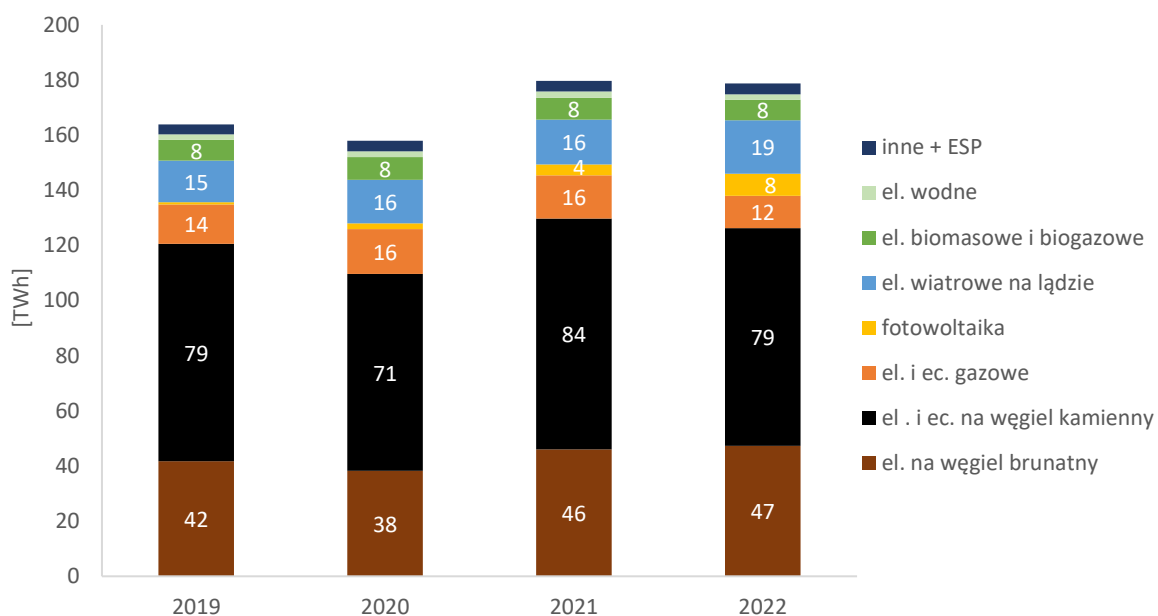


Rysunek 4. Udział i cele OZE w finalnym zużyciu energii brutto dla krajów UE 27 na 2020 r.

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych Eurostat i KE „Country datasheets”

3.1. Odnawialne źródła energii w elektroenergetyce

W Polsce sukcesywnie postępuje proces transformacji sektora elektroenergetycznego w kierunku zwiększenia wykorzystania źródeł odnawialnych. W okresie od początku 2020 do końca 2022 r. nastąpił wzrost mocy zainstalowanej w KSE z poziomu ok. 47 GW do poziomu ok. 60 GW. Największy udział w zwiększeniu mocy zainstalowanej odnotowały odnawialne źródła energii, głównie w wyniku przyłączeń generacji fotowoltaicznej (w szczególności mikroinstalacji prosumenckich). Na koniec 2022 r. moc zainstalowana źródeł odnawialnych wynosiła niemal 23 GW⁴, co stanowiło ponad 37% mocy zainstalowanej w KSE i oznaczało wzrost mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych o ok. 34% w stosunku do roku poprzedniego. Na koniec 2021 r. moc zainstalowana źródeł odnawialnych wzrosła o ok. 77% w porównaniu ze stanem z początku 2020 r. Dynamiczny rozwój mocy wytwórczych opartych o odnawialne źródła energii wpływa na strukturę produkcji energii elektrycznej. Poniższy wykres przedstawia produkcję energii elektrycznej [TWh] w latach 2019-2022 w podziale na technologie wytwarzania energii.



Rysunek 5. Struktura produkcji energii elektrycznej w podziale na technologie wytwarzania

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z ARE S.A. pochodzących z danych statystycznych statystyki publicznej

⁴ Na podstawie danych statystycznych uzyskiwanych w ramach realizacji Programu badań statystycznych statystyki publicznej, ARE S.A. na zlecenie MKiŚ

3.1.1. Energetyka słoneczna (PV)

Na koniec 2021 r. moc zainstalowana w fotowoltaice osiągnęła poziom blisko 7,7 GW. W porównaniu z początkiem 2020 r. do sieci przyłączono wówczas instalacje o mocy ponad 3,7 GW. Na koniec 2022 r. moc zainstalowana w fotowoltaice wyniosła ok. 12,2 GW, a w związku z powyższym PV stała się technologią o największym udziale w mocach OZE.

Od początku roku 2020 do końca 2021 liczba prosumentów posiadających mikroinstalacje fotowoltaiczną wzrosła z ok. 154,5 tys. do ok. 845,5 tys., a łączna moc tych instalacji wzrosła niemal sześciokrotnie tj. z poziomu ok. 1 GW do ok. 5,8 GW. W 2022 r. liczba instalacji prosumenckich przekroczyła 1,1 mln, przy czym łączna moc zainstalowana wyniosła ok. 9 GW.

Należy również wskazać, że w ramach aukcji OZE w latach 2020-2021 zakontraktowano nowe instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy 4,6 GW. Przewidywany jest dalszy rozwój energetyki słonecznej zarówno ze względu realizację projektów wynikających z aukcji OZE, jak i dalszy rozwój energetyki prosumenckiej.

3.1.2. Elektrownie wiatrowe

Na koniec 2022 r. moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wyniosła ok. 8,3 GW natomiast w 2021 r. – ok. 7,1 GW, a w 2020 r. – ok 6,4 GW. W ramach systemu aukcyjnego w latach 2020-2021 zakontraktowano instalacje wiatrowe o mocy 1,7 GW.

Elektrownie wiatrowe w latach 2020 i 2021 generowały ok. 16 TWh rocznie. W 2022 r. moce wiatrowe zapewniły ok. 19,4 TWh energii elektrycznej. Generacja wiatrowa stanowiła ponad połowę energii wygenerowanej ze źródeł odnawialnych w Polsce w latach 2019-2022.

W okresie obowiązywania KPEiK w zakresie energetyki wiatrowej na morzu prowadzone były działania w celu wsparcia systemowego dla wdrożenia i rozwoju ww. technologii w Polsce mając na względzie plany inwestycyjne i prognozy energetyczne uwzględniające ok. 5,9 GW mocy zainstalowanych do 2030 r. Zgodnie z przewidywaniami pierwsze elektrownie wiatrowe na morzu (offshore) zostaną wybudowane ok. 2025 r., przy czym pełna synchronizacja z KSE i generacja nastąpi po 2025 r.

3.1.3. Moce na biomasę i biogaz (w tym biometan)

Moce biomasowe i biogazowe to stabilne źródła energii, lecz obecnie m.in. ze względu na wysokie koszty funkcjonowania i ograniczoną dostępność surowców nie stanowią wysokiego udziału w strukturze mocy w KSE – w 2022 r. moc zainstalowana w ww. technologiach przekroczyła 1,2 GW, odpowiadając za ok. 2% udziału w strukturze mocy krajowego systemu. Wartość ta jest większa o 0,1 GW względem lat 2019-2021, w których moc zainstalowana wzrastała rocznie o ok. 15-20 MW.

Rozwój energetyki biomasowej i biogazowej w Polsce jest wspierany głównie w ramach systemu taryf gwarantowanych (FIT) oraz systemu dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Potencjał biogazu, w tym biogazu rolniczego, wymaga dalszego wsparcia, a także stałego dialogu z przedstawicielami sektora. Wykorzystanie potencjału w zakresie biogazowni rolniczych, w tym instalacji wytwarzania biometanu w oparciu o biogaz rolniczy,

pozwałać będzie na niwelację negatywnego oddziaływania na środowisko i zmniejszenie uciążliwości produkcji rolnej, w tym w szczególności produkcji zwierzęcej, dla mieszkańców obszarów wiejskich. Szczególne znaczenie ma w tym przypadku umożliwienie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, do których należą metan, dwutlenek węgla oraz amoniak powstający podczas rozkładu produktów ubocznych produkcji zwierzęcej.

3.1.4. Energetyka wodna

W 2022 r. moc zainstalowana przepływowych elektrowni wodnych (w tym elektrownie wodne z członami pompowymi) wyniosła blisko 1 GW (wartość ta była stabilna w latach 2019-2021). Polska cechuje się stosunkowo niskim potencjałem wodnym, co determinuje ograniczony udział hydroenergetyki w miksie energetycznym. Rozwój energetyki wodnej w Polsce jest wspierany głównie w ramach systemu taryf gwarantowanych (FIT) oraz systemu dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Ponadto, Polska zamierza rozwijać elektrownie wodne szczytowo-pompowe⁵ (ESP), które będą pełnić rolę magazynów energii elektrycznej, stanowiących kluczowy warunek dla transformacji energetycznej wspierającej rozwój, rezerwowanie i bilansowanie odnawialnych źródeł energii. Przewiduje się realizację kilku projektów inwestycyjnych w tym obszarze, powodując czterokrotny przyrost tych mocy do 2040 r., z aktualnego poziomu ok. 1,4 GW (wartość ta była stabilna w latach 2019-2021). Należy jednak zaznaczyć, że intensywność powstawania nowych mocy ograniczona jest obiektywnymi możliwościami naturalnymi.

3.2. Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie i chłodnictwie

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa nastąpił spadek udziału energii z OZE z ok. 22% w latach 2019 i 2020 do ok. 21% w 2021 r., co było spowodowane m.in. dłuższym niż zwykle sezonem grzewczym. Należy nadmienić, iż zarówno w przypadku 2020 r., jak i 2021 r. zdecydowana większość energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie pochodziła z biopaliw stałych. W przypadku ciepłownictwa systemowego, ilość ciepła z OZE oddanego do sieci fluktuowała w sprawozdawanym okresie. W 2019 r. udział tego ciepła ogółem wynosił 9,5%, w 2020 r. 10,1%, a w 2021 r. 9,9%. Podobne zjawisko można zaobserwować oceniając udział ciepła z OZE wytworzonego w kogeneracji, który wynosił w 2019 r. 11%, w 2020 r. 11,5% i w 2021 r. 11%.

3.3. Odnawialne źródła energii w transporcie

W 2020 r. w sektorze transportu udział OZE wyniósł 6,6% w porównaniu z celem 10%, wskazanym dla państw członkowskich w regulacjach unijnych. Nieosiągnięcie celów OZE w sektorze transportu jest charakterystyczne dla zdecydowanej większości państw UE. Pokrycie w warunkach krajowych powstałej luki było planowane przede wszystkim przez optymalizację regulacji zawartych w ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*.

⁵ Elektrownie szczytowo-pompowe nie są zaliczane do odnawialnych źródeł energii, lecz należą do kategorii hydroelektrowni

W 2021 r. poziom realizacji celu OZE w transporcie spadł do poziomu ok. 5,7% z ok. 6,6% w 2020 r. Powyższa zmiana była wynikiem m.in. zmienionej metodologii obliczania tego celu w zakresie możliwości promowania wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł OZE w transporcie (począwszy od 2021 r. nastąpiło zmniejszenie stosowanych mnożników dla transportu kolejowego z 2,5 do wartości 1,5 oraz dla transportu drogowego z 5 na 4). Realizacja udziału OZE w transporcie (oprócz ograniczonego rozwoju sektora elektromobilności i dostarczania energii OZE do sieci trakcyjnych), odbywała się głównie przez określenie stopniowo zwiększających się wymagań dotyczących udziału biopaliw w paliwach ciekłych. Pomimo wzrostu ilości biokomponentów wykorzystanych w transporcie (bioetanolu i estrów), ich udział w realizacji celu w 2021 r. zmniejszył się w wyniku wzrostu ogólnej konsumpcji paliw, co wynikało z większej konsumpcji paliw na skutek wychodzenia gospodarki z kryzysu po pandemii COVID-19 oraz niskiego poziomu odniesienia, tj. niskiej konsumpcji w bazowym, pierwszym roku pandemii.

3.4. Wsparcie rozwoju odnawialnych źródeł energii

W ostatnich latach funkcjonowało szereg mechanizmów oraz podjęto nowe działania mające na celu wsparcie rozwoju odnawialnych źródeł energii.

3.4.1. Świadectwa pochodzenia

System świadectw pochodzenia jest najstarszym w Polsce mechanizmem wsparcia OZE – funkcjonuje od 2005 r. Od 1 lipca 2016 r., kiedy formalnie ruszył aukcyjny system wsparcia OZE, do systemu świadectw pochodzenia nie mogą już przystępować nowe instalacje oparte na odnawialnych źródłach. Nadal jednak korzysta z niego duża część wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE. W 2021 r. funkcjonowały w nim instalacje o mocy ok. 8 GW. Właściciele instalacji OZE objęci tym systemem otrzymują przez 15 lat świadectwa pochodzenia (z których wynikają prawa majątkowe) za każdą wytworzoną MWh.

3.4.2. Aukcje OZE

System aukcyjny na sprzedaż energii elektrycznej z OZE funkcjonuje od 2016 r., natomiast w pełnym wymiarze od 2017 r. Łącznie w aukcjach przeprowadzonych w latach 2020-2021 zakontraktowano ok. 6,4 GW nowych mocy, w tym ponad 4,6 GW w fotowoltaice i ponad 1,7 GW w wietrze na lądzie. Nowelizacja ustawy *o odnawialnych źródłach energii* z 17 września 2021 r. (Dz. U. poz. 1873) m.in. przedłużyła możliwość przystępowania wytwórców w instalacjach OZE do aukcyjnego systemu wsparcia do 2027 r. W wyniku aukcji w latach 2023-2027 przewiduje się, że powstaną instalacje OZE o mocy ponad 11 GW. System oparty jest na obowiązku rozliczenia ustalonej w aukcji ceny zakupu energii w okresie 15 lat.

3.4.3. System FIT i FIP dla mniejszych wytwórców OZE do 1 MW

Systemy wsparcia dla małych instalacji OZE wprowadzone zostały po raz pierwszy w 2018 r. Przewidziane są dla instalacji biogazowych i wodnych. System taryf gwarantowanych (FIT) przeznaczony jest dla instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 500 kW, natomiast system dopłat do ceny rynkowej (FIP) dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW. Nowelizacja ustawy *o odnawialnych źródłach*

energii z 17 września 2021 r. (Dz. U. poz. 1873) wydłużyła możliwość korzystania z FIT/FIP maksymalnie do 30 czerwca 2047 r. System oparty jest na obowiązku rozliczenia administracyjnie ustalonej ceny zakupu energii w okresie 15 lat.

3.4.4. Gwarancje pochodzenia

Gwarancja pochodzenia to dodatkowy instrument promujący wytwarzanie energii odnawialnej. Gwarancje stanowią informację dla odbiorcy końcowego jaka ilość zużywanej przez nich energii pochodzi z OZE. Gwarancje wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na pisemny wniosek wytwórcy. Rejestr gwarancji pochodzenia prowadzi Towarowa Giełda Energii. Obrót gwarancjami pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE osiągnął:

- na koniec 2019 r. wolumen 19 124 096 MWh, a średnia ważona cena wyniosła 0,97 zł/MWh;
- na koniec 2020 r. wolumen 18 323 232 MWh, a średnia ważona cena – 1,01 zł/MWh;
- na koniec 2021 r. wolumen 30 332 268 MWh, a średnia ważona cena – 2,58 zł/MWh.

3.4.5. Wsparcie dla morskiej energetyki wiatrowej

Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. *o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych* (Dz. U. poz. 234) wprowadziła odrębny system wsparcia oparty na wypróbowanej w polskich realiach gospodarczych koncepcji dwustronnego kontraktu różnicowego (ang. contract for difference, CfD). W dniu 20 maja 2021 r. Komisja Europejska zatwierdziła polski program wsparcia morskiej energetyki wiatrowej, zgodnie z unijnymi zasadami pomocy publicznej. W pierwszej fazie systemu, która zakończyła się z dniem 30 czerwca 2021 r., przyznane zostało wsparcie dla morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 5,9 GW. Instalacje te powstaną w okresie 2026-2030.

3.4.6. Prosumencki system rozliczeń

Konsumenci energii elektrycznej wytwarzający energię na własne potrzeby w mikroinstalacjach (nie większych niż 50 kW) w latach 2020-2021 mogli korzystać z prosumenckiego systemu rozliczeń pozwalającego na rozliczenie wprowadzonej energii elektrycznej do sieci na zasadzie opustu – net-metering. System wsparcia został zmieniony od 1 kwietnia 2022 roku, kiedy zaczęła obowiązywać nowelizacja ustawy *o odnawialnych źródłach energii* z dnia 29 października 2021 r. (Dz. U. poz. 2376), a wraz z nią została wdrożony nowy schemat wsparcia bazujący na tzw. net-billing.

3.4.7. Inne działania (niebędące mechanizmami wsparcia)

W ramach wsparcia inwestycyjnego OZE wykorzystano również instrumenty finansowe i systemowe, takie jak np.:

- programy finansowane z funduszy unijnych i krajowych (np. Mój prąd, Czyste powietrze, Agroenergia);
- instrumenty podatkowe (np. ulga termomodernizacyjna, obniżenie stawek podatku akcyzowego na samochody hybrydowe);
- pożyczki uprzywilejowane.

4. Wymiar efektywność energetyczna

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej nakłada na państwa członkowskie cele w zakresie efektywności energetycznej:

- w art. 3 ww. dyrektywy – indykatywny cel dotyczący orientacyjnej krajowej wartości docelowej w zakresie zużycia energii pierwotnej lub finalnej, wyrażony w bezwzględnym poziomie zużycia energii pierwotnej lub finalnej w roku 2030,
- w art. 7 ww. dyrektywy – cel dotyczący osiągnięcia łącznych oszczędności końcowego zużycia energii równoważnego co najmniej nowym oszczędnościom w każdym roku od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 r. w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej, uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r.

W odniesieniu do pierwszego celu Polska w KPEiK zadeklarowała na 2030 r. krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej na poziomie 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w porównaniu do prognozy PRIMES 2007. Zgodnie z prognozami zawartymi w KPEiK zużycie energii pierwotnej w 2030 r. kształtować się będzie na poziomie ok. 91,3 Mtoe, a zatem w wartościach naturalnych ww. cel przekładać się będzie na redukcję zużycia energii pierwotnej o ok. 27,3 Mtoe w porównaniu do prognoz PRIMES 2007 (przewidywanymi na ten rok zużycie energii pierwotnej na poziomie ok. 118,6 Mtoe). Prognozowane w KPEiK zużycie energii finalnej do 2030 r. wynosić będzie ok. 67 Mtoe, zatem działania przewidziane w krajowym planie prowadzić powinny do redukcji zużycia energii finalnej o ok. 18,4 Mtoe w porównaniu z prognozami PRIMES 2007.

Polska osiągnęła zużycie energii pierwotnej w 2021 r. równe 103,9 Mtoe, zwiększając tym samym zużycie energii w porównaniu do 2020 r. (ok. 96,9 Mtoe). Zużycie energii finalnej w 2021 r. było równe ok. 75,1 Mtoe, co również oznacza wzrost w porównaniu do roku 2020 (71,14 Mtoe). Za przyczynę powyższego wzrostu zużycia energii uznać należy przede wszystkim wzrost gospodarczy (PKB Polski w 2021 r. wzrosło o ok. 6,8%) spowodowany m.in. wychodzeniem z kryzysu gospodarczego będącego następstwem pandemii COVID-19.

Należy zauważyć, że cel z art. 3 dyrektywy nie ma charakteru obowiązkowego. Jest to cel indykatywny, co oznacza, że dane państwo członkowskie powinno dążyć do jego osiągnięcia przez podjęcie odpowiednich działań zmierzających do poprawy efektywności energetycznej.

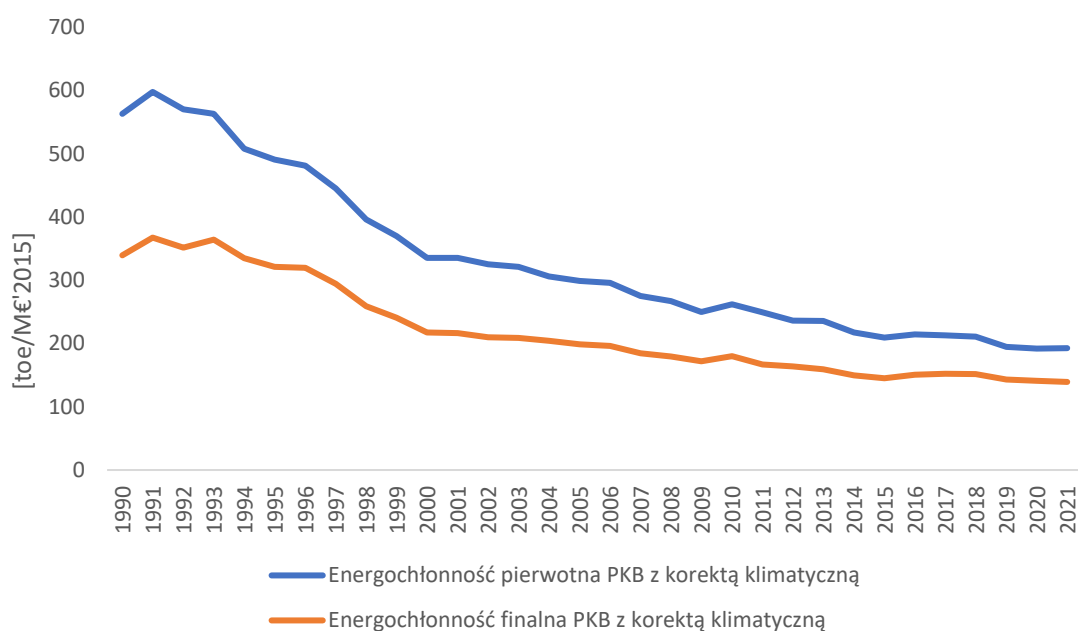
W odniesieniu do celu wynikającego z art. 7 ww. dyrektywy Polska w KPEiK wyliczyła swój cel w zakresie skumulowanych oszczędności energii finalnej, które należy osiągnąć w latach 2021-2030 w ilości 30 690 ktoe. W dodatkowej informacji *Additional information for the fulfilment of the enabling condition on the EED is the estimation of the cumulative energy savings (2021-2030) for the alternative policy measures*, przekazanej Komisji Europejskiej w dniu 13 kwietnia 2022 r. określono również, iż nowe oszczędności energii finalnej powinny wynosić w 2021 r. nie mniej niż 503 ktoe.

Polska zadeklarowała, że powyższy cel zostanie osiągnięty za pomocą systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej (tj. systemu świadectw efektywności

energetycznej) oraz środków alternatywnych, tj.: Funduszu Termomodernizacji i Remontów, ulgi podatkowej dotyczącej wydatków poniesionych na termomodernizację jednorodzinnych budynków mieszkalnych (tzw. ulgi termomodernizacyjnej) oraz rozwoju publicznego transportu zbiorowego w miastach.

Powyższy cel został osiągnięty przez Polskę w 2021 r. w 110%, ponieważ nowe oszczędności energii finalnej wyniosły w 2021 r. ok. 552 ktoe, z czego odpowiednio uzyskano: ok. 143,1 ktoe z systemu świadectw efektywności energetycznej, ok. 4,7 ktoe z Funduszu Termomodernizacji i Remontów, ok. 221,7 ktoe z ulgi termomodernizacyjnej oraz ok. 182,5 ktoe z rozwoju publicznego transportu zbiorowego w miastach.

Na przestrzeni lat w Polsce następowała sukcesywna poprawa efektywności energetycznej gospodarki, co obrazuje poniższy wykres. W 2020 r. w porównaniu z 2019 r. obniżyła się energochłonność pierwotna PKB o ok. 1,3% oraz energochłonność finalna PKB o ok. 1,5%. W 2021 r. w stosunku do poprzedniego roku nastąpił nieznaczny wzrost energochłonności pierwotnej tj. o ok. 0,4% oraz redukcja energochłonności finalnej o ok. 1,4%. Wskaźnik relacji energochłonności finalnej do energochłonności pierwotnej wykazywał tendencję rosnącą. Na jego poziom mają wpływ głównie sprawność przemian energetycznych oraz tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej.



Rysunek 6. Dynamika energochłonności pierwotnej i finalnej PKB w latach 1990-2021 [toe/M€'2015]

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych Eurostat i KE „Country datasheets”

5. Wymiar bezpieczeństwa energetyczne

W ostatnich latach położono szczególny nacisk na działania związane ze wzmocnieniem aspektu bezpieczeństwa energetycznego. Objawia się to m.in., przez dalszą dywersyfikację technologiczną i kierunków dostaw paliw importowanych, jak również zdynamizowanie rozwoju OZE (zwłaszcza zapewniających stabilne dostawy energii) oraz poprawą efektywności energetycznej. Działania te będą w przyszłych latach jeszcze bardziej pogłębione z uwagi na nowe uwarunkowania wynikające z m.in. z agresją Rosji na Ukrainę. Również z powyższych względów Rada Ministrów przyjęła w dniu 29 marca 2022 r. *Założenia do aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”*, uzupełniając dotychczasowe filary strategiczne o nowy aspekt tj. dotyczący wzmocnienia suwerenności energetycznej.

5.1. Bezpieczeństwo surowcowe

5.1.1. Węgiel

Produkcja podstawowa węgla (kamiennego i brunatnego) w ostatnich latach kształtowała się następująco⁶: w 2020 r. – ok. 1 685 PJ, w 2021 r. – ok. 1 760 PJ, w 2022 r. – ok. 1 710 PJ. Zwiększenie wykorzystania zasobów krajowych wynika m.in. ze zmniejszenia odsetka uzależnienia od importu z państw trzecich, które w ostatnich latach wynosiło: w 2020 r. – 15,6% i w 2021 r. – 12,9%. Krajowa produkcja węgla kamiennego wyniosła ok. 54,4 mln t w 2020, ok. 55 mln t w 2021 r. i ok. 52,8 mln t w 2022 r. Krajowa produkcja węgla brunatnego plasowała się na poziomach ok. 46 mln t w 2020 r., 52,4 mln t w 2021 r. i 54,6 mln t w 2022 r. Zużycie węgla kamiennego wyniosło ok. 63,5 mln t w 2020 r., 70 mln t w 2021 r. i 64,5 mln t w 2022 r. Natomiast zużycie węgla brunatnego wynosiło odpowiednio ok. 46,1 mln t w 2020 r., 52,6 mln t w 2021 r. i 54,8 mln t w 2022 r.

W 2021 r. podpisana została Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego. W umowie przede wszystkim ustalono mechanizm finansowania spółek sektora górnictwa węgla kamiennego, uzgodniono zasady budowy i wdrażania instalacji tzw. czystego węgla oraz powołanie Funduszu Transformacji Śląska. W ww. Umowie społecznej ustalono również terminy zakończenia eksploatacji węgla kamiennego w poszczególnych kopalniach w perspektywie do końca 2049 r. oraz gwarancje zatrudnienia.

W 2022 r. podpisano również Umowę społeczną dotyczącą transformacji sektora elektroenergetycznego i branży górnictwa węgla brunatnego, w tym wydzielenia wytwórczych i wydobywczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa. Umowa społeczna koncentruje się wokół głównych obszarów – prawa pracy oraz transformacji regionów dotkniętych skutkami transformacji sektora elektroenergetycznego.

⁶ Na podstawie danych statystycznych uzyskiwanych w ramach realizacji Programu badań statystycznych statystyki publicznej, ARE S.A. na zlecenie MKiŚ, publikacja „Bilans Energii Pierwotnej w latach 2007-2022”

5.1.2. Gaz ziemny

Minister właściwy do spraw energii corocznie opracowuje sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Raporty przygotowane m.in. za lata 2020 i 2021 zostały opublikowane na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska pod linkiem:

<https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-paliw-gazowych>.

Krajowe zużycie paliw gazowych na koniec 2021 r. wyniosło 228,7 TWh i było o 7,3% wyższe w stosunku do 2020 r., w którym zużycie plasowało się na poziomie ok. 213,2 TWh. Obserwowany był zarówno wzrost sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych, jak również wzrost liczby odbiorców końcowych. W 2021 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 43 TWh, co stanowiło ok. 19% krajowego zużycia gazu ziemnego.

W ostatnich latach prowadzona była konsekwentna polityka w zakresie dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju. Prowadzone działania dywersyfikacyjne obejmują zarówno rozbudowę infrastruktury gazowej, jak i pozyskanie nowych kontraktów od stabilnych i pewnych dostawców.

W latach 2020 i 2021 w celu zwiększenia stopnia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu uruchomiono na Dolnym Śląsku gazociąg, które umożliwią przesyłanie zwiększonych ilości gazu oraz stanowią element korytarza Północ-Południe, zwiększającego bezpieczeństwo dostaw w tym rejonie.

Dzięki poczynionym inwestycjom i zawartym kontraktom już w 2022 r. osiągnięto zamierzony cel w zakresie uzyskania niezależności od dostaw gazu ziemnego z Rosji, dzięki dostępowi do globalnego rynku LNG i złóż z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego.

Kluczowa inwestycja dywersyfikacyjna, tj. terminal LNG w Świnoujściu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego jest sukcesywnie rozbudowywana. Na początku 2022 r. przepustowość terminalu wzrosła z 5 mld m³/rok do 6,2 mld m³/rok, a od 2024 r. wzrośnie do 8,3 mld m³/rok. Zwiększone moce terminalu to możliwość sprowadzenia większych wolumenów gazu z dowolnego kierunku na świecie od pewnych i stabilnych dostawców m.in. z Kataru, USA i Norwegii.

W 2022 r. zakończono realizację kolejnej priorytetowej inwestycji dywersyfikacyjnej, czyli gazociągu Baltic Pipe – nowego korytarza dostaw gazu ziemnego z Norwegii na rynki duński i polski. Połączenie to zapewnia dostawy do Polski do 10 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

W 2022 r. oddano do użytkowania nowe połączenia międzysystemowe z Litwą o przepustowości importowej do 1,9 mld m³/rok i ze Słowacją o przepustowości importowej do 5,7 mld m³/rok.

Ponadto planowane jest uruchomienie nowego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej. KE przyznała dofinansowanie na realizację przedmiotowej inwestycji w wysokości ponad 19 mln euro. W obliczu rosyjskiej inwazji na Ukrainę, decyzja KE podkreśla istotne znaczenie inwestycji dla wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu zarówno dla kraju, jak i pozostałych państw Europy.

Sukcesywnie rozbudowywana jest również krajowa sieć gazowa, zarówno przesyłowa, jak i dystrybucyjna, celem umożliwienia dostaw gazu z terminalu LNG w Świnoujściu oraz z nowych połączeń międzysystemowych do możliwie jak największej grupy krajowych odbiorców. Długość sieci gazowych wraz z przyłączami kształtowała się następująco:

- na koniec 2019 r. – 209,6 tys. km (przesyłowe – 11,6 tys. km, dystrybucyjne – 198 tys. km);
- na koniec 2020 r. – 218 tys. km (przesyłowe – 11,7 tys. km, dystrybucyjne – 206,4 tys. km);
- na koniec 2021 r. – 221 tys. km (przesyłowe – 12,1 tys. km, dystrybucyjne – 208,9 tys. km);
- na koniec 2022 r. – 226,8 tys. km (przesyłowe – 12,5 tys. km, dystrybucyjne – 214,4 tys. km).

W kontekście zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa istotną rolę odgrywa również infrastruktura magazynowa o łącznej pojemności ok. 3,33 mld m³. W 2020 r. i 2021 r. przed rozpoczęciem sezonu zimowego, tj. odpowiednio w dniu 1 października, podziemne magazyny gazu ziemnego (PMG) były wypełnione na poziomie ok. 98-99%, tj. do poziomu przekraczającego 34 TWh. Na dzień 30 grudnia 2020 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 25,9 TWh, tj. 74,3%. Natomiast na koniec 2021 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 29,8 TWh, tj. 85,7%. Również na koniec sezonu zimowego 2020/2021 oraz 2021/2022 (tj. odpowiednio na dzień 31 marca) stan wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego gwarantował ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania.

Prowadzona przez Rząd RP konsekwentna polityka dywersyfikacyjna, w obliczu manipulacji rosyjskiej spółki Gazprom na europejskim rynku gazu, wyróżniała Polskę na tle innych państw europejskich. Dzięki funkcjonującej w kraju infrastrukturze gazowej oraz zawartym kontraktom handlowym w pełni zabezpieczone zostały dostawy gazu ziemnego do Polski, a nagłe i bezpodstawne zaprzestanie przez rosyjską spółkę Gazprom dostaw w ramach kontraktu jamalskiego nie zakłóciło dostaw surowca do krajowych odbiorców.

5.1.3. Ropa naftowa

Kluczowym celem unii energetycznej dotyczącym bezpieczeństwa energetycznego w kontekście ropy i paliw transportowych, oprócz uniezależnienia się od importu, jest zdywersyfikowanie dostaw. Ostatnie dwa lata pokazały, że zdolności przygotowawcze Polski są duże, ale trzeba brać pod uwagę, że znaczna część potencjału przystosowawczego została już zagospodarowana i niezbędne jest podjęcie kolejnych kroków. Ropa była dostarczana dwoma kanałami: przez Naftoport w Gdańsku oraz przez rurociąg Przyjaźń. Dostaw rurociągiem Przyjaźń nie można traktować jako stabilnych. Naftoport i odchodzący od niego rurociąg Pomorski są bardzo ważnymi środkami zapewniającymi bezpieczeństwo energetyczne, ale wymagają rozbudowy szczególnie w przypadku potrzeby dostaw surowca tylko tą drogą.

W całym 2021 r. przerób ropy naftowej wyniósł ok. 24,7 mln t (o ok. 0,8 mln t mniej niż w 2020 r.). Z kolei zużycie krajowe paliw w 2021 r. wyniosło odpowiednio dla benzyn silnikowych ok. 4,9 mln t, a dla oleju napędowego ok. 18,5 mln t. W stosunku do 2020 r. zużycie benzyn wzrosło o ok. 0,5 mln t, zaś zużycie oleju napędowego wzrosło o ok. 1,4 mln t.

Pojemności magazynowe na ropę w 2021 r. wyniosły ok. 8,6 mln m³ (pojemności naziemne i podziemne magazyny), a na paliwa ok. 6,2 mln m³. Oznacza to wzrost w stosunku do 2020 r. o ok. 0,14 mln m³ w zakresie pojemności magazynowych na ropę i o ok. 0,22 mln m³ w zakresie pojemności na paliwa. W całym 2022 r. przerób ropy naftowej wyniósł ok. 26,5 mln t ropy naftowej (tj. o ok. 1,8 mln t więcej niż w 2021 r.). Z kolei zużycie krajowe paliw w 2022 r. wyniosło odpowiednio dla benzyn silnikowych niespełna 5,2 mln t, a dla oleju napędowego ok. 18,4 mln t. W stosunku do 2021 r. zużycie benzyn wzrosło o ok. 0,3 mln t, zaś zużycie oleju napędowego uległo redukcji o ok. 0,1 mln t.

5.2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne

Co dwa lata minister właściwy do spraw energii opracowuje sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Raporty dotyczące m.in. okresów 2019-2020 oraz 2021-2022 zostały opublikowane na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska pod linkiem:

<https://bip.mos.gov.pl/energetyka/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-energii-elektrycznej/>.

Pomimo wyzwań związanych ze skutkami epidemii COVID-19 dla sektora elektroenergetycznego, jak również odnotowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną związanego z odbiciem gospodarczym w wyniku łagodzenia pandemicznych obostrzeń, zawirowań na rynku surowców energetycznych i następnie przyjęciu przez Polskę kilku milionów uchodźców wojennych z Ukrainy, w latach 2020-2022, polski system elektroenergetyczny funkcjonował bez istotnych zakłóceń i nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy, ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy w KSE.

Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE identyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Trudności te mogły występować w przypadku wystąpienia konkretnych zdarzeń takich jak m.in. niedostępność konkretnych źródeł wytwórczych lub elementów sieci, ekstremalny poziom zapotrzebowania na moc lub temperatury otoczenia, czy wysoki poziom generacji w elektrowniach wiatrowych. Zidentyfikowane zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci były mitygowane za pomocą środków zaradczych dostępnych dla operatora systemu przesyłowego (OSP).

Aktualnie poziom konwencjonalnych mocy wytwórczych pokrywa zapotrzebowanie na moc w szczycie. Struktura mocy wytwórczych w analizowanym okresie została przedstawiona w rozdziale 3.1. Natomiast w odniesieniu do infrastruktury liniowej – długość wszystkich linii elektroenergetycznych łącznie z przyłączami wyniosła odpowiednio:

- na koniec 2020 r. – 961 179 km (przesyłowe – 15 523 km, dystrybucyjne – 945 656 km);
- na koniec 2021 r. – 971 437 km (przesyłowe – 15 900 km, dystrybucyjne – 955 537 km);
- na koniec 2022 r. – 980 961 km (przesyłowe – 16 166 km, dystrybucyjne – 964 795 km).

Istotnym wyzwaniem dla sektora elektroenergetycznego jest nie tylko pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię, ale także zapewnienie odpowiednich warunków dla przyrostu mocy z odnawialnych źródeł energii. Z tego względu niezbędne są m.in. zapewnienie dyspozycyjnych mocy wytwórczych, rozwój magazynowania energii i systemów zarządzania

popytem (DSR), ukierunkowany na autokonsumpcję rozwój energetyki prosumenckiej i kooperatyw energetycznych (takich jak klastry energii i spółdzielnie energetyczne) oraz innych rozwiązań wpływających na elastyczność systemu. Konieczny jest także dalszy rozwój infrastruktury sieciowej pozwalającej na zabezpieczenie dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

6. Wymiar jednolity rynek energii

W maju 2020 r. na podstawie art. 20 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej Polska przyjęła *Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej*. Wśród jej najważniejszych obszarów znalazły się: reforma rynku bilansującego, regulacje w zakresie rynku detalicznego i odpowiedzi odbioru, rozbudowa sieci przesyłowej (w tym połączenia wzajemne) oraz realizacja projektów z zakresu procesu łączenia rynków energii elektrycznej.

Reforma rynku bilansującego, ze względu na pandemię COVID-19 oraz równoległe prowadzenie innych projektów rynkowych została podzielona na dwa etapy:

- I etap został wprowadzony przez zmianę rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającego *rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz. U. poz. 2026) oraz dokumentów wykonawczych i zakończył się w 2022 r.;
- II etap reformy rynku bilansującego energii elektrycznej zostanie wdrożony przepisami rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie *szczególonych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (tzw. rozporządzenie systemowe, Dz.U. poz. 819). Celem tego etapu jest dopełnienie pozostałych wymogów prawnych i regulacyjnych oraz poprawa jakości mechanizmu rynku bilansującego. Trwają prace nad przyjęciem nowych *Warunków dotyczących bilansowania oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, które będą zawierać przepisy techniczne umożliwiające wykonanie rozporządzenia systemowego. W zależności do długości procesów legislacyjnych, II etap reform powinien zostać wdrożony w 2024 r.

W zakresie zwiększania możliwości wymiany międzysystemowej energii elektrycznej, Polska przyjęła w 2019 r. Plan działania, którego celem jest realizacja obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych (przy uwzględnieniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej), gdzie ostateczny cel powinien zostać osiągnięty do 31 grudnia 2025 r. Zgodnie z tym dokumentem, na połączeniu Polska–Litwa oferowane zdolności przesyłowe wynoszą minimum 70% (przy uwzględnieniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci), a na pozostałych granicach Polska realizuje indywidualne trajektorie liniowe stopniowo zwiększając udostępniane zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany transgranicznej.

W zakresie wdrażania europejskich projektów w obszarze alokacji zdolności przesyłowych, w dniu 8 czerwca 2022 r. został wdrożony projekt CORE Flow-Based Market Coupling i odtąd zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych dla rynku dnia następnego udostępniane są zgodnie z metodą opartą o przepływy fizyczne, co pozwala na lepsze regionalne skoordynowanie mechanizmu wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych oraz łączenia rynków. Natomiast od 2019 r. działa mechanizm łączenia rynków dla rynku dnia bieżącego, który rozpoczął funkcjonowanie w modelu XBID (Cross-Border Intraday).

Polska realizuje ambitny i rozbudowany program inwestycji w sieć przesyłową elektroenergetyczną, który zwiększy całkowite możliwości importowe i eksportowe połączeń stałoprądowych (DC) i zmiennoprądowych (AC). Inwestycje sieciowe wskazane w *Planie wdrażania* obejmują linie w kraju, umożliwiające zwiększenie mocy na połączeniach transgranicznych, z terminem realizacji w latach 2023, 2024 i 2025. Projekty są realizowane w większości terminowo, część jednak ma opóźnienia spowodowane głównie aspektami środowiskowymi.

W zakresie najważniejszych projektów współpracy regionalnej, należy wskazać, że trwają prace nad realizacją projektu synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej. Prace dotyczą rozbudowy infrastruktury przesyłowej i urządzeń sieciowych na Litwie i Łotwie oraz w Estonii i Polsce. Trwają prace przygotowawcze do realizacji głównego projektu inwestycyjnego tj. kabla podmorskiego Polska–Litwa o nazwie Harmony Link. Wg raportu okresowego w wyniku czynników zewnętrznych, takich jak skutki gospodarcze pandemii COVID-19, agresja Rosji na Ukrainę oraz zwiększony popyt na instalacje prądu stałego, zwiększeniu ulegną koszty budowy kabla podmorskiego, co w konsekwencji może oznaczać wydłużenie czasu realizacji projektu.

6.1. Redukcja ubóstwa energetycznego

Walka z ubóstwem energetycznym oraz ochrona odbiorców wrażliwych są niezmiernie istotnymi działaniami, bez których sprawiedliwa transformacja energetyczna sektora energetycznego w Polsce nie może mieć miejsca. Celem podejmowanych działań jest wzmocnienie pozycji najsłabszych konsumentów energii w obliczu rosnących cen energii i paliw gazowych oraz w związku z trudną sytuacją geopolityczną.

Ubóstwo energetyczne jest zjawiskiem wielowymiarowym i złożonym, dlatego rozwiązanie tego problemu nie jest proste i wymaga wielopoziomowej współpracy. Z powyższego względu podejmowany jest szereg starań, aby wypełnić ten obowiązek.

W lutym 2021 r. powołany został w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Zespół do spraw wsparcia odbiorcy wrażliwego oraz redukcji ubóstwa energetycznego w Polsce. Stanowił on forum wymiany wiedzy i doświadczeń przedstawicieli administracji centralnej, samorządów terytorialnych, środowiska naukowego, a także organizacji pozarządowych, w tym branżowych czy konsumenckich. Podczas prac nad analizami i rekomendacjami, grono eksperckie reprezentujące różne środowiska zagwarantowało niezwykle szeroką perspektywę branżową i społeczną.

Zespół opracował m.in. *Bank dobrych praktyk* zawierający syntezę kluczowych dobrych praktyk, służących redukcji zjawiska ubóstwa energetycznego, szczególnie skierowanych do społeczności lokalnych, gdzie w najbardziej efektywny sposób można zniwelować to zjawisko. Przygotowano też zestawienie najważniejszych instrumentów stanowiących pomoc i wsparcie dla poszczególnych obywateli oraz samorządów w walce z ubóstwem energetycznym (materiały opublikowane na stronie MKiŚ).

Doświadczenia zebrane przez Zespół usprawniły również konieczne prace nad przepisami ustawy z dnia 17 grudnia 2021 r. o *dodatku osłonowym* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1). Dodatek osłonowy został zaprojektowany tak aby mógł wesprzeć budżety ok. 50% gospodarstw domowych w Polsce (ok. 7 mln) zwiększając ich poczucie bezpieczeństwa energetycznego i socjalnego. Na ten cel przeznaczono z budżetu państwa bezprecedensową kwotę w wysokości 4,7 mld zł (roczne kwoty dodatków wynoszą od 400 zł do 1437,50 zł). W ww. ustawie wdrożono również mechanizmy wsparcia niefinansowego dla odbiorców wrażliwych energii elektrycznej i paliw gazowych, które pomogą odbiorcom znajdującym się w trudnej sytuacji finansowej regulować należności, np.:

- zakaz wstrzymania dostaw energii w miesiącach zimowych odbiorcom wrażliwym energii elektrycznej (oraz osobom z przewlekłą niewydolnością oddechową wymagających wentylacji mechanicznej), gdy posiadają zaległości w płatnościach;
- zapewnienie możliwości zwrócenia się przez odbiorcę wrażliwego do sprzedawcy energii elektrycznej albo paliw gazowych z wnioskiem o zastosowanie programu wsparcia wobec zaległych i bieżących należności za energię, gaz czy świadczone usługi. Program ten może obejmować zawarcie umowy w sprawie należności polegającej na odroczeniu terminu ich płatności, rozłożeniu na raty, umorzeniu czy odstąpieniu od naliczania odsetek.

Ustawą o dodatku osłonowym wprowadzono do polskiego prawodawstwa definicję ubóstwa energetycznego. Jej ogólny i uniwersalny charakter pozostawia możliwość elastycznego dostosowania programów wsparcia dla odbiorców ubogich energetycznie zarówno teraz, jak i w przyszłości. Usystematyzowanie rozumienia zjawiska ubóstwa energetycznego ma także służyć zwiększeniu świadomości tego problemu.

W związku z obserwowanym na przełomie 2021 r. i 2022 r. kryzysem energetycznym w Unii Europejskiej, a następnie inwazją zbrojną Rosji na Ukrainę, w celu ochrony najbardziej wrażliwych odbiorców przed możliwym wzrostem cen gazu ziemnego, Rząd RP podjął decyzję o przedłużeniu do 2027 r. taryfowania cen gazu ziemnego dla odbiorców w gospodarstwach domowych i kluczowych instytucji pożytku publicznego.

Na ubóstwo energetyczne wpływ mają także czynniki behawioralne (złe nawyki i przyzwyczajenia odbiorców energii elektrycznej, gazu i ciepła) – ten problem jest adresowany przez działania edukacyjno-informacyjne.

Szeroko zakrojona kampania edukacyjna „Inteligentnie w energetyce” ma na celu zwiększenie świadomości konsumentów energii elektrycznej w zakresie korzyści związanych z rozwojem inteligentnych sieci energetycznych, inteligentnego opomiarowania, ale również w zakresie podejmowania prostych działań behawioralnych na rzecz oszczędzania energii.

7. Wymiar badania naukowe, innowacje i konkurencyjność

Wspieranie działań mających na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej Polski i zeroemisyjnej gospodarki dzieje się głównie przez finansowanie projektów badawczych dotyczących zmniejszenia oddziaływania polskiej gospodarki na środowisko i niskoemisyjnej energetyki, innowacyjnych rozwiązań w zakresie produkcji i wykorzystania biomasy, dekarbonizacji oraz gospodarki obiegu zamkniętego, nie wykluczając żadnej technologii przyczyniającej się do obniżenia szkodliwych emisji.

W ostatnich latach podjęto szereg inicjatyw mających na celu wsparcie nowych technologii w tych obszarach w ramach dostępnych instrumentów i programów przewidzianych s.. w ustawie z dnia 20 lipca 2018 r. – *Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce* (Dz. U. z 2022 r. poz. 574). Warto podkreślić, że zrównoważona energetyka i ochrona środowiska są obszarami, które uzyskały o wiele większe wsparcie niż inne obszary i branże. To jeden z głównych priorytetów polityki naukowej państwa.

7.1. Polityka naukowa państwa

Krajowe założenia i cele w zakresie finansowania badań naukowych oraz innowacji ze środków budżetowych, w tym dotyczących unii energetycznej, realizowane są w ramach polityki naukowo-technicznej i innowacyjnej państwa. Cele i założenia tej polityki zostały określone w strategicznych kierunkach badań naukowych i prac rozwojowych sformułowanych w przyjętym w 2011 r. przez Radę Ministrów *Krajowym Programie Badań* (KPB).

KPB obowiązywał w latach 2011–2022 (w lipcu 2022 r. został zastąpiony przez nową *Politykę Naukową Państwa*, o czym poniżej) przyczyniał się do realizacji celów określonych w *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 z perspektywą do 2030 roku (SOR)*, w tym do projektów strategicznych i flagowych w sektorze energii i technologii niskoemisyjnych.

Zagadnienia odnoszące się w KPB do szeroko rozumianej problematyki energii i klimatu, w tym technologii niskoemisyjnych, uwzględnione zostały w aż trzech z ww. siedmiu strategicznych kierunków badań naukowych i prac rozwojowych, tj.: (1) *Nowe technologie w zakresie energetyki*, (4) *Nowoczesne technologie materiałowe*, (5) *Środowisko naturalne, rolnictwo i leśnictwo*.

W dniu 19 lipca 2022 r. została przyjęta przez Radę Ministrów Polityka Naukowa Państwa (PNP). Zgodnie z obowiązującymi przepisami, tj. ustawą z dnia 20 lipca 2018 r. – *Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce* zastąpiła ona Krajowy Program Badań i jest dokumentem strategicznym wskazującym priorytety w zakresie funkcjonowania systemu szkolnictwa wyższego i nauki. „Energia i klimat” to jeden z 7 priorytetowych kierunków polityki naukowej państwa.

Działalność naukowo-badawcza w obszarze energii powinna być nakierowana przede wszystkim na rozwiązywanie problemów oraz wyzwań polskiej gospodarki i społeczeństwa określonych w strategiach i politykach krajowych, jak również wyzwań określonych w strategicznych dokumentach polityki energetyczno-klimatycznej UE (np. w Europejskim Zielonym Ładzie, SET-Planie, pakiecie Fit for 55). Istotnym celem polityki naukowej państwa będzie wspieranie transformacji sektora energetycznego, przy jednoczesnym zapewnieniu

bezpieczeństwa energetycznego, wzmocnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej, zmniejszaniu oddziaływania sektora energii na środowisko i klimat. Ww. cele będą realizowane przy założeniu nieprzekreślenia żadnej „czystej” technologii, która przyczynia się do obniżania emisji szkodliwych dla klimatu i środowiska (tzw. zasada neutralności technologicznej).

7.2. System koordynacji krajowych inteligentnych specjalizacji

W ramach inicjatywy System koordynacji krajowych inteligentnych specjalizacji (KIS) i regionalnych inteligentnych specjalizacji (RIS) kontynuowano działania na rzecz wspierania procesu przedsiębiorczego odkrywania np. przez funkcjonowanie Grup Roboczych ds. KIS, realizację biznesowych map technologicznych (BTR – Business Technology Roadmaps) oraz prace analityczne, mające na celu aktualizację i weryfikację krajowych inteligentnych specjalizacji. Realizacja zadań związanych z wyznaczeniem kierunków rozwoju technologicznego kraju obejmowała np. prace związane z aktualizacją krajowych inteligentnych specjalizacji, priorytetów w obszarze badań, rozwoju i innowacji. W wyniku prac Grup Roboczych ds. KIS dokonano weryfikacji oraz aktualizacji listy i opisów krajowych inteligentnych specjalizacji – od 17 stycznia 2022 r. obowiązuje 13 krajowych inteligentnych specjalizacji. W ramach listy KIS możemy wymienić obszary m. in.: zrównoważona energia, inteligentne budownictwo zeroemisyjne, transport przyjazny środowisku czy nowoczesne rolnictwo, leśnictwo i żywność.

7.3. Nakłady na badania i rozwój w Polsce

Zgodnie ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju oraz Strategią Europa 2020 zakładano przeznaczanie na badania i rozwój 1,7% PKB w 2020 r. oraz 2,5% PKB w 2030 r. W 2021 r. nakłady krajowe brutto na działalność B+R (GERD) wyniosły 37,7 mld zł i wzrosły o ok. 16,3% w stosunku do roku poprzedniego. Plasuje to Polskę na jednym z najwyższych miejsc w UE pod względem wzrostu nakładów na B+R. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe wykazują w Polsce tendencję wzrostową w latach 2005-2021. Wskaźnik intensywności prac B+R, stanowiący udział nakładów wewnętrznych na działalność B+R w PKB sukcesywnie wzrastał z poziomu ok. 0,5% PKB w 2005 r., 2010 r. – 0,7% PKB, 2015 r. – ok. 1% PKB do ok. 1,39% PKB w 2020 r. i ok. 1,44% PKB w 2021 r. Niemniej, nakłady ogółem na B+R w relacji z poziomem PKB wciąż odbiegają znacząco od średniej unijnej – Polska jest pod tym względem na jednym z ostatnich miejsc w UE, co wymaga poprawienia w przyszłości.

7.4. Konkurencyjność

Zgodnie z rankingiem konkurencyjności gospodarek Global Competitiveness Index opracowanym przez Bank Światowy Polska zajęła 38. miejsce w 2019 r., 39. miejsce w 2020 r. i 47. pozycję w 2021 r. Natomiast w rankingu Competitive Industrial Performance Index (CPI) prowadzonym przez Organizację Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju Przemysłowego (UNIDO) od 2015 r. Polska zajmuje 23. miejsce pod względem konkurencyjności potencjału przemysłowego. Jak pokazują statystyki, szeroko rozumiana transformacja energetyczno-klimatyczna odgrywa kluczową rolę w kształtowaniu pozycji konkurencyjnej krajów.

W rankingach konkurencyjności międzynarodowej mamy do czynienia ze wskaźnikami opisującymi poziom, emisji gazów cieplarnianych, konsumpcji energii, a także wydajności korzystania z zasobów energetycznych. Na konkurencyjność międzynarodową Polski silnie oddziałują krajowe zasoby paliw kopalnych. Odpowiedzialne obniżanie poziomu wydobycia węgla z uwzględnieniem zasady sprawiedliwej transformacji, a także zmniejszanie energochłonności gospodarki na tle krajów UE stawia przed Polską znaczne wyzwania zarówno w dziedzinie energetyki, jak i poprawy konkurencyjności gospodarki.

Biorąc pod uwagę specyficzne uwarunkowania w latach 2020-2021 r. trzeba zauważyć, że po raz kolejny Polska gospodarka okazała się stosunkowo odporna na sytuacje kryzysowe. Okres sprawozdawczy przypada na kryzys gospodarczy związany z COVID-19. Polska przeszła go relatywnie lepiej niż inne kraje, w dużej mierze dzięki wdrożonemu pakietowi rozwiązań antykryzysowych. Odnotowany w 2020 r. spadek PKB na poziomie 2% był blisko trzykrotnie płytszy od odnotowanego w UE-27 (5,7%). Natomiast w latach 2021 –2022 r. w Polsce miała miejsce intensywna odbudowa aktywności gospodarczej, w wyniku której PKB wzrósł w ujęciu realnym (tj. w cenach stałych) o odpowiednio: 6,8% (wobec wzrostu w UE-27 o 5,4%) w 2021 r. oraz o 4,9% (wobec 3,5% w UE-27) w 2022 r.

W świetle zaburzeń w łańcuchach dostaw oraz problemów z zapewnieniem wystarczającej podaży dóbr w czasie pandemii polskie przedsiębiorstwa były w stanie skutecznie powiększać zasięg działalności, czego przejawem był realny wzrost wartości eksportu w kryzysowym 2020 r. Polska znalazła się w gronie 25 największych eksporterów świata, a eksport w Polsce od 2016 r. rósł szybciej niż PKB. W trakcie pandemii COVID-19 właśnie eksport stał się jedną z tarcz chroniących polską gospodarkę. To również motor napędowy, który wspomaga jej odbudowę. Duże znaczenie w tym obszarze mają zagraniczne przedsiębiorstwa, które są ważnymi motorami polskiego eksportu w branżach takich jak pojazdy silnikowe, sprzęt transportowy, ale także usługi programowania komputerów i farmaceutyki. Jednocześnie zaawansowane technologicznie tych podmiotów wpływa na rozwój małych średnich przedsiębiorstw krajowych, które podążają za wytyczanymi trendami.

Istotnymi czynnikami decydującymi o atrakcyjności inwestycyjnej, a przez to pozycji konkurencyjności gospodarki jest produktywność, kapitał ludzki i koszty pracy, poziom rozwoju infrastruktury, a także w coraz większym stopniu poziom cyfryzacji. Rozwój Polski we wszystkich tych obszarach wpływa zarówno na poprawę kondycji krajowej gospodarki, jak również jej atrakcyjność dla podmiotów zewnętrznych. Z tego względu warto podkreślić, że w 2021 r. napływ kapitału netto z tytułu zagranicznych inwestycji bezpośrednich wyniósł 114,2 mld zł, co oznacza, że uległ podwojeniu w stosunku do 2019 i 2020 r., w których poziomy bezpośrednich inwestycji zagranicznych wynosiły odpowiednio 51,9 mld zł i 59,3 mld zł. Szczególnie istotne jest to, że za przyrost tych wartości odpowiada przede wszystkim reinwestowanie zysków. W 2021 r. zagraniczne inwestycje bezpośrednie trafiały głównie do podmiotów zajmujących się przetwórstwem przemysłowym (41,4 mld zł), działalnością profesjonalną, naukową i techniczną (23,1 mld zł) oraz handlową (18,5 mld zł). Odpływ kapitału odnotowano w przypadku podmiotów z obszaru działalności w zakresie usług telekomunikacyjnych (-6,1 mld zł). Osiągnięte wartości wskazują, że Polska została oceniona jako stabilny i przewidywalny rynek, co jest kluczowym wyznacznikiem atrakcyjności środowiska dla inwestycji i pozycji gospodarczej naszego kraju.

7.4.1. Rekompensaty dla sektorów i podsektorów energochłonnych

W odniesieniu do konkurencyjności szczególne znaczenie mają sektory i podsektory energochłonne, które narażone są na ryzyko przenoszenia produkcji do krajów trzecich, gdzie ceny energii elektrycznej nie zawierają kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂. Z tego względu w 2022 r. została znowelizowana ustawa *o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* (Dz. U. z 2022 r. poz. 469), która ma na celu zapewnienie warunków konkurencyjnych dla krajowego przemysłu energochłonnego. Zmiana regulacji miała na celu dostosowanie programu pomocowego dot. rekompensat zgodnie z Wytycznymi KE w tej sprawie i wypłaty rekompensat dla przemysłu w latach 2022-2031.

Nowelizacja ustawy z 2022 r. umożliwiła zwiększenie rekompensat do wysokości wskaźnika 100% intensywności. W przypadku, gdy poniesione koszty pośrednie (po uwzględnieniu rekompensat na poziomie 75%) przekraczają 1,5% wartości dodanej danego przedsiębiorstwa, państwo członkowskie Unii Europejskiej może ograniczyć kwotę kosztów pośrednich przez przyznanie zwiększenia rekompensaty do max. poziomu 100%. Jednocześnie warunkiem ubiegania się o zwiększenie poziomu rekompensat konieczne jest dostarczenie przez przedsiębiorcę informacji o GVA (wartości dodanej brutto).

W okresie sprawozdawczym trwały również prace przygotowawcze nad programem rządowym pn. *Pomoc dla sektorów energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu ziemnego i energii elektrycznej w 2022 r.* Program ten, w ramach którego udzielano wsparcia przedsiębiorstwom energochłonnym z branż szczególnie narażonych na skutki kryzysu energetycznego, został uruchomiony w 2023 r.

8. Spis rysunków

Rysunek 1. Zagregowane emisje gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem kategorii 4 – LULUCF) w latach 1988-2021 wg kategorii źródeł emisji	7
Rysunek 2. Relacja dynamiki PKB do emisji gazów cieplarnianych w latach 1988-2021	7
Rysunek 3. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto oraz w poszczególnych sektorach.....	9
Rysunek 4. Udział i cele OZE w finalnym zużyciu energii brutto dla krajów EU 27 na 2020 r. ...	9
Rysunek 5. Struktura produkcji energii elektrycznej w podziale na technologie wytwarzania	10
Rysunek 6. Dynamika energochłonności pierwotnej i finalnej PKB w latach 1990-2021 [toe/M€'2015]	16

9. Lista załączników i tabel w sprawozdaniu (zawartych w formacie Excel)

Oznaczenia kolorów tabel

Tekst opisowy	Tekst opisujący przeznaczenie tabeli / pól (nie wypełniają państwa członkowskie).
Nie dotyczy	Nie dotyczy (nie wypełnia państwo członkowskie).
Do wypełnienia <i>(To be filled in by MS)</i>	Informacje do wypełnienia przez państwo członkowskie: mogą być obowiązkowe (jeśli dotyczy/dostępne) lub dobrowolne (zob. specyfikacja w tabeli).
Wstępne wypełnianie <i>(Pre-filling)</i>	Informacje, które państwa członkowskie już dostarczyły Komisji w ramach innego działania sprawozdawczego, <u>zakończonego</u> zasadniczo przed terminem składania sprawozdań w ramach NECPR. W związku z tym państwo członkowskie nie będzie ponownie przedkładać informacji w ramach NECPR. Danych nie można zmienić w raportowaniu postępów, ale możliwa jest modyfikacja przez podstawowy proces ustanowiony dla danych źródłowych. Wstępnie wypełnione dane specyficzne dla ReportNet nie pojawią się bezpośrednio w systemie raportowania, jednak informacje o wstępnie wypełnionych danych będą dostępne w odpowiednich szablonach eksportu.
Po wypełnieniu <i>(Post-filling)</i>	Informacje, które państwa członkowskie już przekazały Komisji w ramach innej procedury sprawozdawczej, <u>prowadzonej równolegle</u> do sprawozdawczości w ramach NECPR. W związku z tym państwo członkowskie nie będzie ponownie przedkładać informacji w ramach NECPR. Danych nie można zmienić w raportowaniu postępów, ale korekta możliwa jest w ramach innych procesów sprawozdawczych. Dane po wypełnieniu specyficzne dla ReportNet nie pojawią się bezpośrednio w systemie raportowania, jednak informacja o tym, gdzie dane po wypełnieniu mają być dostarczone, będzie widoczna w odpowiednich szablonach eksportu. Po zakończeniu procesu zapewniania jakości/kontroli jakości dla drugiego zadania sprawozdawczego dane będą przechowywane i udostępniane razem jako jeden spójny zestaw danych.
Wstępny import <i>(Pre-loading)</i>	Informacje, które zostały już zebrane przez Komisję z poprzednich działań lub przekazane Komisji z innego źródła, ale nie obejmują w pełni wymogów NECPR. Informacje można wstępnie wgrać w odpowiednim szablonie. W stosownych przypadkach państwa członkowskie będą sprawdzać, uzupełniać i komentować dane. Przykład: Polityki i środki dotyczące emisji gazów cieplarnianych zgłoszone w 2021 r. zgodnie z art. 18 rozporządzenia w sprawie zarządzania znajdują się już w bazie danych ReportNet3, a zgłaszający będą mogli je aktualizować.
Automatycznie przekalkulowane <i>(Automatically calculated)</i>	Pola automatycznie obliczane na podstawie innych pól.

Lista załączników

Załącznik	Tytuł
I	Obniżenie emisyjności: emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych
II	Obniżenie emisyjności: energia ze źródeł odnawialnych
III	Obniżenie emisyjności: przystosowanie się do zmian klimatu
IV	Efektywność energetyczna
V	Bezpieczeństwo energetyczne
VI	Wewnętrzny rynek energii
VII	Badania naukowe, innowacje i konkurencyjność
VIII	Krajowe założenia dotyczące stopniowego wycofywania dotacji w energetyce, zwłaszcza dotacji do paliw kopalnych
IX	Postępy osiągnięte w realizacji krajowych polityk i środków
X	Nowe polityki i środki zgodnie z art. 21 lit. B) pkt 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999
XI	Informacje na temat oszczędności energii uzyskanych na podstawie art. 7 dyrektywy 2012/27/UE
XII	Sprawozdawczość zgodnie z art. 5 dyrektywy 2012/27/UE
XIII	Postępy w zakresie finansowania
XIV	Wpływ na jakość powietrza i emisje do powietrza
XV	Polityki i środki mające na celu stopniowe wycofywanie dotacji w energetyce, zwłaszcza dotacji do paliw kopalnych
XVI	Dodatkowe obowiązki w zakresie sprawozdawczości w obszarze energii ze źródeł odnawialnych
XVII	Dodatkowe obowiązki w zakresie sprawozdawczości w obszarze efektywności energetycznej
XVIII	Ubóstwo energetyczne
XIX	Ubóstwo energetyczne
XX	Informacje na temat tego, jak wdrożenie zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu przyczynia się do sprawiedliwej transformacji, propagowania zarówno praw człowieka, jak i równouprawnienia płci, a także do przeciwdziałania nierównościom w zakresie ubóstwa energetycznego
XXI	Wdrożenie współpracy regionalnej
XXII	Sprawozdawczość w zakresie wdrażania zaleceń, o których mowa w art. 32 ust. 1 lub 2 rozporządzenia (UE) 2018/1999
XXIII	Sprawozdawczość w zakresie wielopoziomowego dialogu w dziedzinie klimatu i energii, o którym mowa w art. 11 rozporządzenia (UE) 2018/1999

Lista tabel

Załącznik	Tabela	Tytuł
I	1	Obecne i prognozowane krajowe postępy w realizacji krajowych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych w kontekście neutralności klimatycznej
I	2	Obecny i prognozowany postęp w realizacji wiążących rocznych pułapów krajowych zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/842, zgłoszony zgodnie z art. 26 ust. 3 i art. 18 ust. 1 lit. b) rozporządzenia (UE) 2018/1999
I	3	Obecne i prognozowane postępy w realizacji zobowiązań zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/841 zgłoszone zgodnie z art. 26 ust. 3 i art. 18 ust. 1 lit. b) rozporządzenia (UE) 2018/1999
I	4	Obecne i prognozowane postępy w realizacji innych krajowych celów i założeń związanych z emisją gazów cieplarnianych określonych w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, w tym celów sektorowych zgodnie z art. 4 lit. a) pkt 1 ppkt (iii) rozporządzenia (UE) 2018/1999
II	1	Udział energii ze źródeł odnawialnych w poszczególnych sektorach (elektroenergetycznym, ciepłowniczym i chłodniczym, transportu) oraz ogółem
II	2	Całkowita moc zainstalowana w każdej technologii energii ze źródeł odnawialnych
II	3	Całkowity rzeczywisty wkład (wytwarzanie energii elektrycznej brutto) każdej technologii energii ze źródeł odnawialnych w sektorze energii elektrycznej
II	4	Całkowity rzeczywisty wkład (końcowe zużycie energii brutto) każdej technologii energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia
II	5	Całkowity rzeczywisty wkład (końcowe zużycie energii brutto) każdej technologii energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportu
II	6	Dostawa biomasy na cele energetyczne
II	7	Inne krajowe trajektorie i założenia
II	8	Ocena wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zgodnie z art. 6 ust. 4 dyrektywy (UE) 2018/2001
III	1	Cele związane z przystosowaniem się do zmian klimatu w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu
III	2	Informacje dotyczące przystosowania się, które mogą wpłynąć na realizację założeń i celów unii energetycznej oraz wypełnienie długoterminowych zobowiązań Unii dotyczących emisji gazów cieplarnianych zgodnie z porozumieniem paryskim
IV	1	Wkład krajowy i orientacyjna trajektoria zużycia energii pierwotnej i końcowej

IV	2	Cele pośrednie i wskaźniki postępów długoterminowej strategii renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieszkalnych – zasób budowlany
IV	3	Cele pośrednie i wskaźniki postępów długoterminowej strategii renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieszkalnych – wskaźniki renowacji
IV	4	Cele pośrednie i wskaźniki postępów długoterminowej strategii renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieszkalnych – inne wskaźniki
IV	5	Cele pośrednie i wskaźniki postępów długoterminowej strategii renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieszkalnych – wkład w unijne cele w zakresie efektywności energetycznej
IV	6	Aktualizacja innych krajowych założeń w dziedzinie efektywności energetycznej zgłoszonych w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu
V	1	Szczegółowe informacje na temat krajowych założeń, celów i wkładów
V	2	Postępy w realizacji wymiernych krajowych założeń i celów
V	3	Postępy w realizacji niewymiernych krajowych założeń i celów
VI	1	Postępy w realizacji krajowych założeń związanych z elektroenergetycznymi połączeniami międzysystemowymi
VI	2	Informacje na temat projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania dotyczących przesyłu
VI	3	Informacje na temat innych głównych projektów infrastrukturalnych
VI	4	Postępy w realizacji krajowych założeń związanych z elastycznością systemu energetycznego, w tym w odniesieniu do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych
VI	5	Postępy w realizacji krajowych założeń związanych z niedyskryminacyjnym udziałem w rynkach energii
VI	6	Postępy w realizacji założeń krajowych dotyczących udziału konsumentów w systemie energetycznym oraz korzyści z prosumpcji i nowych technologii, w tym inteligentnych liczników
VI	7	Postępy w realizacji krajowych założeń dotyczących wystarczalności systemu elektroenergetycznego
VII	1	Postępy w realizacji krajowych założeń stanowiących przeniesienie na grunt krajowy założeń i polityk planu EPSTE
VII	2	Postępy w realizacji wymiernych krajowych założeń dotyczących łącznej wielkości publicznych i – jeżeli takie dane są dostępne – prywatnych wydatków na badania naukowe i innowacje w dziedzinie czystych technologii energetycznych, a także założeń dotyczących kosztów technologii i rozwoju wydajności

VII	3	Postępy w realizacji niewymiernych krajowych założeń dotyczących łącznych publicznych i – jeżeli takie dane są dostępne – prywatnych wydatków na badania naukowe i innowacje w dziedzinie czystych technologii energetycznych, a także założeń dotyczących kosztów technologii i rozwoju wydajności
VII	4	Postępy w realizacji krajowych założeń obejmujących długoterminowe cele na 2050 r. dotyczące wykorzystywania technologii obniżania emisyjności energochłonnych i wysokoemisyjnych sektorów przemysłu oraz, w stosownych przypadkach, dotyczące odpowiedniej infrastruktury transportu, wykorzystania i składowania dwutlenku węgla
VII	5	Postępy w realizacji założeń krajowych w zakresie konkurencyjności
VIII	1	Postępy w realizacji krajowych założeń dotyczących stopniowego wycofywania dotacji w energetyce, zwłaszcza dotacji do paliw kopalnych
IX	1	Kluczowe cechy i postępy w realizacji polityk i środków
IX	2	Dostępne wyniki ocen ex ante i ex post dotyczących wpływu poszczególnych polityk lub grup polityk i środków na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych
IX	3	Dostępne wyniki ocen ex ante i ex post dotyczących wpływu poszczególnych rodzajów polityki lub grup polityk i środków na efektywność energetyczną
IX	4	Dostępne prognozowane i poniesione koszty i korzyści związane z poszczególnymi politykami lub grupami polityk i środków w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych
IX	5	Dostępne prognozowane i poniesione koszty i korzyści związane z poszczególnymi politykami lub grupami polityk i środków w zakresie efektywności energetycznej
X	1	Systemy zobowiązujące do efektywności energetycznej, o których mowa w art. 7a dyrektywy 2012/27/UE
X	2	Alternatywne środki z dziedziny polityki, o których mowa w art. 7b i art. 20 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE (z wyjątkiem środków podatkowych)
X	3	Informacje na temat środków podatkowych
X	4	Informacje na temat okresu trwania działań indywidualnych kwalifikujących się do polityk i środków zgłoszonych do celów art. 7 dyrektywy 2012/27/UE
XI	1	Oszczędności energii uzyskane w ramach art. 7 dyrektywy 2012/27/UE w roku X-2
XI	2	Oszczędności energii uzyskane w ramach art. 7 dyrektywy 2012/27/UE w roku X-3
XII	1	Całkowita powierzchnia pomieszczeń w budynkach ogrzewanych lub chłodzonych poddanych renowacji, które stanowią własność

		instytucji rządowych państw członkowskich i są przez nie zajmowane, zgodnie z art. 5 ust. 1 dyrektywy 2012/27/UE
XII	2	Wielkość oszczędności energii uzyskanych zgodnie z art. 5 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE w kwalifikujących się budynkach stanowiących własność instytucji rządowych i zajmowanych przez te instytucje
XIII	1	Postępy w zakresie finansowania
XIV	1	Wpływ na jakość powietrza i emisje do powietrza
XV	1	Polityki i środki mające na celu stopniowe wycofywanie dotacji w energetyce, zwłaszcza dotacji do paliw kopalnych
XVI	1	Funkcjonowanie systemu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej, gazu oraz energii stosowanej na potrzeby ogrzewania i chłodzenia z odnawialnych źródeł energii
XVI	2	Zmiany cen surowców i zmiany w użytkowaniu gruntów związane z wykorzystaniem biomasy i innych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych
XVI	3	Szacowana nadwyżka produkcji energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do trajektorii krajowej dla celu na 2030 r.
XVI	4	Rozwój technologiczny i wykorzystywanie biopaliw wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX do dyrektywy 2018/2001
XVI	5	Szacunkowy wpływ produkcji lub wykorzystania biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy na bioróżnorodność, zasoby wodne, dostępność i jakość wody, jakość gleby i powietrza
XVI	6	Zaobserwowane przypadki nadużyć w łańcuchu kontroli pochodzenia biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy
XVI	7	Udział odpadów ulegających biodegradacji w zakładach przetwarzania odpadów w energię wykorzystywanych do produkcji energii
XVI	8	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach, z uwzględnieniem – w miarę możliwości – zdezagregowanych danych dotyczących energii wytworzonej, zużytej i wprowadzonej do sieci
XVI	9	Ilość biomasy stałej wykorzystanej do wytwarzania energii
XVII	1	Postępy w każdym sektorze i powody utrzymywania się zużycia energii na stałym poziomie lub wzrostu zużycia w sektorach zużycia energii końcowej
XVII	2	Całkowita powierzchnia pomieszczeń w budynkach o całkowitej powierzchni użytkowej powyżej 250 m ² stanowiących własność instytucji rządowych państw członkowskich i przez nie zajmowanych, które w dniu 1 stycznia lat X-2 i X-1 nie spełniały wymogów dotyczących charakterystyki energetycznej budynków, o których mowa w art. 5 ust. 1 dyrektywy 2012/27/UE

XVII	3	Liczba audytów energetycznych przeprowadzonych w latach X-3 i X-2. Oprócz tego łączna szacowana liczba dużych przedsiębiorstw na terytorium, do których ma zastosowanie art. 8 ust. 4 dyrektywy 2012/27/UE, oraz liczba audytów energetycznych przeprowadzonych w tych przedsiębiorstwach w latach X-3 i X-2
XVII	4	Stosowany krajowy współczynnik energii pierwotnej dla energii elektrycznej oraz uzasadnienie, jeżeli odbiega on od współczynnika domyślnego, o którym mowa w przepisie 3 w załączniku IV do dyrektywy 2012/27/UE
XVII	5	Liczba i powierzchnia nowych i odnawianych budynków o niemal zerowym zużyciu energii w latach X-2 i X-1, zgodnie z art. 9 dyrektywy 2010/31/UE – w razie potrzeby na podstawie prób statystycznych
XVII	6	Link do strony internetowej, na której znajduje się wykaz lub interfejs dostawców usług energetycznych, o których mowa w art. 18 ust. 1 lit. c) dyrektywy 2012/27/UE
XVIII	1	Informacje o postępach w osiągnięciu krajowych orientacyjnych założeń dotyczących zmniejszania liczby gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym
XIX	1	Informacje ilościowe na temat liczby gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym
XIX	2	Sprawozdawczość w zakresie wskaźników dotyczących ubóstwa energetycznego
XIX	3	Sprawozdawczość w zakresie krajowych wskaźników dotyczących ubóstwa energetycznego
XIX	4	Informacje na temat krajowej definicji ubóstwa energetycznego
XX	1	Wpływ wdrażania krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu na miejsca pracy, pracowników i regiony
XX	2	Wpływ wdrożenia krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu na propagowanie praw człowieka i równouprawnienia płci oraz przeciwdziałanie nierównościami w zakresie ubóstwa energetycznego
XXI	1	Sprawozdawczość w zakresie informacji na temat wdrożenia współpracy regionalnej
XXII	1	Sprawozdawczość w zakresie wdrażania zaleceń
XXIII	1	Postępy w organizowaniu wielopoziomowego dialogu w dziedzinie klimatu i energii, o którym mowa w art. 11 rozporządzenia (UE) 2018/1999