

ELEKTROENERGETYKA W POLSCE W 2023

ANALIZA RYNKU

KWIECIEŃ 2024



Life Is On | **Schneider**
Electric

KOMENATRZ PARTNERA

Jacek Łukaszewski, prezes Schneider Electric na obszar Europy Środkowo-Wschodniej

W dyskusji o transformacji energetycznej jednym z zagadnień, które należy wziąć pod uwagę, jest kwestia sprawiedliwego przeprowadzenia tego procesu.

Często kwestia transformacji energetycznej jest postrzegana jako temat dotyczący wyłącznie specjalistów lub wyłącznie z punktu widzenia interesu konkretnej grupy użytkowników. Zagadnienie długofalowych skutków społecznych często jest traktowane



powierzchnie lub zupełnie pomijane. Rozumiem, że niekiedy trudno jest wyjść poza pewne ramy. Uważam jednak, że absolutnym warunkiem powodzenia transformacji energetycznej jest jej powszechna akceptacja społeczna, co oznacza, że większość osób i podmiotów dotkniętych tym procesem uzna, że ewentualne koszty i korzyści dzielone są sprawiedliwie.

Docelowy system energetyczny będzie bardziej sprawiedliwy

Po pierwsze – powszechność tego procesu. Zwróćmy uwagę, że transformacja energetyczna obejmuje zarówno produkcję, jak i konsumpcję energii, ustanawiając rynek prosumenta, który nie tylko zużywa, ale i wytwarza prąd. Transformacja to wyzwanie, które nie dotyczy wyłącznie Europy. To proces, który musi być przeprowadzony w skali globu. Co więcej, nie skupia się on wyłącznie na biznesie, ale obejmuje wszystkie aspekty działalności człowieka. Zatem transformacja energetyczna jest zjawiskiem prawdziwie egalitarnym.

Drugim elementem, wskazującym na sprawiedliwość tego procesu, jest jego cel w postaci dekarbonizacji. Ograniczenie skutków zmian klimatycznych to korzyść dla każdego człowieka na Ziemi, co lepiej od nas rozumieją dziś mieszkańcy półkuli południowej, np. państw wyspiarskich, dla których zatrzymanie wzrostu poziomu mórz jest kwestią decydującą o „być albo nie być”. Ale efektem dekarbonizacji jest też po prostu dostęp do tańszej energii. Słyszy się czasem, że nie stać nas na transformację energetyczną. Należy sobie jednak postawić pytanie, czy stać nas na jej nieprzeprowadzenie i pogłębianie luki konkurencyjnej między opartą na węglu gospodarką a innowacyjną gospodarką opartą na OZE i atomie?

Przypomnijmy, że jedna 1 MWh energii elektrycznej na rynku spot (z dostawą następnego dnia) była w zeszłym roku w Polsce średnio o kilkanaście euro wyższa niż w zdecydowanej większości pozostałych krajów unijnych. Tymczasem średni koszt 1 MWh energii wytworzonej z węgla jest aż pięciokrotnie wyższy od kosztu energii wiatrowej. Różnica ta będzie się zwiększać wraz z udoskonalaniem technologii OZE oraz rosnącym kosztem uprawnień do emisji (system EU ETS).

Transformacja energetyczna zapewnia więc wreszcie wolność poprzez uniezależnienie od surowców podlegających politycznej kontroli. O znaczeniu wysiłków na rzecz uzyskania tej swobody nie trzeba przekonywać – wykazał je kryzys energetyczny. Nad źródłami odnawialnymi nikt nie może sprawować kontroli, nie mogą więc stać się instrumentem nacisku. Oczywiście zależne są one od czynników meteorologicznych. Jednak i ich wpływ można znacząco ograniczyć, świadomie budując odpowiedni – stworzony na potrzeby indywidualnych uwarunkowań danego regionu czy kraju – miks energetyczny, w którym, obok OZE, znajdzie się np. bezemisyjny atom.

Otwórzmy oczy

Elementem, który budzi największe kontrowersje, nie jest docelowy kształt systemu energetycznego. Zdecydowana większość konsumentów, producentów i uczestników rynku energii zgadza się, iż energetyka oparta o rozproszone odnawialne źródła energii będzie nie tylko mniej obciążająca dla klimatu, ale również zdecydowanie bardziej efektywna. Gorąca dyskusja dotyczy czasu i sposobu dojścia do tego docelowego systemu. Niestety, ciągle znaczące są postawy polegające na odwracaniu wzroku i ignorowaniu transformacji energetycznej.

Z ostatniej edycji przygotowywanego przez Schneider Electric i fundację Digital Poland raportu „Elektryczność 4.0”, w którym diagnozowaliśmy podejście firm do kwestii transformacji energetycznej, wynika, że zaledwie co czwarta organizacja w naszym kraju posiada strategię zrównoważonego rozwoju i plan redukcji emisji CO₂. A przecież wchodzące w życie przepisy dotyczące konieczności raportowania ESG przez duże firmy – nie tylko w obszarze własnych działań, ale także w całym łańcuchu swych dostaw – już za chwilę zmienią zasady konkurencyjności rynkowej. W efekcie część podmiotów, które już dziś często borykają się z wysokimi kosztami energii, straci wiele ze swej atrakcyjności biznesowej, co wprost zagrozi im wypadnięciem z rynku. Rozwiązaniem jest inteligentna i sprawiedliwa transformacja energetyczna, czyli coś, co w Schneider Electric nazywamy przejściem na poziom Elektryczności 4.0.

Inteligentnie od początku

Transformacja to proces, do którego przystąpić trzeba planowo. By plan taki stworzyć, należy poznać swoje mocne i słabe strony, czyli w tym wypadku poziom zużycia energii i powody jej ewentualnych strat. Z pomocą przychodzi digitalizacja i opomiarowanie, co pozwala wyeliminować wszystkie przejawy niegospodarności. Najtańsza bowiem jest ta kilowatogodzina, której nie zużyjemy.

W dalszej kolejności, na podstawie uzyskanych wyników, można myśleć o krokach kolejnych, by sprostać własnemu zapotrzebowaniu na energię w taki sposób, aby była ona wolna od emisji CO₂. Tu możliwości jest wiele: zakup energii pochodzącej z czystych źródeł, inwestycje w OZE czy wreszcie magazyny energii, a nawet kompleksowe mikrosieci energetyczne. Podstawą skuteczności działania są technologie cyfrowe, które umożliwiają stały wgląd w wytwarzanie i zużycie energii, monitorują jej źródła, koszty wytworzenia czy aktualne taryfy. Ponadto całemu systemowi pozwalają w dynamiczny sposób reagować na zachodzące zmiany, np. w chwilach, kiedy na skutek zachmurzenia spada wytwarzanie energii w panelach fotowoltaicznych i trzeba skorzystać z innych źródeł lub skompensować niedobory energii w jednym miejscu nadwyżkami z innego obszaru.

Wspólna droga do zmiany

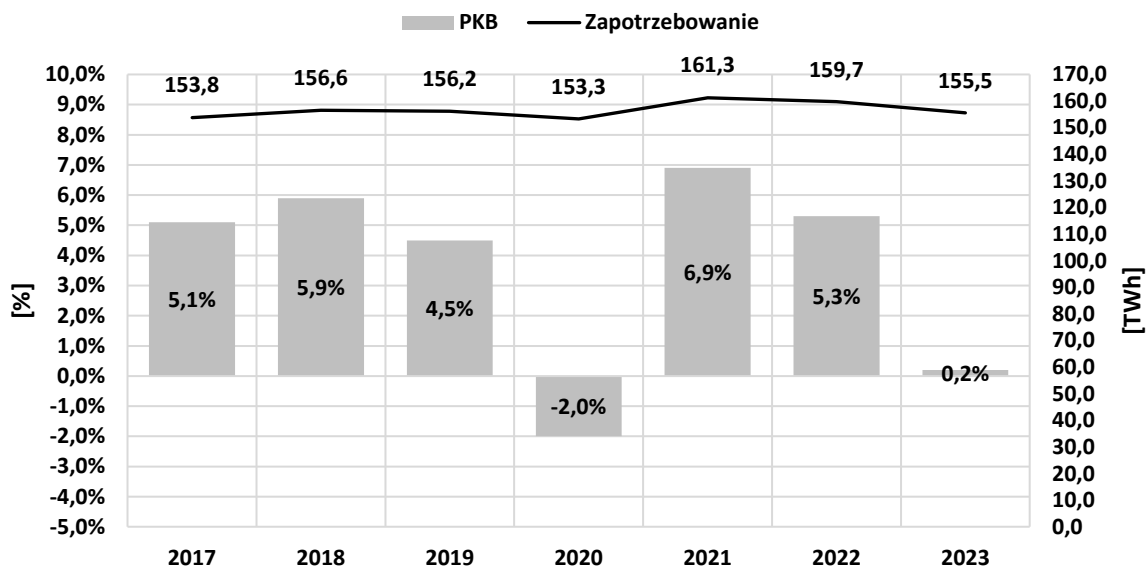
Technologie cyfrowe są więc fundamentem powodzenia zmiany, w którą wkraczamy. Jak każda zmiana, także i ta rodzi niechęć i obawy. Konieczność ponoszenia wydatków inwestycyjnych postrzegana bywa jako niesprawiedliwość. Nie jest nią jednak w świetle tego, o czym już wspomniałem. Należy mieć na uwadze, że każda zainwestowana dziś w transformację energetyczną złotówka zaowocuje długofalowymi oszczędnościami – nie tylko w cenach energii, ale także w kosztach, jakie już dziś rodzi kryzys klimatyczny i idący w nim w parze kryzys socjalny.

Znajdujemy się w korzystnej sytuacji, kiedy wobec wyzwań nie jesteśmy sami – funkcjonujemy w ramach wspólnoty europejskiej. Mamy dzięki niej dostęp do wsparcia – także finansowego. Jako kraj, którego energetyka przez całe dekady opierała się na węglu, mamy słabszą pozycję startową na naszej ścieżce wiodącej w stronę dekarbonizacji, niż większość krajów Unii. Potrzebujemy zatem pewnych ułatwień, choćby w postaci dłuższego czasu na osiągnięcie postawionych przez wspólnotę celów czy większego poziomu wsparcia finansowego. Stąd konieczność rozmów z naszymi wspólnotowymi partnerami, jasnych i zdecydowanych negocjacji oraz szukania kompromisów. Tylko w ten sposób, a nie poprzez ignorowanie wyzwania, dokonamy tej istotnej zmiany, która przyniesie korzyści nie tylko nam, ale i kolejnym pokoleniom.

Rozwój gospodarczy a zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce

Rok 2023 cechowało widocznie niższe tempo wzrostu realnego produktu krajowego brutto (PKB) względem roku 2022 (0,2% r/r). Zjawisko to współwystępowało ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną (EE) netto w Polsce o ok. 4,2 TWh, tj. 2,6% (Rys. 1). Na przestrzeni ostatnich lat korelacja między tempem wzrostu PKB a zapotrzebowaniem na EE pozostawała dość silna, wynosząc ok. 0,66 (współczynnik korelacji Pearsona).

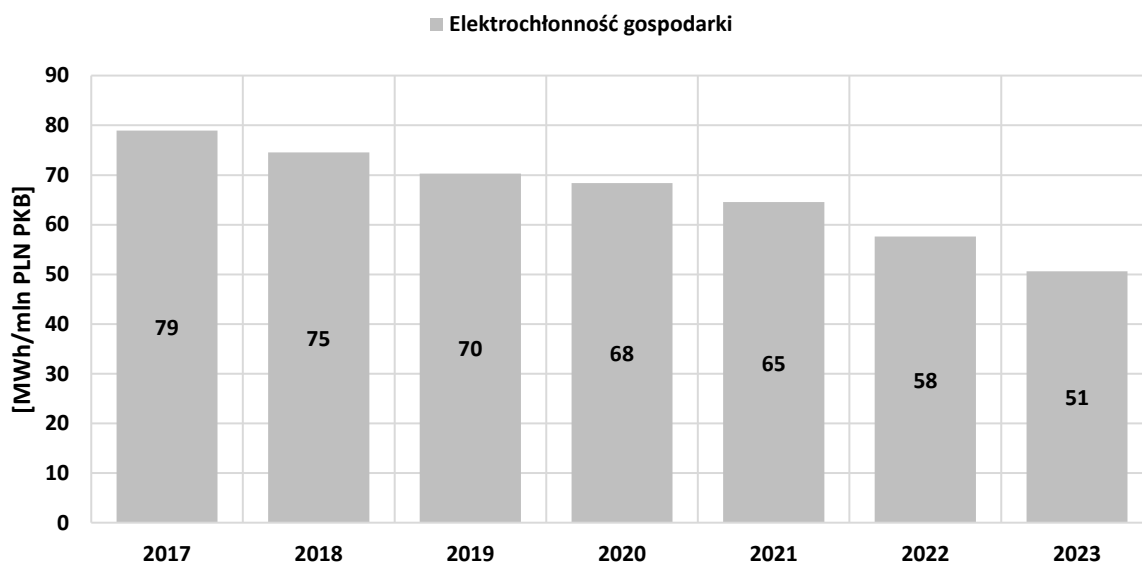
Rys. 1 Tempo zmian realnego PKB oraz zapotrzebowanie netto na EE w Polsce [% oraz TWh]



Źródło: dane ENTSO-E oraz GUS

Powyższe relacje w zakresie rozwoju PKB oraz zapotrzebowania na EE pozwalają zaobserwować (Rys. 2) roczną poprawę w zakresie elektrochłonności polskiej gospodarki, obrazowaną przez spadek wskaźnika zużycia EE (MWh) na jednostkę PKB (mln PLN).

Rys. 2 Ewolucja elektrochłonności PKB w Polsce [MWh/mln PLN]



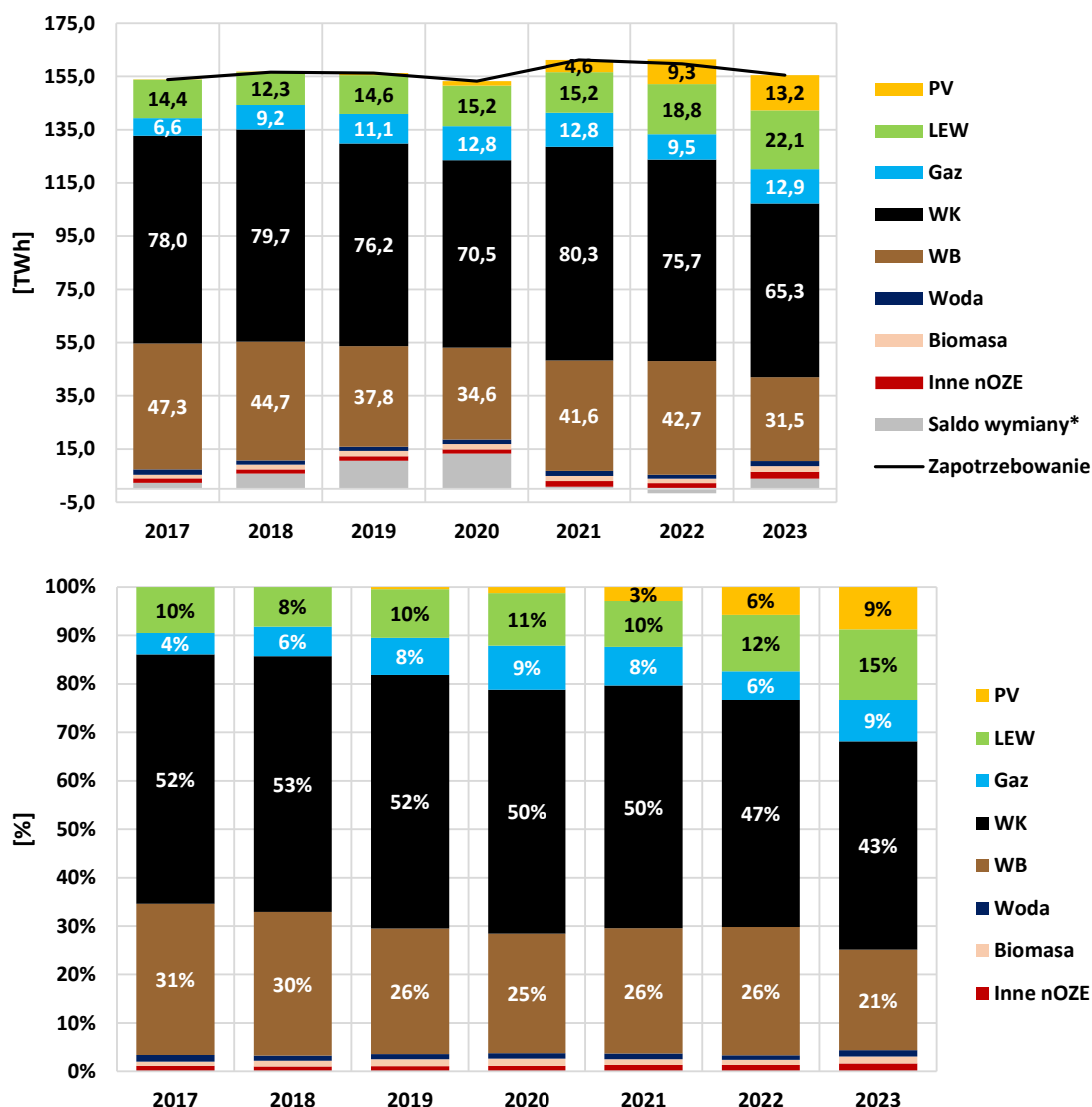
Źródło: obliczenia własne w oparciu o dane ENTSO-E oraz GUS

Struktura pokrycia zapotrzebowania na EE w Polsce

Na przestrzeni ostatnich lat (Rys. 3) w Polsce nastąpił zauważalny spadek wolumenów produkcji EE z węgla brunatnego (WB) i węgla kamiennego (WK) przy jednoczesnym wzroście produkcji z gazu ziemnego, lądowej energetyki wiatrowej (LEW) oraz fotowoltaiki (PV).

W stosunku do roku 2017, produkcja EE z WB spadła w 2023 roku o ok. 15,8 TWh (33,4%) oraz o ok. 12,8 TWh (16,4%) w przypadku WK. Wzrost produkcji z gazu wyniósł 6,3 TWh (95,2%) oraz 7,7 TWh (53,5%) w przypadku produkcji z LEW. Najsilniejszym wzrostem w ostatnich latach cechuje się produkcja EE ze źródeł PV (13,2 TWh w roku 2023 przy nieznacznym wolumenie w roku 2017, tj. ok. 0,2 TWh). Po okresie wzrostu wolumenów importu netto EE do Polski (lata 2017-2020 z poziomu 2,3 TWh do 13,2 TWh), rok 2021 zamknął się saldem importowym rzędu 0,8 TWh, by w roku 2022 przyjąć saldo eksportowe (-1,7 TWh). Rok 2023 to powrót Polski do pozycji importera EE netto (saldo roczne rzędu 3,9 TWh).

Rys. 3 Zapotrzebowanie i produkcja netto EE w Polsce oraz saldo wymiany z zagranicą [TWh oraz %]



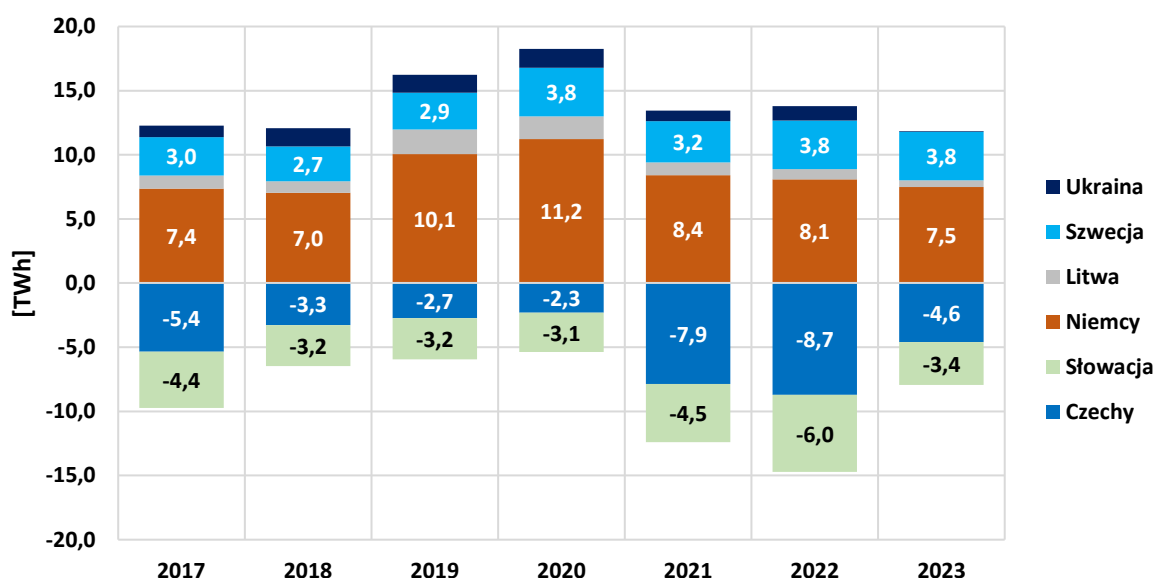
*Różnica między importem a eksportem. Znak (+) oznacza import netto. Znak (-) oznacza eksport netto.

Źródło: dane ENTSO-E oraz PSE

Na przestrzeni opisywanych lat, głównym kierunkiem importu EE do Polski pozostawały Niemcy oraz Szwecja, a następnie Litwa. W roku 2023 saldo przepływów z Ukrainą było zerowe. Eksport netto z Polski odbywał się do Czech i Słowacji

Rys. 4).

Rys. 4 Wolumeny wymiany EE z zagranicą [TWh; znak dodatni to import, znak ujemny to eksport]



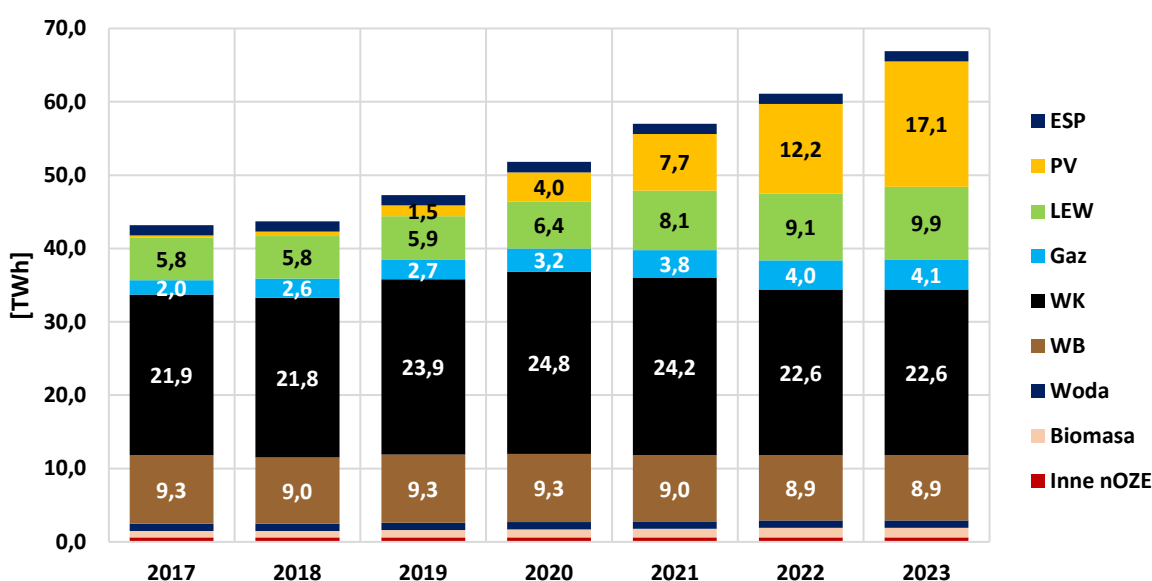
Źródło: dane PSE

Struktura mocy wytwórczych EE w Polsce

Wskazany na Rys. 3 wzrost wolumenów produkcji EE ze źródeł gazowych oraz z pogodozależnych odnawialnych źródeł energii (OZE), tj. LEW oraz PV, jest efektem przyrostu mocy zainstalowanej w tych typach źródeł w latach 2017-2023.

Na koniec roku 2023 spośród 17,1 GW mocy PV ok. 1,1 GW przypadało na farmy wielkoskalowe (≥ 10 MW). Ok. 40 MW przypadało także na hybrydowe instalacje OZE

Rys. 5 Moc zainstalowana według typów źródeł [GW, stan na koniec roku]



Źródło: dane ARE oraz PSE

Charakterystyka połączeń transgranicznych Polski

Tab. 1 prezentuje aktualny stan polskich połączeń transgranicznych z krajami ościennymi. Istotnym zjawiskiem w roku 2023 było rozpoczęcie eksploatacji linii Rzeszów – Chmielnicka w układzie synchronicznym (jest to dotychczasowa linia 750 kV, niepracująca od 1993 roku).

Tab. 1 Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Kraj	Połączenie	Dopuszczalne obciążenie
Niemcy	Krajnik – Vierraden	1,0 GW
Niemcy	Mikułowa – Hagenverder	1,4 GW
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	1,4 GW

Czechy	Bujaków – Liskovec	0,4 GW
Czechy	Kopanina – Liskovec	0,4 GW
Litwa	Ełk Bis – Alytus	0,5 GW
Słowacja	Krosno Iskrzynia – Leměšany	1,4 GW
Szwecja	Słupsk – Stårno	0,6 GW
Ukraina	Dobrotwór – Zamość	0,3 GW
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka	1,3 GW

Źródło: dane Załącznik 1. do aKPEiK Scenariusz transformacji w warunkach rynkowo-technicznych

W poprzednich latach istotnymi inwestycjami były przesuwniki fazowe na granicy z Niemcami (2016 rok dla połączenia Mikułowa – Hagenverder oraz 2018 rok dla połączenia Krajnik – Vierraden) w celu kontroli tzw. przepływów kołowych.

Wpływ pogodozależnych OZE na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w 2023 roku

Przyrost mocy oraz generacji z pogodozależnych OZE w 2023 roku przełożył się na nieobserwowane wcześniej w Polsce zjawiska *Dunkelflaute* oraz klęski urodzaju.

Dunkelflaute, czyli „susza OZE” w 2023 roku

Godziny lub dni o niskiej wietrzności i nasłonecznieniu mogą zbiegać się z okresami wysokiego zapotrzebowania na moc. W przypadkach, gdy chwilowa podaż mocy dostępnej z LEW i PV (a w przyszłości także MEW, tj. morskiej energetyki wiatrowej) jest niższa niż zapotrzebowanie systemu pojawiają się następujące ryzyka:

- Ryzyko niezbilansowania mocy czynnej, sygnalizowane przez spadek częstotliwości poniżej wartości zadanej (50 lub 60 Hz, w zależności od systemu)
- Ryzyko braku utrzymania wymaganych poziomów rezerw mocy czynnej w kierunku regulacji „w górę”.

Środkami zaradczymi mającymi na celu zbilansowanie mocy czynnej oraz zapewnienie odpowiedniego poziomu rezerw mocy bilansujących w okresach niedoborów mocy OZE jest wzrost generacji ze źródeł sterowalnych (głównie węgiel lub gaz), generacja z magazynów, import lub zmniejszenie chwilowej konsumpcji przez elastyczne odbiory (DSR). Oznacza to, że system musi posiadać odpowiednią podaż mocy pozwalającą na pokrycie zapotrzebowania (szczytowego lub bliskiego szczytowemu) w okresach niskiej lub zerowej generacji z pogodozależnych OZE.

Szczególnym przypadkiem okresów niskiej wietrzności i nasłonecznienia jest tzw. *Dunkelflaute* („susza OZE”), tj. wielodniowe okresy o niskiej lub zerowej wietrzności i

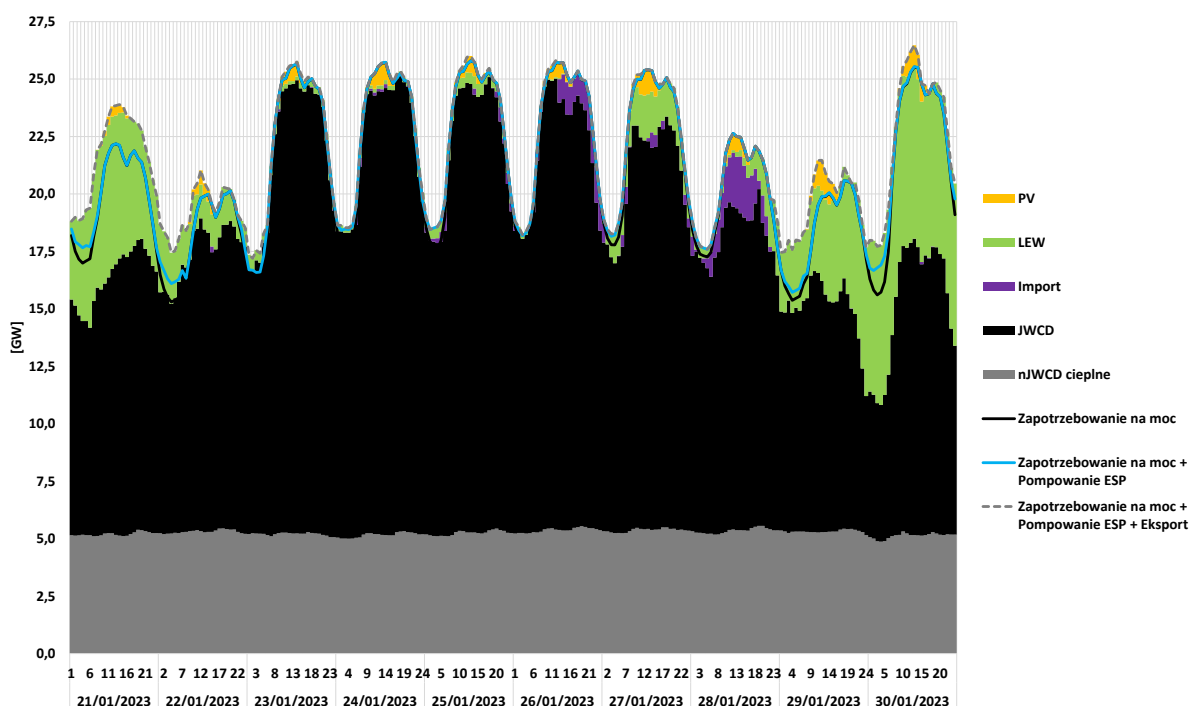
naśloniecznieniu, skutkujące niemożliwością generacji wymaganych poziomów mocy przez źródła pogodozależne.

W okresach wielogodzinnego lub wielodniowego braku generacji mocy przez OZE, system musi polegać na źródłach takich jak:

- Ciepłe jednostki wytwórcze
- Magazyny o wysokiej mocy i długim czasie pracy, pod warunkiem uprzedniego naładowania rezerwuaru do wymaganych poziomów
- Skoordynowane w ramach wirtualnej elektrowni (VPP) rozładowywanie baterii rozproszonych (samochody elektryczne lub małoskalowe baterie stacjonarne w domach lub firmach), pod warunkiem uprzedniego naładowania rezerwuaru do wymaganych poziomów
- Import energii (w ograniczonym stopniu, w zależności od korelacji warunków pogodowych w systemach sąsiednich)
- Redukcja poboru / reakcja strony popytowej (DSR), w przyszłości realizowana np. przez elastycznie pracujące elektrolizery.

Ilustrację zjawiska Dunkelflaute w Polsce przedstawia Rys. 6.

Rys. 6 Ilustracja zjawiska Dunkelflaute w Polsce na przykładzie sekwencji dni od 21 do 30 stycznia 2023 roku [GW]



Źródło: analiza własna w oparciu o dane PSE

Sekwencja dni od 21 do 30 stycznia 2023 roku w KSE obrazuje istotę zjawiska Dunkelflaute, tj. wysokich poziomów krajowego zapotrzebowania na moc (KZM) zbiegających się z wielogodzinnymi lub wielodniowymi okresami flauty („suszy OZE”). Z uwagi na niską temperaturę powietrza, KZM na przestrzeni powyższych dni osiągało typowe dla zimy wysokie poziomy (ok. 25,0-25,9 GW).

21 stycznia 2023 roku był okresem silnego wzrostu generacji z LEW – średnio 5,2 GW na przestrzeni całej doby, z minimum na poziomie 3,3 GW oraz maksimum na poziomie 6,6 GW. Zbiegło się to z typowym dla soboty spadkiem KZM (średnio 19,9 GW na przestrzeni całej doby) oraz niewielkimi wolumenami generacji z PV (maksymalnie 447 MW).

W kolejnym dniu, tj. 22 stycznia 2023 roku, produkcja z LEW spadła do średniego poziomu 1,6 GW na przestrzeni całej doby, co było wstępem do czterodniowego okresu Dunkelflaute na przestrzeni 23-26 stycznia 2023 roku.

W okresie 23-26 stycznia 2023 roku produkcja z LEW wyniosła średnio 262 MW. Minimalne poziomy przypadły na 26 stycznia 2023 roku, gdzie przez 16 kolejnych godzin (9-24) generacja z LEW nie przekraczała 90 MW (minimum, tj. 23 MW, przypadło na 20. godzinę handlową). Pokrycie wysokich poziomów KZM opierało się o sterowalne źródła ciepłe oraz ESP a także import mocy z zagranicy).

W analizowanych dniach, pomimo ok. 12,3 GW mocy zainstalowanej w fotowoltaice oraz ok. 9,1 GW mocy zainstalowanej w lądowej energetyce wiatrowej, niska wietrzność oraz typowe zimą niskie nasłonecznienie sprawiły, że chwilowe współczynniki wykorzystania mocy (tzw. capacity factor) obydwu technologii nie przekraczały 8%.

Klęska urodzaju w 2023

Godziny lub dni o wysokiej wietrzności i nasłonecznieniu mogą zbiegać się z okresami niskiego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym. W przypadkach, gdy chwilowa podaż mocy dostępnej z LEW, MEW czy PV przekracza zapotrzebowanie systemu powiększone o możliwości magazynowania oraz eksportu pojawiają się następujące ryzyka:

- **Ryzyko niezbilansowania mocy czynnej, sygnalizowane przez wzrost częstotliwości powyżej wartości zadanej (50 lub 60 Hz, w zależności od systemu)**
- **Ryzyko braku utrzymania wymaganych poziomów rezerw mocy czynnej w kierunku regulacji „w dół”.**

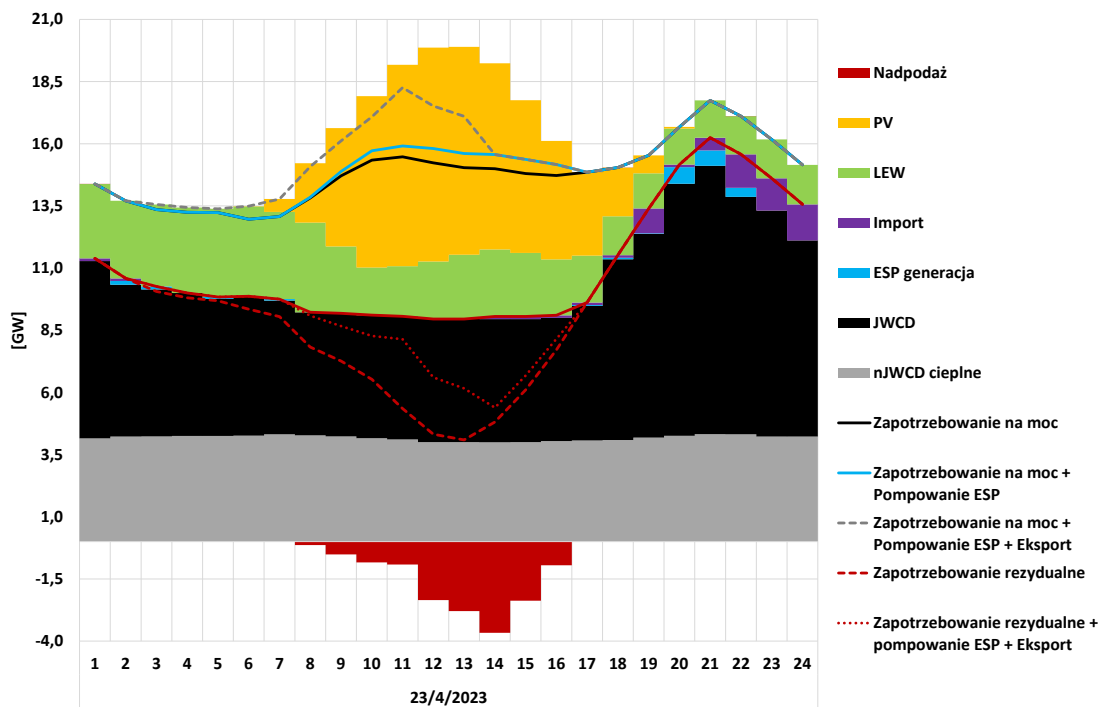
Środkami zaradczymi, mającymi na celu zbilansowanie mocy czynnej oraz zapewnienie odpowiedniego poziomu rezerw mocy bilansujących w okresach nadpodaży mocy OZE, jest dociążanie systemu (poprzez magazynowanie, eksport lub zwiększenie chwilowej konsumpcji przez elastyczne odbiory, tj. DSR) lub redukcja generacji pogodozależnych OZE (tzw. redysponowanie nierynkowe, ang. curtailment).

Redukcje generacji pogodozależnych OZE są coraz częściej obserwowanym zjawiskiem w prowadzeniu pracy polskiego KSE, stosowanym jako narzędzie ostatniej szansy po uprzednim wyczerpaniu innych środków zaradczych.

Przykładem redukcji generacji z OZE jest niedziela 23 kwietnia 2023 roku (Rys. 7). W tym dniu oprócz środków zaradczych planowanych w ramach tzw. planu PKD (redukcja

generacji JWCD oraz nJWCD do minimum technicznego, wykorzystanie pompowania elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) oraz eksportu międzyoperatorskiego), zbilansowanie systemu w warunkach rzeczywistych wymagało także redukcji generacji PV. Oprócz potrzeby zbilansowania generacji i zapotrzebowania w KSE, istotną przyczyną redukcji była także konieczność zapewnienia rezerw mocy czynnej na potrzeby kontroli częstotliwości (rezerwy FCR oraz FRR „w dół”). Rezerwy te uzyskano poprzez poprowadzenie pracy niektórych JWCD ciepłych powyżej minimum technicznego. W przeszłości w Polsce redukcja generacji OZE dotyczyła produkcji z LEW (np. w grudniu 2022 roku oraz styczniu 2023 roku), a sytuacja z 23 kwietnia 2023 roku była pierwszą w Polsce w zakresie generacji PV.

Rys. 7 Ilustracja wyzwań okresów „kłęski urodzaju” w Polsce: zjawisko duck curve oraz nadpodaż dostępnej generacji z PV (niedziela, 23 kwietnia 2023 roku) skutkująca koniecznością redukcji generacji [GW]

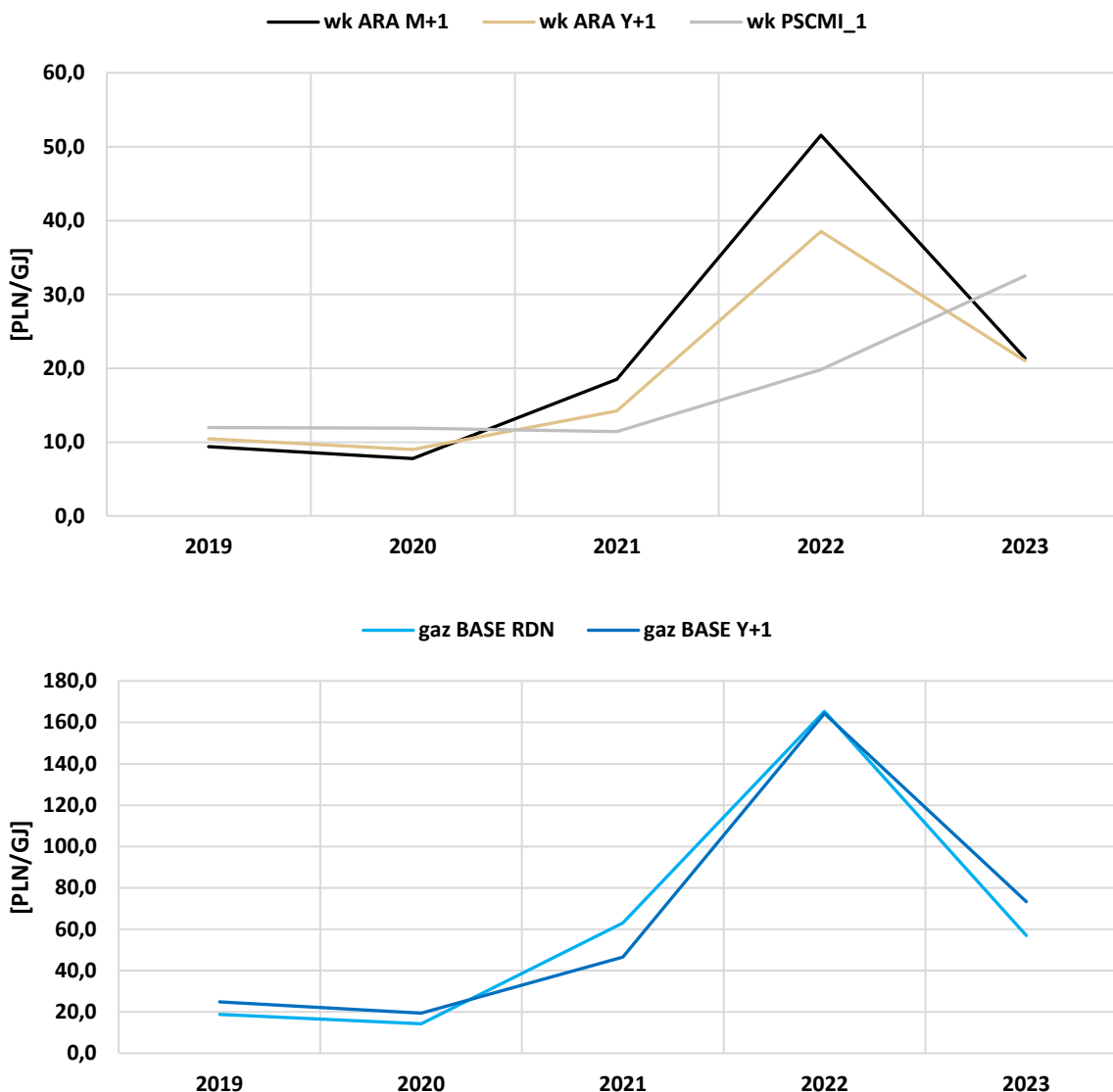


Źródło: analiza własna w oparciu o dane PSE

Ceny paliw oraz uprawnień do emisji CO₂

Po okresie szokowych wzrostów cen paliw (węgiel kamienny, gaz ziemny) pod koniec roku 2021 oraz na przestrzeni całego roku 2022, rok 2023 odznaczał się zauważalnymi spadkami cen WK oraz gazu zarówno na rynkach spot (rynek dnia następnego, RDN), jak i terminowych (tj. na rok następny) (Rys. 8).

Rys. 8 Średnioroczne ceny węgla kamiennego oraz gazu ziemnego [PLN/GJ]



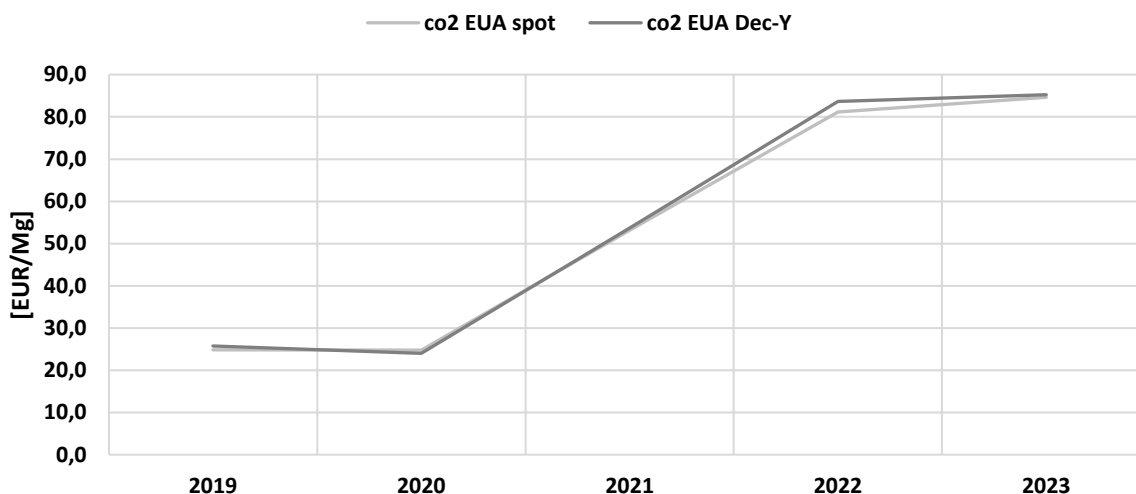
ARA – notowany w USD/Mg – to wskaźnik cen węgla kamiennego w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia. Ceny ARA są dostępne codziennie, w odróżnieniu od wskaźnika PSCMI_1 dla węgla polskiego, podawanego z miesięcznym opóźnieniem. Ceny gazu ziemnego – notowane w PLN/MWh – pochodzą z rynku RDN oraz rynku BASE Y+1 prowadzonych dla Polski przez Towarową Giełdę Energii (TGE).

W celu porównywalności, ceny paliw zostały przeliczone na PLN/GJ.

Źródło: dane investing.com, polskirynekwegla.pl, stooq.com, TGE

Kolejnym, oprócz paliw, czynnikiem wpływającym na jednostkowe koszty zmienne (JKZ) wytwarzania EE są ceny uprawnień do emisji CO₂ (uprawnienia EUA). Uprawnienia EUA wykazywały silne tendencje wzrostowe w roku 2021 oraz 2022, oraz wyhamowanie na średniorocznym poziomie 85 EUR/Mg w roku 2023 (Rys. 9).

Rys. 9 Średnioroczne ceny uprawnień do emisji CO₂ [EUR/Mg]



Źródło: dane PSE, stooq.com

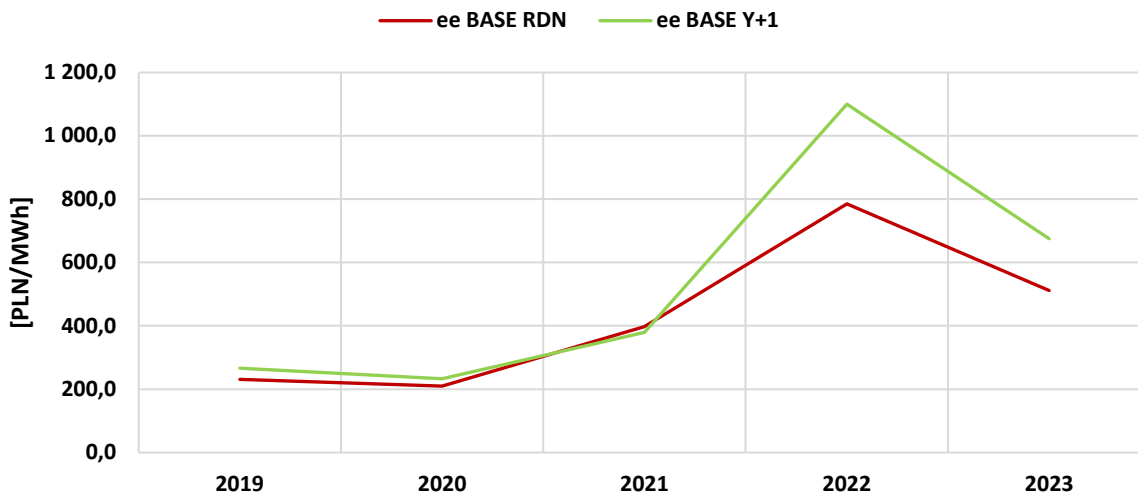
Ceny spot oraz terminowe EE na tle orientacyjnych jednostkowych kosztów zmiennych (JKZ) wytwarzania

Opisane w sekcji 0 tendencje w zakresie kosztów paliw oraz CO₂ bezpośrednio determinowały poziomy JKZ, które z kolei znalazły przełożenie na ceny EE na rynku RDN oraz BASE_Y+1.

W roku 2023 ceny RDN, jak i BASE_Y+1 (tj. BASE_Y-24) odnotowały zauważalny spadek względem roku 2022, lecz nadal pozostały powyżej poziomów z lat poprzednich (

Rys. 10).

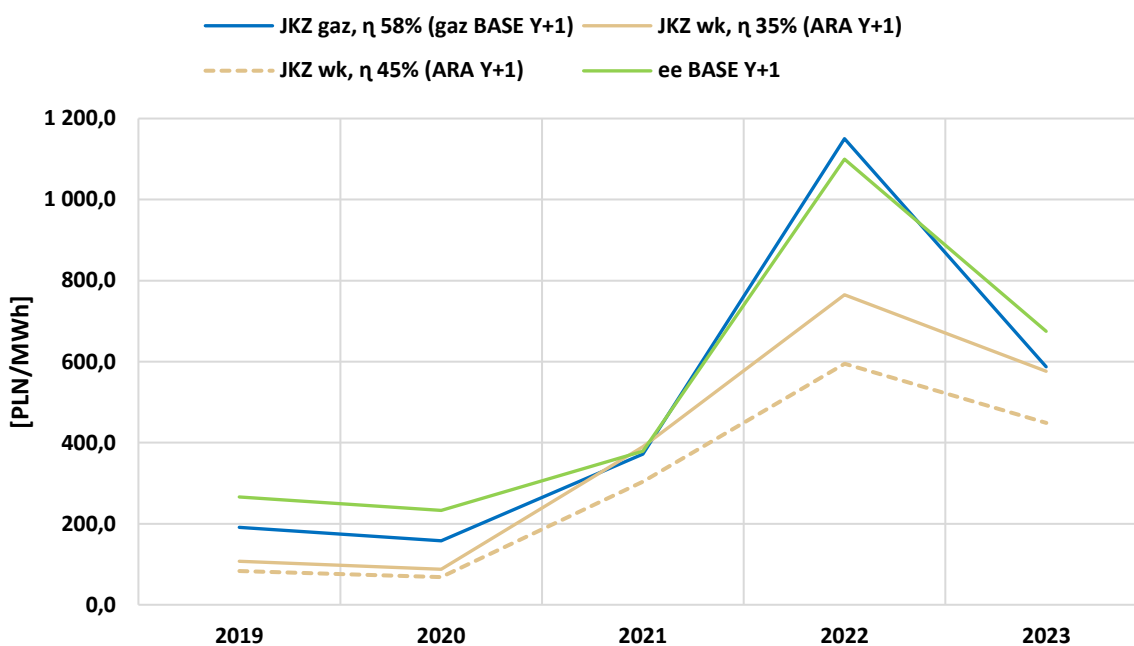
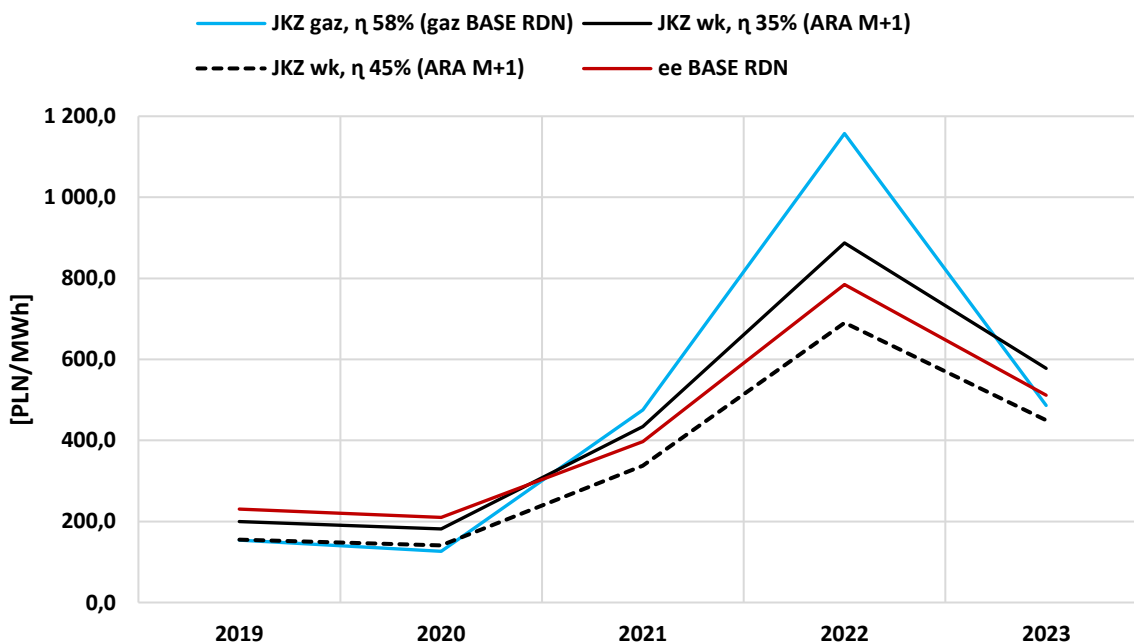
Rys. 10 Średnioroczne ceny hurtowe energii elektrycznej spot (RDN) oraz terminowe (BASE_Y+1) w Polsce [PLN/MWh]



Źródło: dane PSE, TGE

Ceny spot oraz terminowe EE na tle orientacyjnych JKZ z WK oraz gazu przedstawia Rys. 11. Należy wskazać, że rynek spot warunkowany jest szerszym spektrum czynników fundamentalnych (poziom zapotrzebowania, ubytki mocy, struktura produkcji energii elektrycznej z OZE oraz źródeł konwencjonalnych, wymiana z zagranicą, ceny paliw i CO₂) niż rynek terminowy, gdzie ten ostatni odzwierciedla przede wszystkim poziomy oraz tendencje w zakresie szacowanych przyszłych kosztów wytwarzania.

Rys. 11 Średnioroczne ceny hurtowe energii elektrycznej spot (RDN) oraz terminowe (BASE_Y+1) w Polsce na tle poglądowych jednostkowych kosztów zmiennych (JKZ) wytwarzania z węgla kamiennego oraz gazu ziemnego [PLN/MWh]



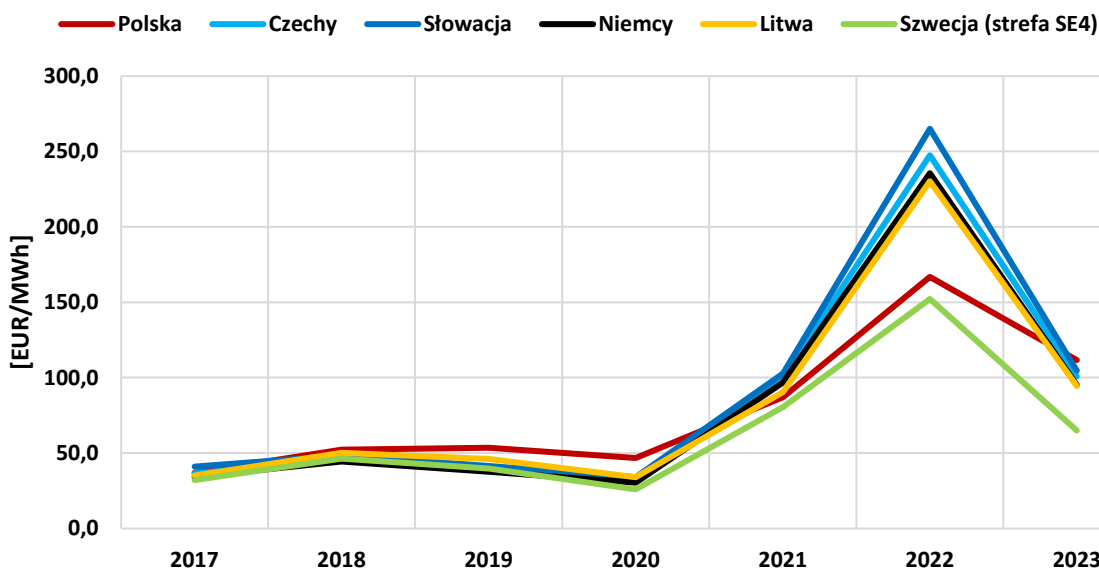
Źródło: dane PSE, TGE oraz obliczenia własne

Ceny spot w Polsce na tle cen spot w krajach ościennych

Rys. 12 przedstawia średnioroczne ceny hurtowe energii elektrycznej spot (RDN) w Polsce oraz krajach ościennych. Ceny te są wynikiem bieżącej sytuacji na poszczególnych rynkach (zapotrzebowanie, produkcja z pogodozależnych OZE, ubytki mocy, koszty paliw i CO₂, dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe).

Poza rokiem 2022, ceny wykazują wysoką zbieżność tendencji oraz poziomów, wynikającą z działania mechanizmu market coupling (choć z pewnymi ograniczeniami infrastrukturalnymi, tj. niższy poziom mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych pomiędzy Europą Zachodnią a Środkową - moce interkonektorów pomiędzy Hiszpanią a Francją oraz Francją a Niemcami to ok. 2,8-3 GW podczas gdy połączenie na linii Niemcy-Polska, Niemcy-Austria czy Niemcy-Czechy to ok. 1,5 GW każde).

Rys. 12 Średnioroczne ceny hurtowe energii elektrycznej spot (RDN) w Polsce oraz krajach ościennych [EUR/MWh]



Źródło: dane ENTSO-E

Najważniejsze kwestie prawne w roku 2023

Tab. 2 prezentuje najważniejsze kwestie prawne w elektroenergetyce w roku 2023.

Tab. 2 Charakterystyka kluczowych kwestii prawnych w elektroenergetyce w 2023 roku

Obszar	Charakterystyka
Liberalizacja regulacji dotyczących linii bezpośredniej	<p>Umożliwienie bezpośredniego połączenia jednostki wytwórczej energii elektrycznej z przedsiębiorstwem energetycznym innym niż wytwórca energii w danej instalacji, sprzedającym energię, celem bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do obiektów, urządzeń lub instalacji tego podmiotu, zamiast jak wcześniej możliwość połączenia pomiędzy jednostką wytwórczą a instalacjami danego przedsiębiorstwa energetycznego.</p> <p>Odbiorcy energii dostarczanej linią bezpośrednią zostali obciążeni opłatą solidarnościową i opłatą na pokrycie kosztów utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej</p> <p>[art. 7aa ust. 4 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.)]</p>
Zmiana rozporządzenia systemowego i nowe Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB)	<p>Pierwsza od lat kompleksowa nowelizacja przedmiotowego rozporządzenia. Konieczność aktualizacji zapisów rozporządzenia wynikała m.in. z nowelizacji ustawy prawo energetyczne oraz wprowadzonych nią nowych rozwiązań w zakresie kształtowania i rozwoju systemu elektroenergetycznego. Znowelizowane (lub dodane) zostały w szczególności zasady dotyczące świadczenia usług systemowych, usługi elastyczności czy bilansowania handlowego.</p> <p>Na uwagę zasługują również wydane i zatwierdzone przez Prezesa URE w listopadzie 2023 r. nowe Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB). Modyfikacje w nich zawarte obejmują m.in. zmianę zasad kształtowania ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), zmianę zasad wyznaczania ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń w elektrowniach, a także zmianę zasad rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z relokacji umów sprzedaży energii na jednostki grafikowe wytwórcze aktywne.</p>
Rozszerzenie cable pooling	<p>Usunięcie obowiązku przyłączenia instalacji współdzielących przyłączy (hybrydowa instalacja OZE) do tej samej sieci, jak i limit napięcia znamionowego tej sieci do 110 kV.</p> <p>Usunięcie ograniczenia w lokalizacji hybrydowej instalacji OZE do obszaru jednego powiatu albo pięciu graniczących ze sobą gmin.</p> <p>Wprowadzenie obowiązku instalacji magazynu energii w ramach hybrydowej instalacji OZE.</p> <p>Wprowadzenie regulacji dotyczących przekroczenia mocy przyłączeniowej określonej dla danego punktu przyłączenia – wówczas operator sieci pobiera opłatę za przekroczenie mocy przyłączeniowej przez wytwórcę, w wysokości odpowiadającej opłacie za nielegalny pobór energii elektrycznej względem nadmiarowej energii elektrycznej, która została przez wytwórcę wprowadzona do sieci w wyniku przekroczenia, jak i operator może wprowadzić stosowne ograniczenia.</p> <p>[art. 2 pkt 11a ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.)]</p>
Tworzenie rynku dla odnawialnego wodoru i biometanu	<p>Wprowadzenie do ustawodawstwa definicja odnawialnego wodoru oznaczająca wódor wytworzony z OZE lub w procesie elektrolizy. Rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia o odnawialny wódór. Prowadzone były prace legislacyjne w zakresie umożliwienia przesyłu wodoru sieciami gazowymi poprzez zaproponowane rozwiązania w zakresie wprowadzenia operatorów wodorowych i prowadzenia działalności w zakresie wodoru – projekt dotąd nie stał się przedmiotem prac parlamentarnych.</p> <p>[art. 2 pkt 36a i art. 120 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.), projekt nr UD382]</p> <p>Wprowadzenie do ustawodawstwa definicja biometanu oznaczająca oczyszczony gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych. Rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia o biometan. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego został zobowiązany do wskazania alternatywnej najbliższej lokalizacji dla instalacji biometanu w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia. Zwiększenie zakresu dopuszczalnej różnicy średniej wartości ciepła spalania paliw gazowych dla danej doby od wartości ciepła spalania paliw gazowych określonej w którymkolwiek punkcie danego obszaru z 3 proc. do 4 proc. w przypadku załączania biometanu do sieci gazowych. Wprowadzenie systemu wsparcia instalacji biometanu o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW – przy czym, w Polsce szacuje się wielkoskalowy potencjał dla rozwoju biometanu.</p> <p>[art. 2 pkt 3c w zw. z art. 120 i art. 83l ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.), art. 7 ust. 1e ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.), projekt nr 1090]</p>
Rozwój energetyki rozproszonej i obywatelskiej	<p>Wprowadzenie obowiązku udziału w porozumieniu w ramach klastra energii co najmniej jednostki samorządu terytorialnego (JST) lub spółki kapitałowej utworzonej przez JST z siedzibą na terenie klastra energii lub spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym w/w spółki jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.</p> <p>Umożliwienie tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych, uprawnionych do działania w zakresie: wytwarzania, dystrybucji, sprzedaży, obrotu, agregacji, magazynowania energii, realizacji przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, świadczenia innych usług energetycznych (w tym usług elastyczności) lub wytwarzania, zużywania, magazynowania lub sprzedaży biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego – celem społeczności jest zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla swoich członków, udziałowców lub wspólników lub obszarów lokalnych, na których prowadzi działalność.</p> <p>[art. 2 pkt 15a ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.) i art. 3 pkt 13f ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm.)]</p>

Źródło: www.kochanski.pl/energetyczne-podsumowanie-2023-roku oraz www.cire.pl/artykuly/podsumowanie-2023/aleksandra-czopik-barecka-zmiany-prawne-w-energetyce--podsumowanie-2023-roku