

Rachunek kosztów polskiej elektroenergetyki A.D. 2040

Identyfikacja, kwantyfikacja i porównanie kosztów trzech wariantów transformacji



Zastrzeżenia

Opracowany materiał nie może stanowić podstawy do świadczenia jakichkolwiek usług doradztwa profesjonalnego, dlatego przed podjęciem jakichkolwiek decyzji, które mogą wpłynąć na sytuację finansową lub działalność gospodarczą, należy skontaktować się z wykwalifikowanym, profesjonalnym doradcą.

Informacje ujęte w opracowaniu nie stanowią informacji rekomendującej lub sugerującej strategię inwestycyjną w rozumieniu Rozporządzenia PE i Rady 596/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie nadużyć na rynku oraz uchylającego dyrektywę 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady i dyrektywy Komisji 2003/124/WE, 2003/125/WE i 2004/72/WE.

Przedstawione perspektywy są wizją kilku z bardzo wielu możliwych stanów przyszłej rzeczywistości.

Z tego względu perspektywy na przyszłość są prezentowane bez żadnej gwarancji (wprost lub dorozumianej) co do ich pewności i materializacji oraz przydatności komercyjnej lub inwestycyjnej.



ul. Marszałkowska 84/92, lok. 115
00-514 Warszawa
biuro@jagiellonski.pl

we współpracy z



Autorzy:

Kamil Moskwik
Mateusz Zawistowski
Maciej Dąbrowski

Współpraca: Piotr Czopek

Wykaz nazw i skrótów

ARE - Agencja Rynku Energii
CAISO - California Independent System Operator (USA)
DKIS - Darwin-Katherine Interconnected System (Australia)
ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERCOT - Electric Reliability Council of Texas (USA)
Eskom - Elektrisiteitsvoorsieningskommissie (Republika Południowej Afryki)
HECO - Hawaiian Electric Company (Hawaje)
IEA - International Energy Agency
IESO - Independent Electricity System Operator (Kanada)
IJ - Instytut Jagielloński
IRENA - International Renewable Energy Agency
MISO - Midcontinent Independent System Operator (USA & Kanada)
MKiŚ - Ministerstwo Klimatu i Środowiska
NEM - National Electricity Market (Australia)
PSE - Polskie Sieci Elektroenergetyczne
SWIS - South-West Interconnected System (Australia)
UE - Unia Europejska
UK - Wielka Brytania
URE - Urząd Regulacji Energetyki
BPP - Bieżący punkt pracy
Capex - Capital expenditure (nakłady inwestycyjne)
CCGT, OCGT - Closed-cycle gas turbine (blok gazowo-parowy), open-cycle gas turbine (turbina gazowa)
CCS, CCUS - Carbon capture, utilisation and storage (wychwyt, wykorzystanie i składowanie CO₂)
CO₂ - Dwutlenek węgla
DSR - Demand side response (odpowiedź strony popytowej)
Dx, Tx - Sieć dystrybucyjna, sieć przesyłowa (transmisyjna)
ECz, ECp - Elektrociepłownia zawodowa, elektrociepłownia przemysłowa
EE - Energia elektryczna
ERAA - European Resource Adequacy Assessment (Europejskie Studium Wystarczalności Zasobów Wytwórczo-Magazynowych)
ESP - Elektrownia szczytowo-pompowa
ETO - Energy Transition Outlook 2023. A global and regional forecast to 2050, DNV
FCR, FRR, RR - Frequency containment / restoration reserve (rezerwa utrzymania / odbudowy częstotliwości), Replacement reserve (rezerwa zastępcza)
FOM, VOM - Fixed operations and maintenance costs (koszty stałe), variable operations and maintenance costs (koszty zmienne)
Hz - Hertz
JW, JWCD, nJWCD - Jednostka wytwórcza, Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana / jednostka wytwórcza niebędąca JWCD
KDM - Krajowa Dyspozycja Mocy PSE
KZEE, KZM - Krajowe zużycie energii elektrycznej (MWh, GWh, TWh) / Krajowe zapotrzebowanie na moc (MW, GW)
KPO - Krajowy Plan Odbudowy
LEW, MEW - Lądowa energetyka (elektrownia) wiatrowa, morska energetyka (elektrownia) wiatrowa
Mg - Megagram (tona)
MW, GW - Megawat, gigawat
MWh, GWh, TWh - Megawatogodzina, gigawatogodzina, terawatogodzina
OSD, OSP - Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu przesyłowego
OZE, nOZE - Odnawialne źródła energii / źródła niebędące OZE
PEP 2040 - Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku
PES - Planned Energy Scenario (scenariusz IRENA WETO)
PKD - Plan koordynacyjny dobowy
PPA - Power purchase agreement
PRSP - Plan rozwoju systemu przesyłowego (Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną)
PV - Fotowoltaika

RRF - Recovery and Resilience Facility

RUS - Regulacyjne usługi systemowe

RoCoF - Rate of change of frequency (współczynnik chwilowej zmiany częstotliwości w przypadku awaryjnej utraty źródła wytwórczego, odbioru lub elementu sieciowego)

SMR - Small modular reactor (mały atomowy reaktor modułowy)

TYNDP - Ten-Year Network Development Plan

VPP - Virtual power plant (wirtualna elektrownia)

WB, WK - Węgiel brunatny, węgiel kamienny

WETO - World Energy Transitions Outlook, 1.5 Pathway

06	Wstęp
07	Kontekst analizy
08	Kluczowe wnioski dla decydentów: koszty transformacji
11	Kluczowe wnioski dla decydentów: efekty środowiskowe
12	Transformacja energetyczna: potrzeba, korzyści, stan obecny <ul style="list-style-type: none">Potrzeba transformacji (elektro)energetycznejPotencjalne korzyści transformacji energetycznejPoczątki i stan obecny transformacji energetycznej
15	Wyzwania transformacji energetycznej <ul style="list-style-type: none">Trylemat energetycznyWyzwania strategiczno-infrastrukturalne polskiej elektroenergetykiWyzwania operacyjne polskiej elektroenergetykiWyzwania związane z okresami wysokiej wietrzności i nasłonecznieniaWyzwania związane z okresami niskiej wietrzności i nasłonecznienia
23	Katalog kosztów transformacji polskiej elektroenergetyki
24	Cel i istota analizy
24	Metodyka analizy i źródła danych <ul style="list-style-type: none">Zastosowane modele fundamentalneNakłady inwestycyjne na rozwój sieciKoszty utrzymania rezerw mocy czynnej na potrzeby kontroli częstotliwościKoszty redukcji generacji OZE, aktywacji DSR oraz koszty uruchomieńOgraniczenia procesu modelowania i analizyŹródła danych użyte w analizie
32	Przegląd kluczowych założeń <ul style="list-style-type: none">Zapotrzebowanie na energię i mocWycofania istniejących mocy wytwórczych JWCDTrajektorie nakładów inwestycyjnych (capex)Koszty FOM, VOM, paliw oraz emisji CO₂
36	Wyniki analizy <ul style="list-style-type: none">Warianty rozwoju miksu mocy wytwórczo-magazynowychWarianty rozwoju miksu produkcji energii elektrycznej w PolsceKrajowy System Elektroenergetyczny AD 2040 w ujęciu dobowogodzinowymRoczne udziały OZE w produkcji energii elektrycznej oraz wolumeny emisji CO₂Koszty infrastrukturalne: capex na moce wytwórczo-magazynoweKoszty infrastrukturalne: koszty stałe (FOM)Koszty infrastrukturalne: capex na sieć przesyłową i dystrybucyjnąKoszty operacyjne: zużycie paliw oraz koszty emisji CO₂Koszty operacyjne: bilansowanie mocy czynnejKoszty zakupu EE dla gospodarki: ceny rynku hurtowego spotŁączne koszty transformacji polskiej elektroenergetyki
51	Przypisy

Ostatnie lata to czas silnych perturbacji w sektorze energetycznym wywołanych początkowo przez pandemię COVID-19, a następnie przez agresję Rosji na Ukrainę. Pandemia spowodowała liczne zakłócenia łańcuchów dostaw, co miało przełożenie na prowadzone w sektorze energetycznym inwestycje, a także w początkowej fazie przyczyniło się do gwałtownych spadków cen nośników energii. Wojna na Ukrainie doprowadziła natomiast do ogromnego kryzysu energetycznego związanego z koniecznością ograniczenia (eliminacji) importu nośników energii z Rosji do Europy, a tym samym do przebudowania globalnych łańcuchów dostaw. Powyższe doprowadziło do gwałtownego wzrostu cen energii i jej nośników, co miało negatywne przełożenie na całą gospodarkę.

Wojna, pomimo jej okrucieństwa i dewastacyjnego charakteru doprowadziła również do pozytywnych zmian na poziomie prowadzonej przez Unię Europejską (UE) oraz państwa członkowskie polityki energetycznej. Dotychczasowe uzależnienie Europy i Polski od dostaw paliw i energii z Rosji (oraz potencjalnie innych zewnętrznych kierunków) nie może być kontynuowane, a szybka transformacja energetyczna w stronę odnawialnych źródeł energii (OZE) powinna być maksymalnie przyspieszona, aby uniknąć podobnych szoków cenowych w przyszłości.

W ciągu ostatnich 2-3 lat Komisja Europejska (KE) przedstawiła wiele inicjatyw mających na celu przyspieszenie inwestycji w OZE – przyspieszenie tzw. permittingu¹, zapewnienie odpowiedniego finansowania czy zwiększenie transparentności i długofalowości strategii dekarbonizacji. Propozycje KE obejmują m.in.:

- Pakiet Fit for 55, czyli całościowy zbiór propozycji legislacyjnych służących realizacji celu redukcji emisji dwutlenku węgla (CO₂) w UE o 55% w 2030 roku;
- Tzw. dyrektywę RED III² (stanowiącą jeden z elementów pakietu Fit for 55), w której wprowadzono zwiększenie celów w zakresie OZE do 42,5% w 2030 roku, z jednoczesnym wskazaniem, że państwa członkowskie powinny dążyć do osiągnięcia jeszcze wyższego udziału na poziomie 45%;
- Plan RePowerUE, mający na celu zakończenie zależności UE od paliw z Rosji (m.in. poprzez zwiększenie inwestycji w OZE);
- Europejski Plan Działań dla Energetyki Wiatrowej (European Wind Power Action Plan), którego celem jest istotne przyspieszenie realizacji inwestycji w energetykę wiatrową, bez którego nie będzie możliwe osiągnięcie przez UE celów na 2030 rok;
- Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności (Recovery and Resilience Facility, RRF) służący odbudowie gospodarek UE po pandemii koronawirusa. W celu otrzymania środków finansowych z tego mechanizmu należało przygotować Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO).

Wszystkie wyżej przedstawione działania pokazują jednoznaczny kierunek – przyspieszenie transformacji energetycznej to obszar silnie wspierany na poziomie UE, który znajduje przełożenie również na działania podejmowane na poziomie poszczególnych państw członkowskich. Oznacza to, iż w najbliższej przyszłości wspierane będą wszelkie polityki, których następstwem będzie realizacja powyższego celu (zarówno w wymiarze administracyjnym, technologicznym, społecznym, jak również finansowym).

Na poziomie krajowym również od kilku lat trwa dyskusja na temat potrzeby głębokiej i szybkiej transformacji energetycznej. Podnoszone są różne argumenty przez liczne grupy opowiadające się zarówno „za”, jak i „przeciw” szybkim zmianom w sektorze energetycznym. Z pewnością niezaprzeczalnym faktem jest to, iż od kilku lat (z uwagi na rozwój technologiczny oraz rosnące koszty zewnętrzne wytwarzania energii w źródłach konwencjonalnych) energia elektryczna (EE) ze źródeł odnawialnych jest tańsza od tej generowanej w źródłach tradycyjnych wykorzystujących węgiel kamienny, brunatny czy gaz ziemny.

Przeciwnicy szybkiego rozwoju źródeł odnawialnych podnoszą często argument wysokich kosztów rozbudowy sieci elektroenergetycznej oraz zarządzania systemem elektroenergetycznym (SE) w przypadku dużej penetracji OZE. W ich ocenie oznacza to, że koszty szybkiej transformacji energetycznej są zbyt wysokie dla społeczeństwa.

Mając na uwadze potrzebę rzetelnej oceny kosztów związanych z rozwojem OZE w Polsce, w tym również na nakładów na sieci oraz kosztów bilansowania systemu, Autorzy niniejszej analizy podjęli się zadania oszacowania całościowych kosztów transformacji krajowej elektroenergetyki w trzech wariantach.

Wartością dodaną jest próba oszacowania nakładów inwestycyjnych na rozwój sieci elektroenergetycznych. Sieci stanowią bowiem kręgosłup nowego systemu, dając dostęp do lokalizacji o odpowiednich zasobach wietrzności lub nasłonecznienia. Mamy nadzieję, iż ten element analizy pozwoli włączyć kwestię rozwoju sieci w dyskusję na temat przyszłego kształtu krajowej elektroenergetyki.

Uwzględniając wskazane powyżej liczne kwestie związane z budową elektroenergetyki przyszłości, niniejsza analiza stanowi ważny głos w debacie na temat kompleksowego podejścia do transformacji energetycznej w Polsce oraz promowania dyskusji opartej o dane i metodyczną analitykę.

Kontekst analizy

W zmieniającym się otoczeniu geopolitycznym kwestia bezpieczeństwa energetycznego staje się krytycznym elementem kształtującym rzeczywistość oraz budującym przyszłość gospodarki. Oparcie się w możliwie największym stopniu o krajowe zasoby energii odnawialnej to z jednej strony eliminacja zależności od importu energii, z drugiej zaś stymulacja i poprawa konkurencyjności polskiej gospodarki dzięki inwestycjom w wykorzystanie najtańszych źródeł energii.

O ile pierwsza z powyższych tez, tj. poprawa niezależności energetycznej dzięki krajowym zasobom energii odnawialnej nie budzi większych wątpliwości, o tyle kwestią sporną jest stwierdzenie, że OZE są źródłami najtańszymi. Powyższa wątpliwość podnoszona jest w związku z koniecznością zwiększonych inwestycji w sieci elektroenergetyczne, magazynowanie energii czy bardziej zaawansowane zarządzanie popytem i podażą w systemie elektroenergetycznym opartym o miliony rozproszonych źródeł wytwórczych, nie zawsze zachowujących się w sposób skoordynowany i pożądany.

Na równi z powyższymi uwarunkowaniami strategiczno-ekonomicznymi, potrzeba transformacji polskiego miksu elektroenergetycznego wynika też z czynników środowiskowych (dążenie do redukcji emisji) oraz technicznych (zaawansowany wiek istniejącej infrastruktury). Łącznie sprawia to, że przebudowa oraz bezpieczne funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wymaga zrozumienia szeregu wyzwań, a następnie podjęcia odpowiednich decyzji, działań oraz inwestycji.

W tym kontekście, niniejszy raport jest próbą identyfikacji kluczowych wyzwań polskiej elektroenergetyki, a także odpowiedzi na następujące pytanie:

Uwzględniając kompleksowy katalog kosztów budowy nowej infrastruktury i funkcjonowania systemu, który wariant transformacji polskiej elektroenergetyki jest najtańszy dla polskiej gospodarki i odbiorców końcowych?

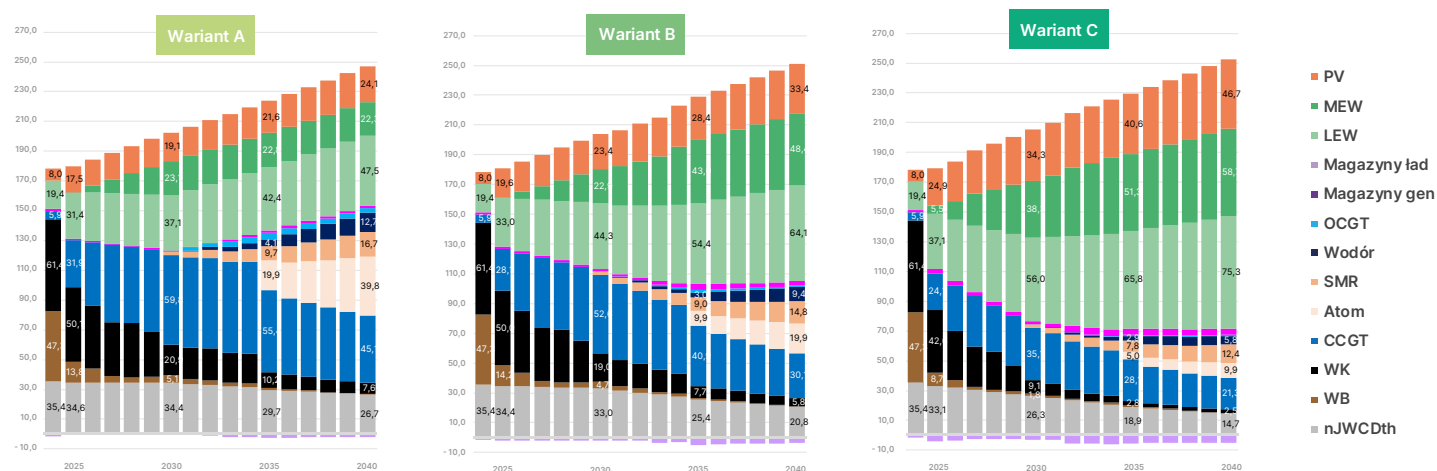
Kluczowe wnioski dla decydentów: koszty transformacji

Analizie poddaliśmy trzy warianty ewolucji miksu mocy wytwórczo magazynowych w Polsce. Dla każdego wariantu oszacowaliśmy koszty infrastrukturalne oraz koszty operacyjne ponoszone przez krajową elektroenergetykę, które następnie przełożyliśmy na koszty energii elektrycznej dla gospodarki.

Koszty infrastrukturalne to koszty budowy i utrzymania mocy wytwórczo-magazynowych oraz koszty rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Koszty operacyjne to koszty zużycia paliw oraz koszty emisji CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej, a także koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego. Koszty energii elektrycznej dla gospodarki obejmują natomiast koszty zakupu energii elektrycznej po cenach rynku hurtowego spot, a także przeniesienie kosztów infrastrukturalnych oraz kosztów bilansowania, z pewnymi uproszczeniami (por. sekcję 5.5).

Wariant A zakłada najwolniejsze tempo ewolucji miksu w kierunku pogodozależnych OZE, tj. lądowej energetyki wiatrowej (LEW), morskiej energetyki wiatrowej (MEW) i fotowoltaiki (PV) oraz największy udział źródeł konwencjonalnych (węgiel, gaz, atom). Jest to w zasadzie scenariusz „business as usual” oznaczający dokończenie obecnych inwestycji w OZE i niepodejmowanie nowych. Wariant C zakłada najszybsze tempo ewolucji w kierunku OZE oraz najmniejszy udział źródeł konwencjonalnych. Wariant B jest wariantem pośrednim (Rys. 1).

Rysunek 1. Modelowane warianty rozwoju miksu produkcji EE w Polsce (TWh)



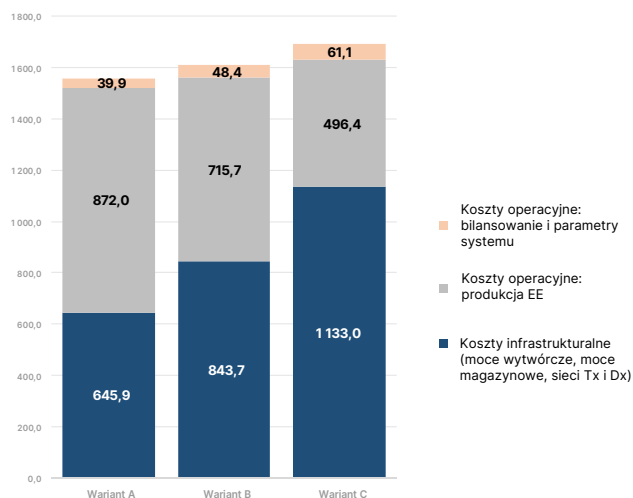
Uwaga: nJWCD to zbiorcza pozycja obejmująca nJWCD węglowe, gazowe, biomasowe oraz wodne. Magazyny obejmują ESP oraz magazyny bateryjne. „Ład” oznacza ładowanie, „Gen” generację z magazynów. WB, WK oraz CCGT obejmują tylko jednostki JWCD. Wodór oznacza turbiny wodorowe.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

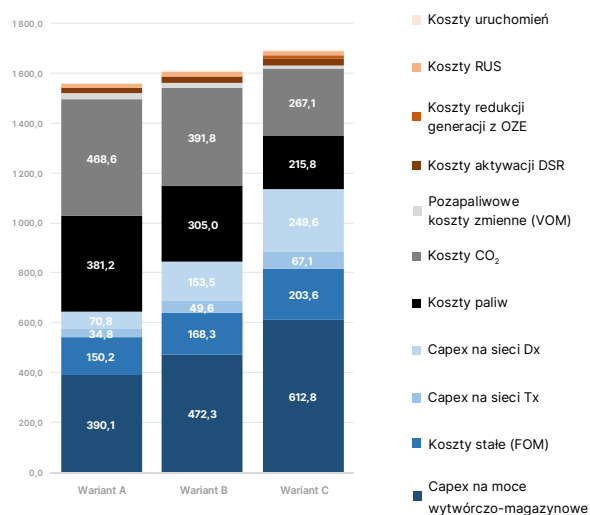
Dla tak skonstruowanych wariantów, wskazane wcześniej koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce przedstawia Rys. 2.

Rysunek 2. Modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w horyzoncie roku 2040 (mld PLN)

Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w latach 2025-2040 w podziale na główne kategorie (mld PLN)



Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w latach 2025-2040 w podziale na kategorie szczegółowe (mld PLN)



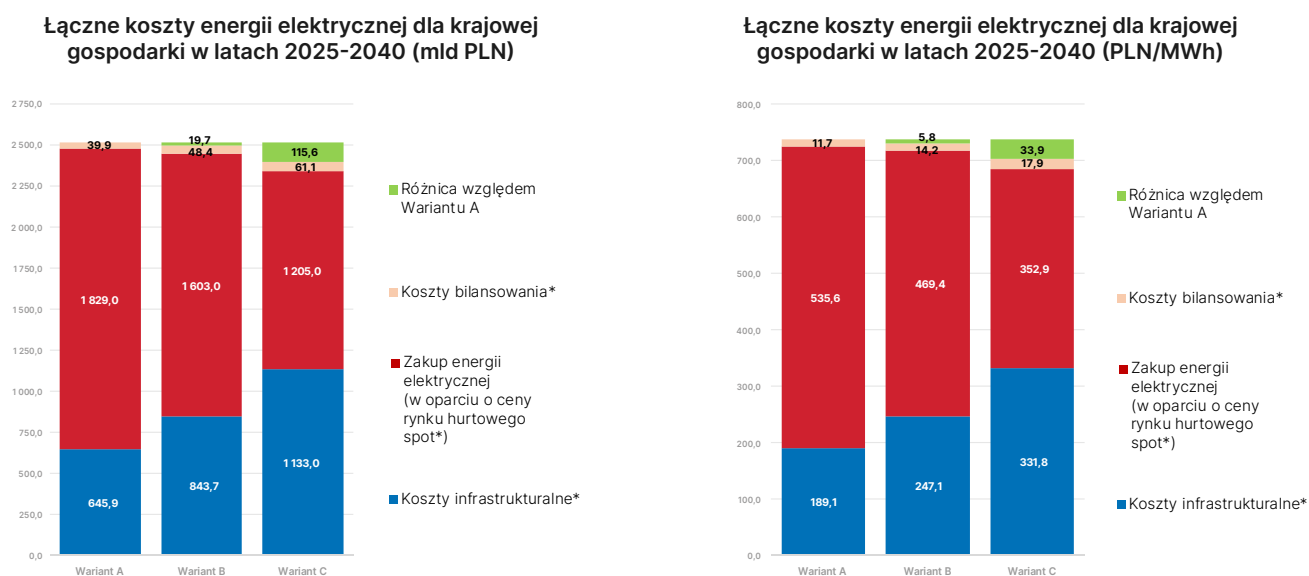
Źródło: Modelowanie i analiza własna

O ile Wariant A jest najtańszy z punktu widzenia kosztów infrastrukturalnych (487,2 mld PLN mniej niż Wariant C) oraz kosztów bilansowania systemu (21,2 mld PLN mniej), cechuje się on najwyższymi kosztami zużycia paliw oraz kosztami emisji dwutlenku węgla (CO₂).

Znajdujący się na drugim końcu spektrum Wariant C cechuje się najwyższymi kosztami infrastrukturalnymi oraz kosztami bilansowania, lecz przekłada się na największe korzyści w zakresie unikniętych kosztów paliw (165,4 mld PLN mniej niż Wariant A), a także unikniętych wolumenów oraz kosztów emisji CO₂ (odpowiednio 361,8 mln Mg oraz 201,4 mld PLN mniej niż Wariant A). Co więcej, warto zauważyć, iż najwyższe kwotowo nakłady inwestycyjne w Wariantcie C dają największy potencjał stymulacji wzrostu gospodarczego oraz tworzenia nowych miejsc pracy, podczas gdy Wariant A to w dużej „przepalanie” pieniędzy w związku z importem paliw do Polski (gaz, uran, węgiel) oraz ponoszeniem możliwych do uniknięcia kosztów emisji CO₂.

Przełożenie powyższych kosztów transformacji sektora elektroenergetyki na koszty energii elektrycznej dla gospodarki³ pokazuje, że najbardziej korzystnym jest Wariant C, dający na przestrzeni lat 2025-2040 łącznie ok. 115,6 mld PLN (ok. 33,9 PLN/MWh) oszczędności względem Wariantu A (Rys. 3).

Rysunek 3. Przełożenie kosztów elektroenergetyki w Polsce na koszty energii elektrycznej dla gospodarki w horyzoncie roku 2040 (mld PLN, PLN/MWh)



*Przełożenie kosztów sektora elektroenergetyki na koszty energii elektrycznej dla gospodarki opisaliśmy w sekcji 5.5.

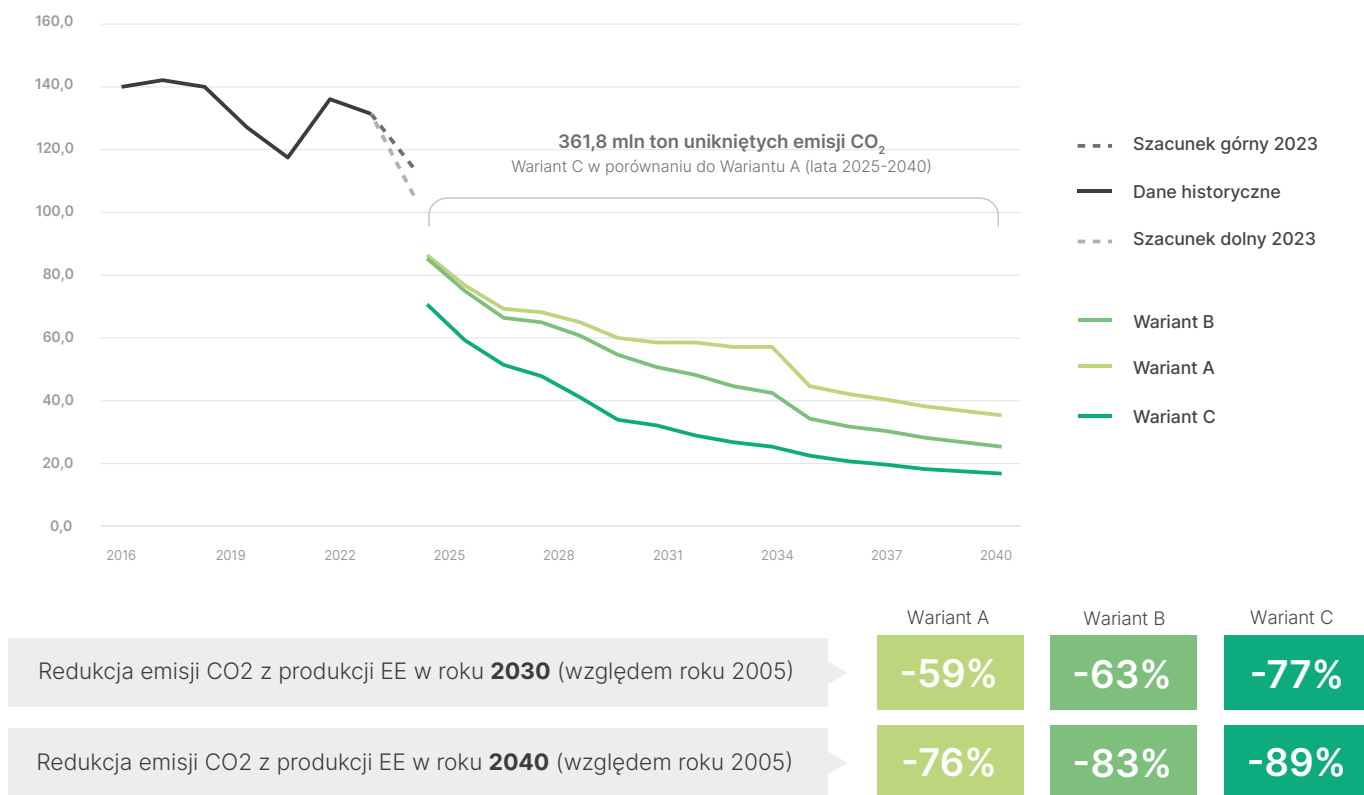
Źródło: Modelowanie i analiza własna

Pomimo najwyższych kosztów infrastrukturalnych oraz kosztów bilansowania, Wariant C cechuje się najniższymi kosztami zakupu energii elektrycznej z rynku hurtowego, wynikającymi z najniższych poziomów cen hurtowych spot energii elektrycznej osiągniętych w tym wariantcie (por. sekcję 7.10). Najniższe poziomy cen hurtowych energii elektrycznej w Wariantcie C są efektem największych udziałów generacji z pogodozależnych OZE⁴, osiągniętych z kolei dzięki poniesionym nakładom inwestycyjnym w tym wariantcie. Powyższe tendencje – choć na mniejszą skalę niż w Wariantcie C – zaznaczają się także w Wariantcie B (ok. 19,7 mld PLN i ok. 5,8 PLN/MWh oszczędności względem Wariantu A na przestrzeni lat 2025-2040).

Kluczowe wnioski dla decydentów: efekty środowiskowe

Oprócz kwestii opisanych wcześniej (największy potencjał stymulacji gospodarki poprzez inwestycje, najniższe koszty energii elektrycznej dla gospodarki), Wariant C przekłada się także na największe efekty środowiskowe. Wyniki modelowania wskazują, iż wariant ten osiąga najniższe wolumeny emisji CO₂ oraz najwyższy stopień redukcji emisji względem roku 2005 (Rys. 4).

Rysunek 4. Historyczne i modelowane roczne wolumeny emisji CO₂ z produkcji EE w Polsce (mln Mg)



Źródło: Modelowanie i analiza własna

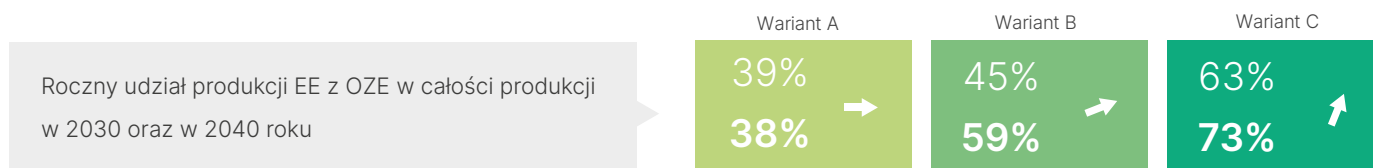
Emisje CO₂ w 2030 roku modelowane dla Wariantu C wynoszą ok. 34 mln Mg, co oznacza redukcję o ok. 77% względem poziomów z roku 2005. W przypadku Wariantu A oraz Wariantu B jest to odpowiednio 60 mln Mg (spadek o 59%) oraz 55 mln Mg (spadek o 63%).

Emisje CO₂ w 2040 roku modelowane dla Wariantu C wynoszą ok. 17 mln Mg, co oznacza redukcję o ok. 89% względem poziomów z roku 2005. W przypadku Wariantu A oraz Wariantu B jest to odpowiednio 36 mln Mg (spadek o 76%) oraz 25 mln Mg (spadek o 83%).

Łącznie na przestrzeni lat 2025-2040, Wariant C pozwala uniknąć ok. 361,8 mln Mg emisji CO₂ w porównaniu do Wariantu A oraz ok. 125 mln Mg w porównaniu do Wariantu B.

Oprócz powyższych korzyści w zakresie redukcji emisji, Wariant C przekłada się także na najwyższe udziały OZE w krajowej produkcji EE (Rys. 5)

Rysunek 5. Modelowane udziały OZE w produkcji EE w kraju (w proc.)



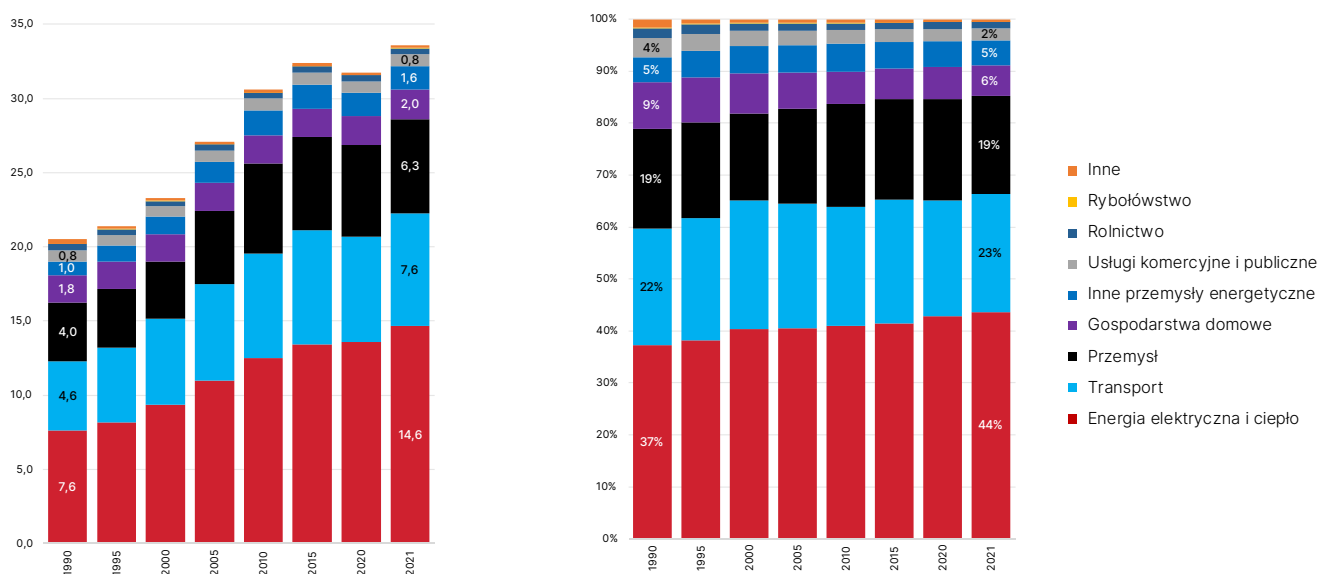
Źródło: Modelowanie i analiza własna

Transformacja energetyczna: potrzeba, korzyści, stan obecny

1.1. Potrzeba transformacji (elektro)energetycznej

Rozwój współczesnej cywilizacji skutkuje bezprecedensowym zanieczyszczeniem oraz degradacją środowiska naturalnego Ziemi. Jednym z największych wyzwań tego stanu rzeczy jest antropogeniczna emisja gazów cieplarnianych⁵ przyczyniająca się do zjawiska globalnego ocieplenia⁶. W skali świata (Rys. 6) oraz wielu krajów i regionów, sektorem o największym wolumenie oraz udziale w emisjach CO₂ jest wytwarzanie energii elektrycznej (EE) oraz ciepła.

Rysunek 6. Wolumeny oraz struktura rocznych emisji CO₂ na świecie (biliony Mg, tj. 10¹² Mg)



Źródło: Dane IEA

W kontekście powyższego, motywowana troską o ochronę Ziemi transformacja energetyczna (TE) jest jednym z najważniejszych⁷, ale też najbardziej skomplikowanych⁸ oraz wielowymiarowych procesów realizowanych przez ludzkość na globalną skalę.

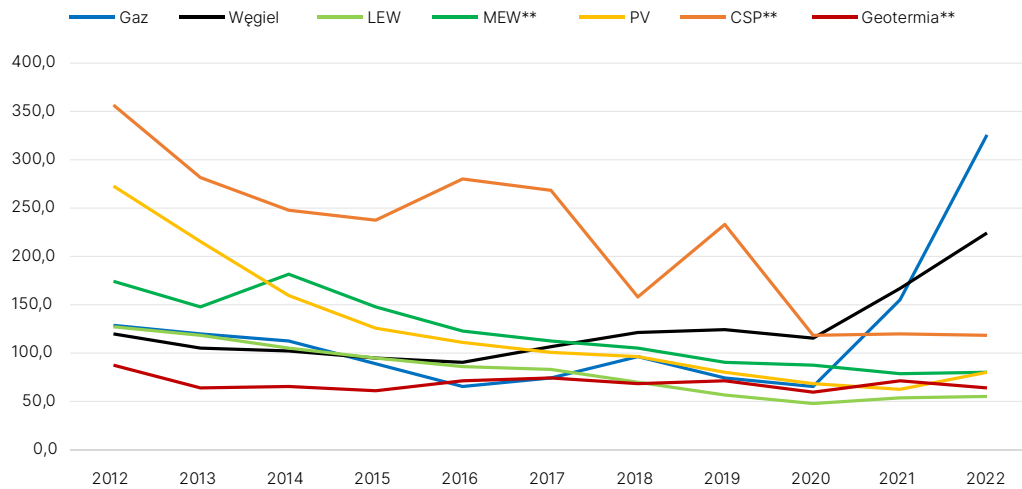
Istotą i nadrzędnym celem transformacji energetycznej jest wyhamowanie średniego wzrostu globalnych temperatur do poziomu 1,5 stopni Celsjusza⁹ poprzez redukcję antropogenicznych emisji gazów cieplarnianych z elektroenergetyki, ciepłownictwa i ogrzewnictwa, transportu, przemysłu, sektora gospodarki odpadami oraz rolnictwa, a docelowo osiągnięcie tzw. neutralności emisyjnej¹⁰.

Środkiem do osiągnięcia celu jest dokonanie zmiany w zakresie sposobów pozyskiwania energii (miks energetyczny), jak również w zakresie kierunków oraz wolumenów jej wykorzystania (elektryfikacja¹¹ w oparciu o neutralne emisyjnie wytwarzanie energii elektrycznej oraz poprawa efektywności energetycznej).

Chęć ograniczenia negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko doprowadziła do skierowania istotnych środków finansowych na badania i rozwój technologii nisko- i zeroemisyjnych. Wieloletni rozwój przedmiotowych technologii, w tym LEW, MEW oraz PV, sprawiły, że od kilku lat charakteryzują się one generalnie¹² niższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej niż źródła konwencjonalne (Rys. 7), co z ekonomicznego punktu widzenia tym bardziej motywuje do przyspieszenia transformacji energetycznej.

Warto także wskazać, że w ostatnim czasie na równi z czynnikami środowiskowymi i ekonomicznymi rozwój OZE jest coraz bardziej motywowany bezpieczeństwem energetycznym oraz sytuacją geopolityczną Europy, w tym w szczególności Polski.

Rysunek 7. Koszty LCOE* wytwarzania EE z gazu i węgla oraz pogodozależnych OZE w Niemczech (USD/MWh)



*LCOE, czyli levelised cost of electricity to łączny, uśredniony koszt wytwarzania EE na przestrzeni całego życia technologii. Obejmuje nakłady inwestycyjne, koszty stałe oraz koszty zmienne (w tym paliwo oraz emisje CO₂), a także współczynnik wykorzystania mocy (tzw. capacity factor). Pomimo swoich niedociągnięć¹⁸, LCOE pozwala na poglądową porównywalność technologii. Spadek LCOE w przypadku technologii OZE to w dużej mierze efekt spadku nakładów inwestycyjnych będących wynikiem postępu technologicznego.

**Dane dla MEW, CSP (concentrated solar power) oraz geotermii to globalna średnia ważona. Brak danych IRENA dla poszczególnych krajów.

Źródło: Dane IRENA

1.2. Potencjalne korzyści transformacji energetycznej

Zmiany dokonane w procesie TE dają możliwość osiągnięcia określonych korzyści, scharakteryzowanych w Tab. 1. Osiągnięcie tych korzyści wymaga jednak zrozumienia szeregu wyzwań (por. sekcję 2), a następnie podjęcia odpowiednich decyzji, działań oraz inwestycji.

Tabela 1. Potencjalne korzyści transformacji energetycznej

Korzyści środowiskowe	<ul style="list-style-type: none"> Redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz innych¹⁴ zanieczyszczeń powietrza powstających w wyniku spalania paliw kopalnych. Wyhamowanie globalnego ocieplenia i jego negatywnych skutków, ochrona klimatu Ziemi i zrównoważone wykorzystanie zasobów naturalnych.
Korzyści ekonomiczno-społeczne	<ul style="list-style-type: none"> Stymulacja krajowej gospodarki (nowe inwestycje i miejsca pracy, rozwój krajowego łańcucha wartości dla elektroenergetyki – tzw. local content). Niższe koszty wytwarzania EE oraz niższe ceny EE dla odbiorców końcowych, a dzięki temu poprawa konkurencyjności krajowej gospodarki w długim terminie. Rozwój krajowego kapitału intelektualnego oraz rozwiązań (analitycznych, organizacyjnych, IT) z zakresu zarządzania nową energetyką możliwych do zastosowania w innych branżach, a przez to rozwój gospodarki opartej o wiedzę.
Korzyści strategiczne	<ul style="list-style-type: none"> Dywersyfikacja źródeł energii w oparciu o krajowe zasoby pogodowe, a przez to wzrost niezależności energetycznej / zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych. Realizacja zobowiązań polityki energetyczno-klimatycznej UE.

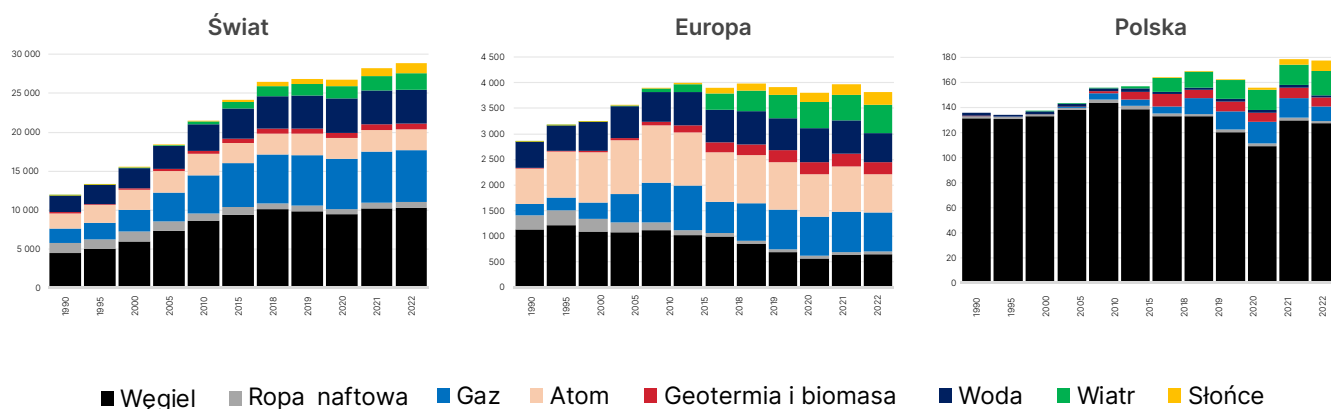
1.3. Początki i stan obecny transformacji energetycznej

W przypadku elektroenergetyki, globalne początki transformacji energetycznej można datować na lata 2000–2005. Mniej więcej wtedy rozpoczął się stopniowy przyrost OZE, tj. mocy wytwórczych w LEW, PV, biomase czy geotermii (Rys. 8, Rys. 9). Do katalogu powyższych technologii od około 2015 roku dołączyła także morska energetyka wiatrowa.

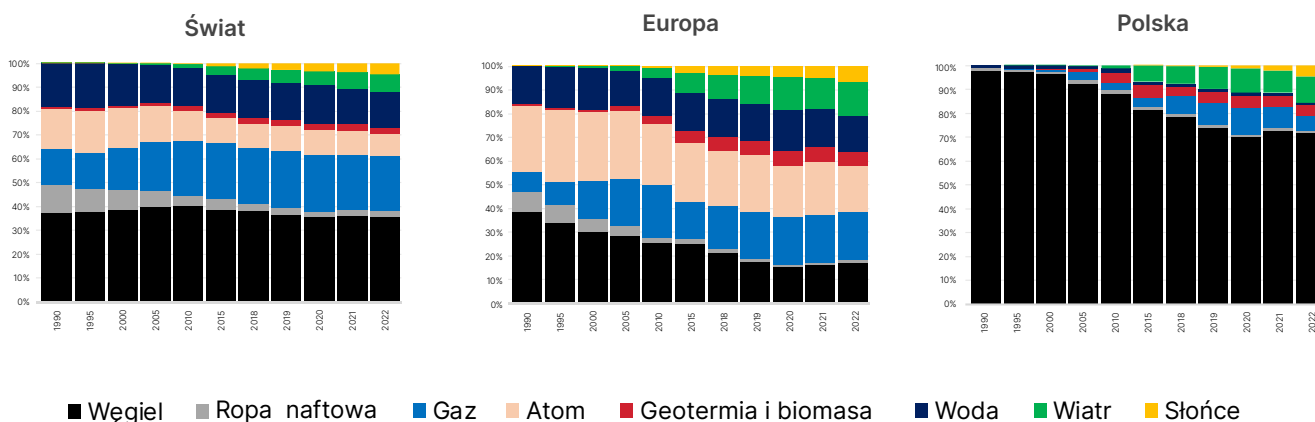
Investycje w powyższe moce przełożyły się na zauważalny wzrost wolumenów EE, której produkcja przebiega bez emisji CO₂ oraz innych zanieczyszczeń¹⁵ oraz bez ryzyka skażenia radioaktywnego¹⁶, lecz jednocześnie ze źródeł, których określone cechy skutkują szeregiem wyzwań operacyjnych związanych z prowadzeniem pracy wielu systemów elektroenergetycznych, a także wyzwań natury ekonomicznej (por. szerzej w sekcji 2.2).

Pomimo zalet związanych z rozwojem MEW, LEW i PV, to właśnie związane z nimi wyzwania techniczne oraz ekonomiczne sprawiają, że pomimo wizji i aspiracji natury politycznej transformacji energetycznej w wielu krajach przypomina obecnie przebudowę samolotu w trakcie lotu¹⁷. Przewyciężenie tych wyzwań jest możliwe, lecz – co typowe dla procesu transformacji lub rewolucji technologicznej – wymaga zaangażowania kapitału intelektualnego, organizacyjnego oraz finansowego ludzkości.

Rysunek 8. Wolumeny produkcji energii elektrycznej według źródła energii pierwotnej na świecie, w Europie oraz w Polsce w latach 1990–2022 (TWh)



Rysunek 9. Struktura produkcji energii elektrycznej według źródła energii pierwotnej na świecie, w Europie oraz w Polsce w latach 1990–2022 (%)



2.1. Trylemat energetyczny

Jak zaznaczono w sekcji 1.2, osiągnięcie korzyści płynących z transformacji energetycznej wymaga zrozumienia szeregu wyzwań, a następnie podjęcia odpowiednich decyzji, działań oraz inwestycji. Decyzje, działania oraz inwestycje powinny przy tym spełniać tzw. trylemat energetyczny, zgodnie z którym miks energetyczny powinien:

- Zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii (strategiczne oraz operacyjne),
- Minimalizować wpływ na środowisko,
- Minimalizować koszt dostaw energii dla społeczeństwa.

Tak sformułowane postulaty trylematu energetycznego można rozpatrywać w dwóch wymiarach, tj. w wymiarze uwarunkowań strategiczno-infrastrukturalnych oraz w wymiarze uwarunkowań operacyjnych.

Strategiczno-infrastrukturalny wymiar trylematu energetycznego przekłada się na konieczność podjęcia właściwych decyzji odnośnie kształtu i jakości nowego miksu zasobów wytwórczo magazynowych oraz sieciowych, który to miks w perspektywie długoterminowej powinien umożliwić pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Kolejnym krokiem jest doprowadzenie do materializacji tych decyzji poprzez inwestycje o bezprecedensowej skali, gdzie istotnym wyzwaniem dla ekonomiki inwestycji jest tzw. kanibalizacja cen (por. sekcję 2.2).

Spoglądając na wymiar strategiczno-infrastrukturalny przez pryzmat potrzeby transformacji energetycznej (por. sekcję 1.1), nowy miks zasobów wytwórczo magazynowych oraz sieciowych powinien pozwolić na zastąpienie wysokoemisyjnych i wysłużonych aktywów wytwórczych nową, emisyjnie neutralną infrastrukturą. Infrastruktura ta powinna przy tym zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na energię oraz moc w możliwie najtańszy sposób, pozwolić na zmniejszenie zależności od importu energii, a także zapewniać odpowiednie możliwości przyłączeniowe oraz przesyłowo-dystrybucyjne.

Aspekt operacyjny trylematu energetycznego oznacza, że prowadzenie bieżącej pracy systemu elektroenergetycznego – opartego o nowe technologie – powinno odbywać się w sposób pozwalający na zachowanie parametrów technicznych związanych z bezpieczeństwem dostaw EE w czasie rzeczywistym.

Scharakteryzowane powyżej uwarunkowania strategiczno-inwestycyjne oraz operacyjne w kontekście transformacji elektroenergetyki w Polsce przeanalizowaliśmy w sekcji 2.2 oraz 2.3.

2.2. Wyzwania strategiczno-infrastrukturalne polskiej elektroenergetyki

Według analiz MKiŚ¹⁸ oraz PSE¹⁹, krajowe zużycie energii elektrycznej (KZEE) w horyzoncie 2030 roku może wzrosnąć o ok. 18% względem poziomów obecnych. Wzrost w horyzoncie 2040 roku może wynieść ok. 43% względem poziomów obecnych. W przypadku maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc (KZM), analizy PSE wskazują na możliwy wzrost o ok. 17-21% w roku 2032 względem poziomów obecnych. Według analiz MKiŚ²⁰ wzrost w horyzoncie 2038 roku może osiągnąć 40% względem poziomów obecnych.

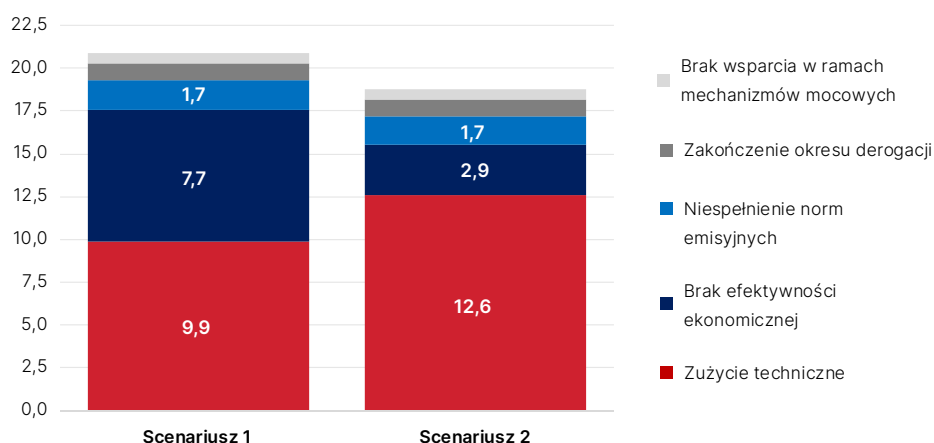
Tradycyjnie czynnikami wpływającymi na zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz dobowogodzinowy profil zapotrzebowania na moc są z jednej strony uwarunkowania naturalne (głównie temperatura powietrza), a z drugiej poziom aktywności społeczno-gospodarczej (PKB) i związana z nim konsumpcja EE przez różne sektory gospodarki, jak również

konsumpcja EE przez gospodarstwa domowe. Oprócz powyższych, coraz bardziej znaczącymi determinantami, których uwzględnianie jest niezbędne w procesie planowania nowego mixu energetycznego, stają się:

- Dążenie do elektryfikacji oraz dekarbonizacji istniejących gałęzi gospodarki, a także rozwój gałęzi nowych (gospodarka wodorowa oparta o elektrolizery, inne duże odbiory²¹);
- Energetyka rozproszona (zapotrzebowanie związane z pracą klimatyzatorów, pomp ciepła czy ładowaniem samochodów elektrycznych, po części zaspokajane przez tzw. zasoby behind-the-meter, tj. prosumenckie instalacje PV oraz prosumenckie magazyny bateryjne);
- Rozwiązania z zakresu efektywności energetycznej oraz z zakresu odpowiedzi strony popytowej (demand-side response, DSR).

Z punktu widzenia podaży mocy na potrzeby pokrycia zapotrzebowania, opublikowane w lutym 2023 roku wyniki ankiety Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wśród krajowych wytwórców²² wskazują na plany wycofania ok. 18,8-21,0 GW mocy wytwórczych do 2036 roku. Głównymi przyczynami planowanych wycofań jest zużycie techniczne oraz brak efektywności ekonomicznej (Rys. 10). Jednocześnie, dane URE wskazują, iż na 22,1 GW planowanych nowych mocy, ok. 12,1 GW to moce pogodozależne (LEW, MEW, PV), z natury cechujące się mniejszą dyspozycyjnością (współczynnikiem wykorzystania mocy) oraz większą zmiennością pracy niż wycofywane moce oparte o węgiel brunatny (WB) oraz węgiel kamienny (WK).

Rysunek 10. Przyczyny planowanych wycofań mocy wytwórczych (GW) w latach 2022-2036 w Polsce

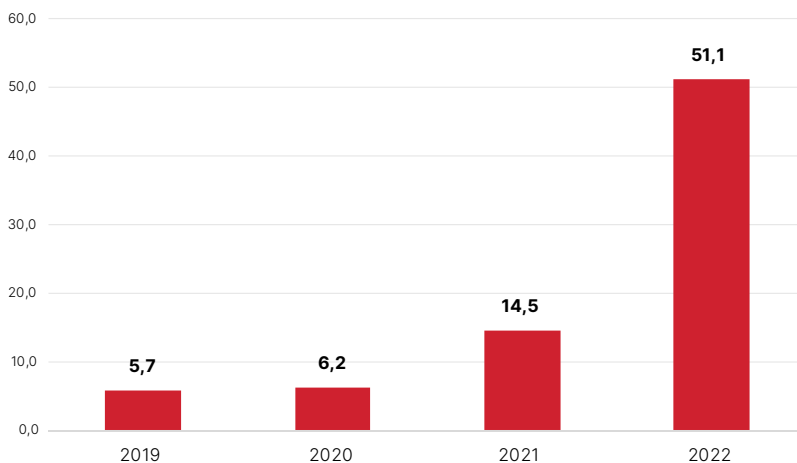


Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane URE

W zakresie wyzwań związanych z sieciami elektroenergetycznymi w Polsce, dane URE wskazują, iż rok 2022 był rekordowy pod względem liczby odmów wydania warunków przyłączenia do krajowej sieci elektroenergetycznej (Rys. 11). Według danych PSE²³ za listopad 2023 roku, dostępne moce przyłączeniowe do krajowej sieci przesyłowej²⁴ z uwzględnieniem warunków przyłączenia (WP) określonych dla farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych do sieci 110 kV wynoszą obecnie zero MW (Rys. 12).

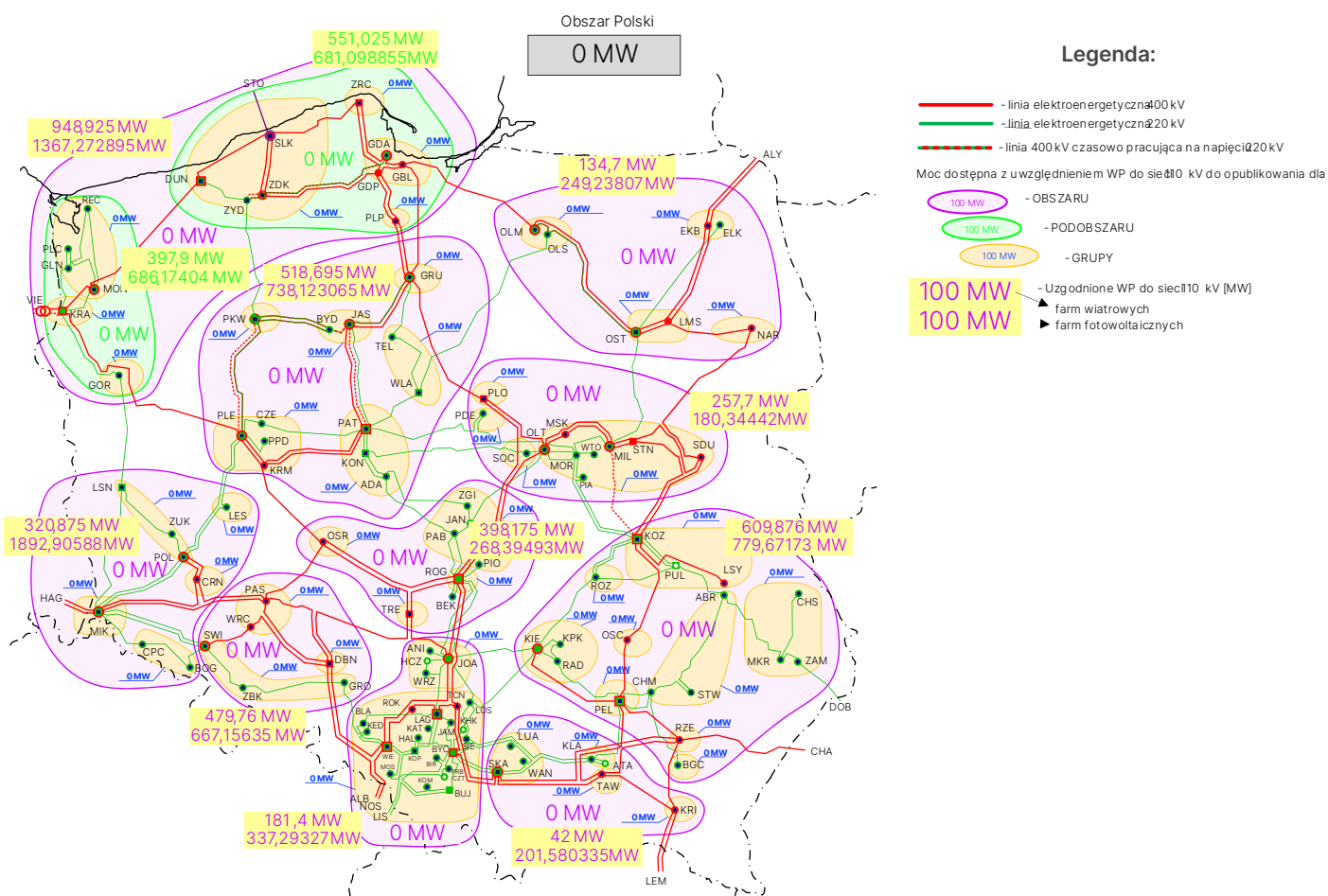
Na równi z opisanymi wcześniej uwarunkowaniami w zakresie wzrostu zapotrzebowania oraz wyzwaniem w zakresie mocy wytwórczych, brak możliwości przyłączenia nowych mocy oraz przyjęcia energii przez sieć to kolejne zasadnicze wyzwanie strategiczno-inwestycyjne transformacji elektroenergetyki w Polsce.

Rysunek 11. Odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w Polsce według mocy wnioskowanej (GW)



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane PSE oraz URE

Rysunek 12. Dostępne moce przyłączeniowe w stacjach elektroenergetycznych lub w grupach stacji należących do PSE, po uwzględnieniu warunków przyłączenia farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych do sieci 110 kV, stan na 30.11.2023 r.



Uwaga: Nowe konwencjonalne źródła systemowe o mocach pojedynczych jednostek wytwórczych powyżej 500 MW wymagają odrębnego podejścia w zakresie przyłączenia do sieci przesyłowej. Decyzja o warunkach i możliwości ich przyłączenia w obecnym stanie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) KSE jest podejmowana na podstawie indywidualnych analiz PSE.

Źródło: Dane PSE

Oprócz wyzwań opisanych powyżej, kolejnym wyzwaniem o wymiarze strategiczno infrastrukturalnym rzutującym na ekonomikę inwestycji w nowe moce wytwórczo-magazynowe, jest tzw. zjawisko kanibalizacji cenowej²⁵. Kanibalizacja cen jest efektem wpływu pogodozależnych OZE na proces cenotwórczy na rynku hurtowym, który oparty jest o mechanizm kosztu krańcowego (tzw. merit order, por. sekcję 5.1). W interwałach o wysokich chwilowych udziałach produkcji z pogodozależnych OZE (cechujących się brakiem kosztu paliwa i emisji CO₂) pojawia się presja na spadek cen do zera lub wręcz pojawienie się ujemnych cen energii elektrycznej²⁶. Powyższe zjawisko powodowane przez istniejące pogodozależne moce OZE jest niekorzystne z punktu widzenia ekonomiki inwestycji w nowe moce tego typu i nosi znamiona „podcinania gałęzi na której się siedzi”.

2.3. Wyzwania operacyjne polskiej elektroenergetyki

O ile będący wyrazem transformacji energetycznej wzrost mocy LEW, MEW i PV (por. sekcję 1.3) pozwala pozyskiwać coraz więcej EE w sposób bezemisyjny, o tyle określone cechy powyższych OZE przekładają się na szereg wyzwań operacyjnych związanych z prowadzeniem pracy wielu systemów elektroenergetycznych²⁷, w tym także Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w Polsce.

Pierwszą, immanentną cechą LEW, MEW i PV jest zależność generacji mocy od warunków pogodowych, które w ujęciu dobowogodzinowym wykazują naturalną zmienność. Powyższa cecha sprawia, że na pracę systemu elektroenergetycznego coraz większy wpływ mają naturalnie występujące:

- Okresy wysokiej wietrzności oraz nasłonecznienia (okresy „klęski urodzaju”)
- Okresy niskiej wietrzności i nasłonecznienia (okresy „suszy OZE” lub Dunkelflaute”).

Drugą cechą LEW, MEW i PV jest przyłączenie do systemu przede wszystkim poprzez elektroniczne inwertery (falowniki) typu grid following²⁸. W efekcie źródła te nie przyczyniają się do inercji systemu, możliwości kontroli napięcia czy zapewnienia odpowiednich poziomów prądów zwarciovych.

Powyższe cechy (pogodozależność oraz przyłączenie poprzez inwertery) w połączeniu z faktem, iż systemy elektroenergetyczne w przeszłości projektowane były w oparciu o źródła wytwórcze o innej charakterystyce pracy²⁹, skutkują wyzwaniami operacyjnymi w zakresie:

- Stabilności³⁰ częstotliwościowej, na którą składa się:
 - Bilansowanie chwilowego zapotrzebowania i generacji mocy czynnej w okresach „klęski urodzaju” lub „suszy OZE”
 - Utrzymanie wymaganych rezerw bilansujących mocy czynnej (por. sekcję 5.3)
 - Zapewnienie inercji systemu na potrzeby kontroli tzw. parametru RoCoF³¹
- Stabilności napięciowej, tj. bilansowania zapotrzebowania i generacji mocy biernej oraz utrzymania odpowiednich rezerw mocy biernej
- Stabilności kątowej, tj. zachowania synchronizmu wszystkich maszyn elektrycznych
- Obniżania poziomów prądów zwarciovych, wywierających negatywny efekt na poprawność funkcjonowania automatyki zabezpieczającej
- Elastyczności jednostek wytwórczych (JW)³² oraz pracy z większą zmiennością obciążenia, do czego większość jednostek cieplnych nie była projektowana.
- Zarządzania rozpiętymi mocą oraz ograniczeniami i zatorami sieciowymi (network congestion)³³.

Z uwagi na szeroki zakres, wysoki poziom skomplikowania technicznego oraz w wielu przypadkach brak danych pozwalających scharakteryzować większość powyższych wyzwań operacyjnych, w dalszej części skoncentrowaliśmy się na ilustracji wyzwań KSE związanych z bilansowaniem mocy czynnej.

2.3.1. Wyzwania związane z okresami wysokiej wietrzności i nasłonecznienia

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, tj. 50 lub 60 Hz³⁴
- 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.

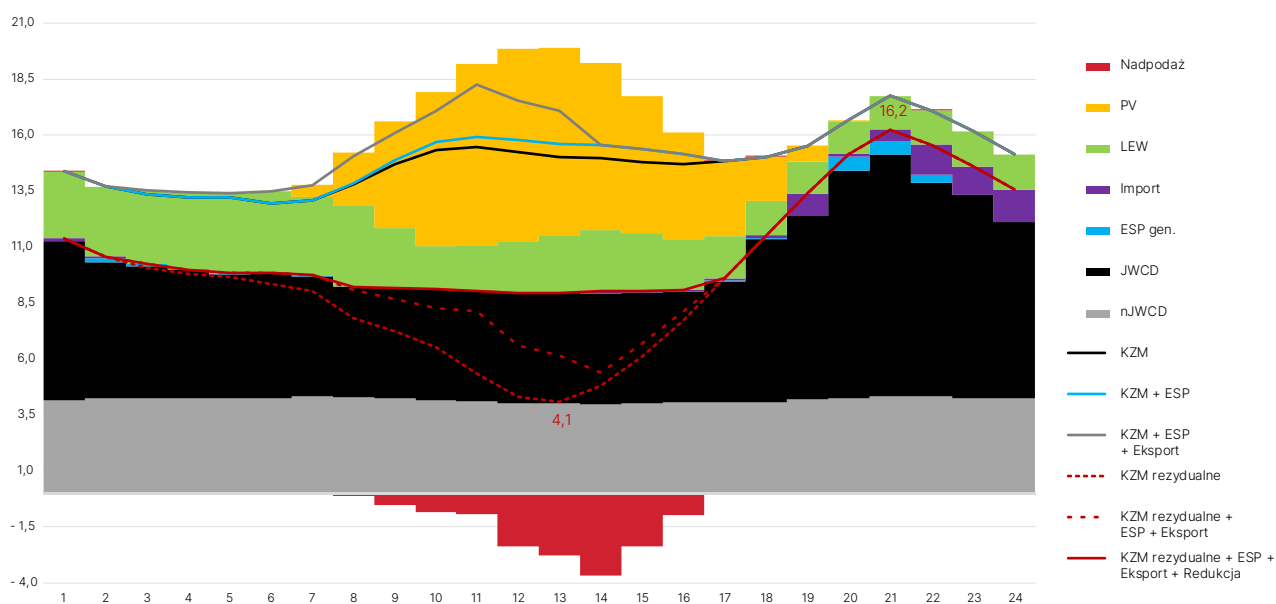
Przykładem redukcji generacji z OZE jest niedziela 23 kwietnia 2023 roku (Rys. 13). W tym dniu oprócz środków zaradczych planowanych w ramach tzw. planu PKD³⁵ (redukcja generacji JWCD oraz nJWCD³⁶ do minimum technicznego, wykorzystanie pompowania ESP³⁷ oraz eksportu międzyoperatorskiego), zbilansowanie 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”, por. sekcję 5.3). Rezerwy te uzyskano poprzez poprowadzenie pracy niektórych JWCD cieplnych 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.

Redukcja generacji OZE, skutkująca mniejszymi wolumenami produkcji uzyskanej z mocy zainstalowanej, jest z jednej strony utratą przychodu dla inwestora, mogącego dochodzić rekompensat z tego tytułu. Z drugiej strony, redukcja generacji OZE może być źródłem regulacyjności „w górę” jednostki OZE (pracującej poniżej chwilowej produkcji maksymalnej), co może stanowić dodatkowy strumień przychodów z tytułu świadczenia usługi rezerw FCR/FRR. Warunkiem jest m.in. istnienie odpowiednich uwarunkowań technicznych oraz ram i regulacji rynkowych³⁸.

Obok redukcji generacji OZE, kolejnym – oraz po części powiązany – wyzwaniem okresów „klęski urodzaju” jest zjawisko duck curve, specyficzne dla generacji PV i będące konsekwencją kształtu dobowogodzinowego profilu nasłonecznienia Ziemi.

W żargonie branżowym duck curve (ang. krzywa w kształcie kaczki) oznacza specyficzny, „kaczy” kształt dobowogodzinowego profilu zapotrzebowania na moc. W godzinach o najwyższej dostępnej mocy chwilowej źródeł PV („godziny solarne”) tzw. rezydualne zapotrzebowanie na moc³⁹ osiąga coraz niższe wartości minimalne, natomiast w godzinach porannych oraz wieczornych cechuje się ono większym tempem zmian (gradientem, „stromością”). Zjawisko duck curve na podstawie danych dla KSE przedstawia Rys. 13, natomiast jego charakterystykę przedstawia Tab. 2.

Rysunek 13. 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: Opracowanie własne w oparciu o dane PSE

Tabela 2. Charakterystyka zjawiska duck curve

Godziny poranne	<ul style="list-style-type: none"> • Przyrost generacji OZE powoduje wzrost częstotliwości oraz lokalnych poziomów napięć, a także konieczność odstawienia niektórych JWCD z uwagi na spodziewany niski poziom zapotrzebowania rezydualnego w godzinach solarnych. • Stromy spadek zapotrzebowania rezydualnego wymaga szybkiego tempa redukcji obciążenia przez pracujące JWCD.
Godziny okołopołudniowe (solarne)	<ul style="list-style-type: none"> • Coraz niższe poziomy zapotrzebowania rezydualnego wymagają pracy JWCD na minimach technicznych lub czasowego odstawienia niektórych JWCD. • Przekłada się to na niski, niedostateczny poziom rezerw FCR i FRR „w dół” oraz niską inercję systemu (z uwagi na małą liczbę generatorów synchronicznych), a przez to potencjalnie na niepożądany wzrost parametru RoCoF. • Wysoka generacja z OZE przekłada się także z jednej strony na wzrost napięć w węzłach sieci, a z drugiej na spadek poziomów prądów zwarciovych i wzrost ryzyka niewykrucia zwarć przez automatykę zabezpieczającą.
Godziny wieczorne	<ul style="list-style-type: none"> • Spadek generacji OZE przekłada się na spadek częstotliwości oraz lokalnych poziomów napięć, a także konieczność szybkiego uruchomienia dodatkowych JWCD po uprzednim odstawieniu na czas godzin solarnych. • Stromy wzrost zapotrzebowania wymaga szybkiego tempa naboru obciążenia przez pracujące JWCD.

Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane PSE

2.3.2. Wyzwania związane z okresami niskiej wietrzności i nasłonecznienia

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, MEW i PV jest niższa niż zapotrzebowanie systemu pojawiają się następujące ryzyka:

- Ryzyko niezbilansowania mocy czynnej, sygnalizowane przez spadek częstotliwości poniżej wartości zadanej
- Ryzyko braku utrzymania wymaganych poziomów rezerw mocy czynnej w kierunku regulacji „w górę”⁴⁰.

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.

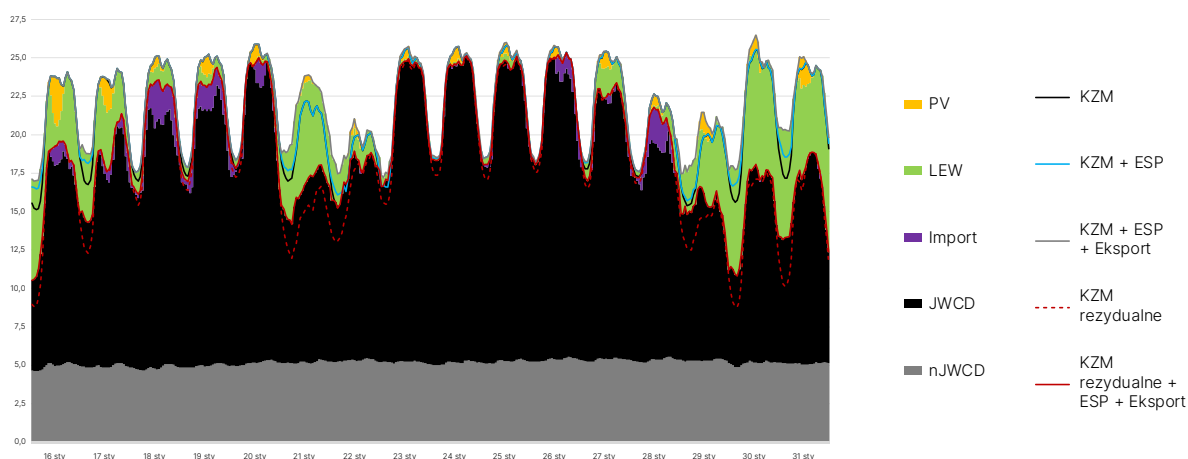
Szczególnym przypadkiem okresów niskiej wietrzności i nasłonecznienia jest tzw. Dunkelflaute, tj. wielodniowe okresy o niskiej lub zerowej wietrzności i nasłonecznieniu, skutkujące niemożliwością generacji wymaganych poziomów mocy przez źródła pogodozależne.

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

- Ciepłe jednostki wytwórcze (np. gaz, gaz + CCUS, atom, biopaliwa, wodór)
- Magazyny o wysokiej mocy i długim czasie pracy (powyżej 8 godzin), pod warunkiem uprzedniego naładowania rezerwuaru do wymaganych poziomów
- Skoordynowane w ramach wirtualnej elektrowni (VPP)⁴¹ 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 elektrolizery⁴².

Ilustrację zjawiska Dunkelflaute w Polsce przedstawia Rys. 14

Rysunek 14. Ilustracja zjawiska Dunkelflaute w Polsce na przykładzie sekwencji dni od 16 do 31 stycznia 2023 roku (GW)



* JWCD zawiera generację JWCD ciepłych (WB, WK, Gaz) oraz ESP. ** nJWCD zawiera generację nJWCD ciepłych (ECz, ECp).

Źródło: Analiza własna w oparciu o dane PSE

Sekwencja dni od 16 do 31 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 GW⁴³).

Pierwsze trzy dni Dunkelflaute wystąpiły w okresie 18 do 20 stycznia 2023 roku. Generacja z LEW nie przekraczała wtedy 2,0 GW (na 9,1 GW mocy zainstalowanej), a najniższe poziomy, tj. poniżej 500 MW przypadły na okres 14 kolejno następujących po sobie godzin w dniu 20 stycznia między 4. a 17. godziną handlową. W ramach tych 14 godzin, 5 kolejno następujących po sobie godzin (9-13) doświadczyło raptem 48-82 MW generacji z LEW. W analizowanych dniach nieznaczna była także generacja z PV, co wynika z niższego niż latem nasłonecznienia Polski w miesiącach zimowych. Maksimum generacji z PV wyniosło w analizowanych dniach ok. 1,3 GW (na 12,3 GW mocy zainstalowanej). W efekcie, w celu pokrycia wysokich poziomów KZM praca KSE opierała się o sterowalne źródła ciepłe oraz występujący w każdym dniu wielogodzinny import.

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).

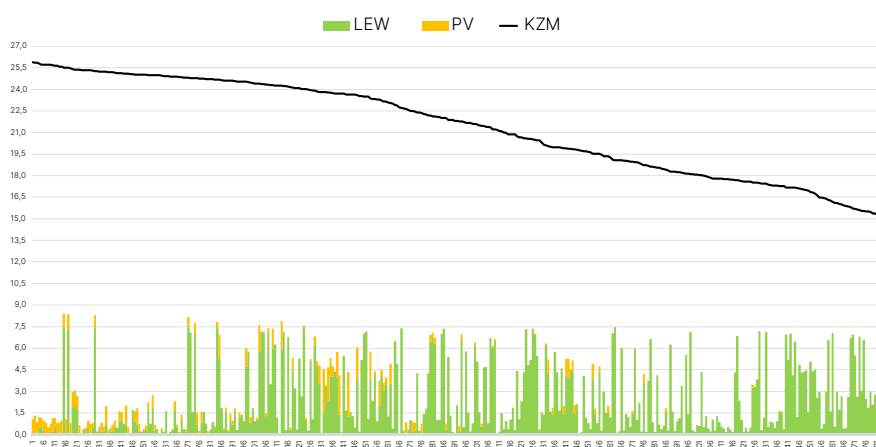
W kolejnym dniu, tj. 22 stycznia 2023 roku, produkcja z LEW spadła do średniego poziomu 1,6 GW na przestrzeni całej doby, co było wstępem do czterodniowego okresu Dunkelflaute na przestrzeni 23-26 stycznia 2023 roku.

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). Podobnie jak w okresie 18-20 stycznia, pokrycie wysokich poziomów KZM opierało się o sterowalne źródła ciepłe (tym razem w większości bez konieczności importu dużych wolumenów 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 factor⁴⁴) obydwu technologii nie przekraczały 8%.

Ilustrację powyższych dni w konwencji tzw. duration curve⁴⁵ dla KZM oraz współwystępujących w danych godzinach wolumenów generacji LEW i PV przedstawia Rys. 15.

Rysunek 15. Ilustracja zjawiska Dunkelflaute w Polsce na przykładzie sekwencji dni od 16 do 31 stycznia 2023 roku (GW) w konwencji duration curve KZM oraz współwystępujących wolumenów produkcji z LEW i PV



Źródło: Analiza własna w oparciu o dane PSE

Katalog kosztów transformacji polskiej elektroenergetyki

O ile transformacja energetyczna stwarza potencjał na uzyskanie szeregu korzyści (por. sekcję 1.2), o tyle zidentyfikowane wyzwania związane ich osiągnięciem (por. sekcję 2) wymagać będą przede wszystkim szeroko zakrojonych inwestycji w nową, właściwą infrastrukturę wytwórczo magazynową oraz sieciową. Infrastruktura ta powinna być odpowiednio zwymiarowana, a także zlokalizowana w odpowiednich punktach systemu, aby umożliwić sprawne zarządzanie oraz niwelację zidentyfikowanych wyzwań⁴⁶.

Koszty związane z budową nowego miksu mocy wytwórczo-magazynowych oraz sieciowych nie są jedynymi kosztami transformacji energetycznej. Oprócz nakładów inwestycyjnych konieczne będzie poniesienie szeregu kosztów związanych z utrzymaniem infrastruktury oraz bezpiecznym funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego nowej jakości.

Biorąc pod uwagę powyższe, kompleksowy katalog kosztów transformacji polskiej elektroenergetyki zidentyfikowaliśmy w Tab. 3.

Tabela 3. Katalog zidentyfikowanych kosztów transformacji polskiej elektroenergetyki

Koszty infrastrukturalne	<ul style="list-style-type: none">Nakłady inwestycyjne (capex) na nowe moce wytwórcze, magazynowe oraz siecioweKoszty stałe (FOM) związane z utrzymaniem infrastruktury
Koszty operacyjne: produkcja EE	<ul style="list-style-type: none">Koszty paliwKoszty emisji CO₂Pozapaliwowe koszty zmienne (VOM)
Koszty operacyjne: bilansowanie systemu i zapewnienie parametrów jakościowych (w tym tzw. regulacyjne usługi systemowe, RUS)	<p>Koszty objęte analizą:</p> <ul style="list-style-type: none">Koszty usług DSRKoszty redukcji generacji z OZE z powodów bilansowychKoszty rezerw mocy na potrzeby kontroli częstotliwościKoszty uruchomień JW na potrzeby bilansowania <p>Koszty nieobjęte analizą z uwagi na ograniczenia w zakresie danych lub ugruntowanej metodyki:</p> <ul style="list-style-type: none">Koszty utrzymywania inercji systemu (koszty usługi RoCoF)Koszty redukcji generacji z OZE z uwagi na limity obciążalności termicznej linii elektroenergetycznychKoszty innych usług systemowych (rezerwy mocy biernej na potrzeby regulacji napięcia, zapewnienie stabilności kątownej, utrzymywanie odpowiednich poziomów prądów zwarciovych, usługa odbudowy systemu)
Koszty strategiczne, tj. koszty EE dla gospodarki (determinanta konkurencyjności względem innych krajów)	<ul style="list-style-type: none">Koszty inwestycyjne oraz koszty bilansowania przeniesione na odbiorców końcowychKoszty zakupu EE z rynku hurtowego (będące pochodną cen hurtowych spot energii elektrycznej, które są z kolei pochodną struktury mocy i produkcji oraz przeniesieniem kosztów zużycia paliw oraz kosztów emisji CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej)

Źródło: Opracowanie własne

Cel i istota analizy

W kontekście czynników warunkujących potrzebę transformacji energetycznej (por. sekcję. 1.1), a także zidentyfikowanych wyzwań strategiczno-infrastrukturalnych oraz operacyjnych polskiej elektroenergetyki (por. sekcję 2), poszukiwaliśmy odpowiedzi na następujące pytanie:

Uwzględniając kompleksowy katalog kosztów budowy nowej infrastruktury i funkcjonowania systemu, który wariant transformacji polskiej elektroenergetyki jest najtańszy dla polskiej gospodarki i odbiorców końcowych?

Nasza analiza jest próbą całościowego podejścia do kosztów związanych z transformacją elektroenergetyki w celu podjęcia debaty na temat przyszłości tego sektora w Polsce oraz promowania dyskusji opartej o dane i metodyczną analitykę.

Metodyka analizy i źródła danych

Aby skwantyfikować i porównać zidentyfikowane w sekcji 3 koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce, analizie poddaliśmy trzy możliwe warianty rozwoju krajowego miksu elektroenergetycznego (por. sekcję 7.1 oraz 7.2).

W tym celu wykorzystaliśmy dwa autorskie modele fundamentalne (Rys. 16) symulujące możliwe stany przyszłe oraz główne pryncypia działania KSE. Pierwszy model, o naturze planistycznej i mniejszym stopniu szczegółowości, wyznaczył strukturę mocy wytwórczo-magazynowych. Drugi model, o naturze operacyjnej i większym stopniu szczegółowości, pozwolił na „sprawdzenie w boju” zasobów mocy wyznaczonych przez pierwszy model.

Z uwagi na ograniczoną dostępność szczegółowych danych publicznych, capex na sieci elektroenergetyczne oszacowaliśmy w oparciu o mnożniki obliczone na podstawie danych porównawczych dla innych krajów. Szczegóły metodyczne przedstawiliśmy w kolejnych sekcjach. Obliczenia wykonaliśmy w cenach stałych roku 2023.

5.1. Zastosowane modele fundamentalne

Pierwszy zastosowany przez nas model, IJ OptiCX (Optimal Capacity miX), to model planistyczny. Pozwala on wyznaczyć optymalną strukturę mocy wytwórczo magazynowych, cechującą się najniższymi (zminimalizowanymi) łącznymi kosztami:

- Inwestycyjnymi (capex), związanymi z budową infrastruktury
- Stałymi (FOM), związanymi z utrzymaniem infrastruktury
- Paliw oraz emisji CO₂, związanymi z produkcją EE
- Pozapaliwowymi kosztami zmiennymi (VOM), związanymi z produkcją EE.

Model OptiCX wyznacza strukturę mocy przy zachowaniu zadanych ograniczeń, takich jak:

- Pokrycie maksymalnego rocznego krajowego zapotrzebowania na moc czynną (GW)
- Pokrycie zapotrzebowania na moc czynną w okresach Dunkelflaute (GW)
- Pokrycie rocznego zapotrzebowania na EE (TWh)
- Roczne wolumeny emisji CO₂ nieprzekraczające zadanej trajektorii redukcji
- Roczne wolumeny budowanych mocy nieprzekraczające zadanych limitów⁴⁷
- Maksymalny lub minimalny udział danej technologii w miksie.

Drugi zastosowany przez nas model, IJ EDISON (Economic Dispatch with System cONstraints), jest modelem ekonomicznego rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych z uwzględnieniem określonych ograniczeń dotyczących bezpieczeństwa pracy systemu.

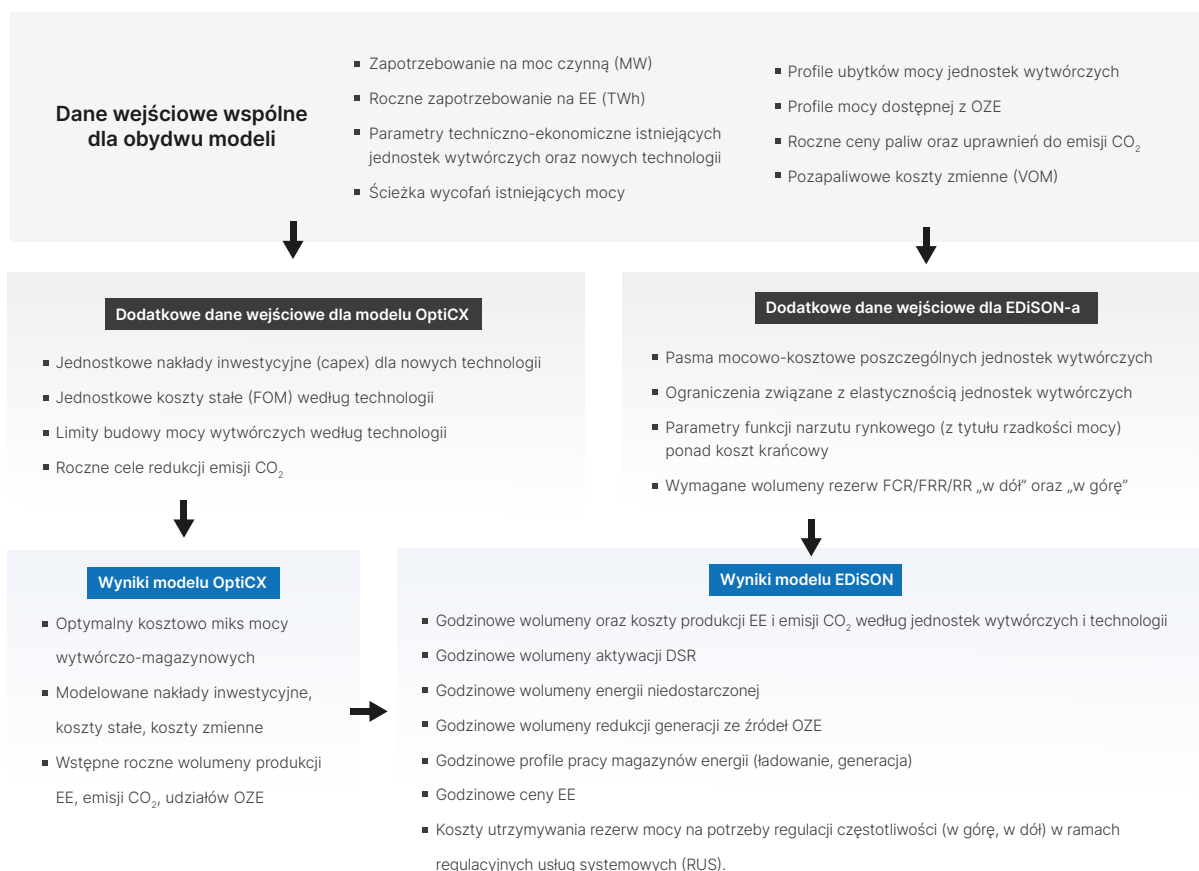
EDiSON jest modelem operacyjnym, symulującym działanie mechanizmu merit order opartego o zasadę pay-as-clear⁴⁸ w warunkach rynku hurtowego czasu rzeczywistego (rynek spot). Model ustala bieżące punkty pracy (BPP) poszczególnych jednostek wytwórczych w celu pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc w każdej modelowanej godzinie. BPP ustalane są w oparciu o:

- moc dyspozycyjną danej jednostki lub technologii, będącą pochodną mocy zainstalowanej, postojów planowanych (remonty), postojów nieplanowanych (awarie), wietrzności lub nasłonecznienia
- ograniczenia techniczne związane z elastycznością pracy jednostek wytwórczych
- koszt zmienny wytwarzania (pochodna sprawności, emisyjności, kosztów paliw i emisji), stanowiący podstawę do budowy modelowych pasm mocowo-kosztowych dla charakterystycznych punktów pracy jednostek.

Aby osiągnąć najtańszy sposób pokrycia zapotrzebowania na moc czynną w danej godzinie, EDiSON przywołuje do pracy jednostki w porządku rosnących wartości kosztów z pasm mocowo-kosztowych, z uwzględnieniem wymagań rezerw FCR/FRR/RR. Ostatnie (krańcowe) pasmo niezbędne do pokrycia zapotrzebowania na moc czynną określa tzw. koszt krańcowy dla danej godziny roku.

Modelowane godzinowe koszty krańcowe dla rynku energii elektrycznej są następnie podstawą do modelowania ceny hurtowej ceny poprzez uwzględnienie narzutu rynkowego z tytułu rzadkości mocy (tzw. capacity scarcity uplift), zależnego od poziomu nadwyżki mocy dyspozycyjnej systemu ponad zapotrzebowanie na moc czynną.

Rysunek 16. Charakterystyka wykorzystanych modeli fundamentalnych



Nota: podobnie jak w PRSP oraz PEP 2040 Sc_3, wobec braku możliwości efektywnego prognozowania, zdecydowaliśmy się nie uwzględniać udziału wymiany transgranicznej.

Podjęcie takie ma swoje zalety, tzn. pozwala na badanie pełnej samowystarczalności krajowej elektroenergetyki, bez możliwości wsparcia od strony importu lub eksportu.

5.2. Nakłady inwestycyjne na rozwój sieci

W myśl branżowego sloganu⁴⁹ „no transition without transmission”, transformacja elektroenergetyki nie będzie możliwa bez rozwoju sieci przesyłowo-dystrybucyjnych oraz skojarzonych urządzeń⁵⁰, stanowiących łącznie kręgosłup („backbone”) systemu oraz dających dostęp do lokalizacji o odpowiedniej⁵¹ wietrzności lub nasłonecznieniu.

Z uwagi na powyższe, analiza rozwoju miksu elektroenergetycznego nie jest kompletna bez uwzględnienia kwestii sieci przesyłowo-dystrybucyjnych. O ile modelowanie rozwoju mocy sieciowych jest zadaniem technicznie bardziej skomplikowanym niż modelowanie rozwoju miksu mocy wytwórczo-magazynowych (oraz ograniczonym dostępnością danych), o tyle zasadnym wydaje się pobudzenie dyskusji oraz poszukiwanie metod pozwalających włączyć kwestię rozwoju sieci w analizy rozwoju miksu wytwórczo-magazynowego.

Świadomi powyższych ograniczeń, w przypadku sieci przesyłowych (Tx) oraz dystrybucyjnych (Dx) zastosowaliśmy uproszczone podejście mnożnikowe. Obliczone przez nas mnożniki pozwoliły oszacować nakłady inwestycyjne na sieci elektroenergetyczne w Polsce w oparciu o moc nowych źródeł wytwórczych oraz magazynów energii koniecznych do przyłączenia w każdym z wariantów.

O ile powyższe podejście nie jest najlepszym z możliwych⁵², naszym celem było znalezienie metody oszacowania wartości capex na sieci elektroenergetyczne w Polsce. Bez tego przeprowadzona przez nas estymacja kosztów transformacji elektroenergetycznej w Polsce zawierałaby niekompletny katalog kosztów.

Mnożniki wykorzystane do szacunków capexu na sieci Tx oraz Dx obliczyliśmy analizując dane liczbowe zaprezentowane w Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-32 (Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego) oraz Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki.

Na podstawie powyższych dokumentów obliczyliśmy mnożniki (PLN/MW) pozwalające oszacować capex na sieci Tx i Dx w zależności od wzrostu mocy wytwórczo-magazynowych w każdym z analizowanych wariantów miksu.

W przypadku sieci Tx, dane pozwoliły na obliczenie mnożnika w odniesieniu do nowych mocy wytwórczych w różnych technologiach (OZE oraz nie-OZE) oraz do nowych mocy magazynowych. W przypadku sieci Dx, dane pozwoliły na obliczenie mnożnika w odniesieniu do nowych mocy OZE.

5.3. Koszty utrzymania rezerw mocy czynnej na potrzeby kontroli częstotliwości

W celu kontroli częstotliwości w systemie elektroenergetycznym stosowane są następujące rezerwy mocy bilansujących, scharakteryzowane w Tab. 4.

Tabela 4. Rezerwy mocy czynnej na potrzeby kontroli częstotliwości

FCR (Frequency Containment Reserve), rezerwa utrzymania częstotliwości ⁵³	<ul style="list-style-type: none">• Rezerwa mocy bilansujących utrzymywana na potrzeby bieżącej korekty nieznacznych odchyłek częstotliwości⁵⁴ od wartości zadanej, wynikających z chwilowych fluktuacji zapotrzebowania na moc czynną oraz ze zmienności warunków pogodowych wpływających na pracę źródeł OZE.• Aktywowana przez automatyczne regulatory prędkości obrotowej turbin.
FRR (Frequency Restoration Reserve), rezerwa odbudowy częstotliwości ⁵⁵	<ul style="list-style-type: none">• Rezerwa mocy bilansujących utrzymywana na potrzeby korekty większych wahań częstotliwości względem wartości zadanej 50 Hz (lub 60 Hz), wynikającej z zakłócenia awaryjnego (utrata znacznego wolumenu generacji na skutek awarii lub np. z uwagi na nagłe zachmurzenie, utrata dużego odbioru, utrata elementu sieciowego).• Aktywowana przez zainstalowany w Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM) PSE regulator centralny.
RR (Replacement Reserve), rezerwa zastępcza ⁵⁶	<ul style="list-style-type: none">• Rezerwa mocy bilansujących utrzymywana na potrzeby odbudowy (zastąpienia) rezerw mocy wykorzystywanych w ramach działania rezerwy FRR.• Aktywowana przez:<ul style="list-style-type: none">◦ automatyczną lub nieautomatyczną zmianę wielkości wytwarzanej mocy przez JWCD ciepłe, wokół której działa regulacja pierwotna i wtórna,◦ załączenie lub odstawienie regulacyjnych źródeł mocy (ESP),◦ sterowanie wybranymi odbiorami w KSE,◦ zmianę planu wymiany mocy w połączeniach transgranicznych.

Źródło: Opracowanie własne

Każda z wyżej wymienionych rezerw utrzymywana jest w kierunku zwiększania / zmniejszania BPP określonych jednostek⁵⁷ biorących udział w regulacji („w górę” / „w dół”), tj. na potrzeby korekty częstotliwości przyjmującej wartości poniżej / powyżej 50 Hz.

W przypadku, gdy częstotliwość spadnie poniżej 50 Hz, konieczne jest zwiększenie generacji (lub zmniejszenie poboru). Analogicznie, w przypadku wartości częstotliwości powyżej 50 Hz, konieczne jest zmniejszenie generacji (lub zwiększenie poboru).

Jak dotąd, usługi regulacji częstotliwości w Polsce świadczone są przez JWCD ciepłe. Rezerwy „w górę” pochodzą z prowadzenia określonych JW poniżej dostępnej w danym momencie mocy maksymalnej. Rezerwy „w dół” pochodzą z prowadzenia określonych JW powyżej ich minimum technicznego.

Nasza analiza dotyczyła jedynie rezerw mocy bilansujących utrzymywanych na potrzeby powyższych usług systemowych. Z uwagi na brak dostępnych danych, nie uwzględniliśmy natomiast aktywacji utrzymywanych rezerw.

Ponieważ usługi systemowe związane z kontrolą częstotliwości historycznie traktowane były jako immanentna cecha pracy jednostek ciepłych (w ramach tzw. rezerwy wirującej), modelowanie oraz rynkowa wycena tego typu rezerw nie były powszechnie praktykowane.

Oznacza to, że rynek rezerw mocy na potrzeby kontroli częstotliwości jest rynkiem we wczesnej fazie rozwoju w wielu krajach, podobnie jak metody jego modelowania. Aby poglądowo wycenić koszt związany z utrzymywaniem rezerw mocy na potrzeby kontroli częstotliwości, zamodelowaliśmy następującą logikę wpływu tych rezerw na poziom cen hurtowych:

- Konieczność utrzymywania rezerw mocy bilansujących „w górę” oznacza, iż pewna część JW o niższych kosztach wytwarzania pracuje poniżej mocy maksymalnej. Skutkuje to koniecznością wykorzystania kolejnych w merit order (droższych) pasm mocy JW w celu pokrycia chwilowego zapotrzebowania na moc.
- Konieczność utrzymywania rezerw mocy bilansujących „w dół” oznacza, iż część JW pracuje powyżej minimum technicznego. Skutkuje to wypchnięciem z rynku części potencjalnej generacji pochodzącej z tańszych pasm JW (por. zjawisko redukcji generacji z OZE).

W obydwu przypadkach, konieczność utrzymywania rezerw na potrzeby kontroli częstotliwości oznacza wyższy poziom cen niż gdyby rezerwy mocy nie były utrzymywane.

Używając EDISON-a, zasymulowaliśmy dwa przypadki, tj. z ograniczeniem w postaci konieczności utrzymywania rezerw mocy bilansujących oraz bez tego ograniczenia, a różnicę cen wykorzystaliśmy do wyceny wolumenów rezerw.

Modelowane wolumeny rezerw oparliśmy o dane PSE dla lat 2018-2019 (ostatnie dostępne publicznie), gdzie średnioroczny wymagany poziom wyniósł 170 MW dla rezerw FCR oraz 500 MW dla rezerw FRR. Wolumen rezerw RR obliczyliśmy jako 9% obciążenia KSE minus rezerwa FCR i FRR.

5.4. Koszty redukcji generacji OZE, aktywacji DSR oraz koszty uruchomień

Przepisy prawa nie określają stawek za redukcję produkcji energii, a podstawą do wyznaczenia rekompensaty za nierynkową redukcję OZE w Polsce jest wielkość zredukowanej energii oraz cena energii z rynku bilansującego⁵⁸. Jako nieidealne przybliżenie, koszty redukcji generacji z OZE oszacowaliśmy jako iloczyn modelowanych wolumenów redukcji oraz modelowanej ceny spot w danej godzinie (będącej siłą rzeczy ceną po redukcji OZE). Wolumeny redukcji generacji modelowane były jako efekt ograniczenia związanego z minimum systemowym (ok. 7 GW latem oraz 9 GW zimą⁵⁹).

Koszty aktywacji DSR w pewnych godzinach doby oszacowane zostały jako iloczyn wykorzystanych wolumenów DSR oraz ceny maksymalnej 50.000 PLN/MWh⁶⁰. Wolumeny DSR aktywowane były w przypadku wystąpienia w danej godzinie deficytu dostępnych mocy wytwórczo-magazynowych względem zapotrzebowania na moc. O ile w przyszłości może również występować aktywacja DSR w kierunku wzrostu konsumpcji (o wpływie analogicznym do ładowania magazynów), na chwilę obecną nie ujęliśmy tego zachowania w modelu.

Koszty uruchomień JW – związane z koniecznością przywołania ich do pracy w okresach niskiej generacji OZE – oszacowaliśmy w oparciu o modelowane wolumeny mocy JW ciepłych uruchomionych po okresie postoju oraz następujących stawek za MW uruchomionej mocy (i) 432 PLN/MW dla bloków węglowych oraz (ii) 364 PLN/MW dla bloków gazowych.

5.5. Ograniczenia procesu modelowania i analizy

All models are wrong, but some are useful.

George E. P. Box

PL: Wszystkie modele się mylą / są błędne, choć niektóre bywają przydatne.

It is difficult to make predictions, especially about the future.

Niels Bohr / Mark Twain

PL: Przewidywanie jest trudne, zwłaszcza jeśli dotyczy przyszłości.

Biorąc pod uwagę stopień skomplikowania rzeczywistości, jak również pewne ograniczenia odnośnie dostępności i jakości danych, nasze założenia oraz implementacje modelowanych zjawisk, relacji i zachowań siłą rzeczy bazują na uproszczeniach.

Niektóre obszary elektroenergetyki (rynek mocy, DSR, VPP, rynki elastyczności oraz usług systemowych, nowe technologie jak np. elektrolizery) są w mniej zaawansowanej fazie rozwoju niż inne. Przekłada się to na mniejszą dojrzałość i dostępność danych oraz metod analizy i modelowania, co jest obszarem naszych dalszych badań i rozwoju w zakresie implementacji w modelach.

Z uwagi na dostępność danych na temat ograniczeń sieciowych nasze modele działają obecnie na zasadzie tzw. miedzianej płyty. Oznacza to, że rozdział obciążeń jednostek wytwórczych i magazynowych odbywa się bez informacji na temat limitów obciążalności termicznych linii przesyłowych czy dystrybucyjnych (zarówno w tzw. warunkach N-0 oraz N-1⁶¹). Mamy świadomość, że uwzględnianie ograniczeń sieciowych będzie miało coraz większy wpływ na zjawisko zatorów sieciowych (network congestion) oraz ewentualne redukcje generacji z różnych typów źródeł (nie tylko OZE).

Również z uwagi na dostępność danych nasze modele uwzględniają także uproszczone założenia na temat zidentyfikowanych ograniczeń systemowych, innych niż wskazane powyżej ograniczenia sieciowe. Z tego względu przyjęte przez nas poziomy wymaganych rezerw mocy bilansujących (por. sekcję 5.3) czy minimum systemowego (por. sekcję 5.4) są wartościami średnimi, a nie dynamicznymi wartościami dobowogodzinowymi, stosowanymi w praktyce prowadzenia bieżącej pracy systemu.

Podobnie jak w PRSP oraz PEP 2040 Sc_3, wobec braku możliwości efektywnego prognozowania, zdecydowaliśmy się nie uwzględniać udziału wymiany transgranicznej. Podejście takie ma swoje zalety, tzn. pozwala na badanie pełnej samowystarczalności krajowej elektroenergetyki, bez możliwości wsparcia od strony importu lub eksportu.

Nasze modele nie uwzględniają także stabilności napięciowej czy kątowej, choć mamy świadomość, że zjawiska te będą odgrywać coraz większą rolę w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego z dużymi udziałami OZE.

Uwzględniając powyższe ograniczenia, budując nasze modele staramy się zbilansować stopień ich skomplikowania ze stopniem ich przydatności, koncentrując się na:

- Zrozumieniu znaczenia oraz istotności modelowanych zjawisk przez pryzmat wpływu na wyniki (m.in. poprzez analizy wrażliwości)
- Kontroli wstecznej (backcasting) wyników modelu do danych rzeczywistych⁶²
- Kontroli sensowności i zdroworozsądkowości uzyskiwanych wyników i wniosków.

Zidentyfikowane przez nas w sekcji 3 koszty obejmują nie tylko koszty ponoszone przez sektor elektroenergetyki per se, tj. koszty infrastrukturalne oraz koszty operacyjne, ale także koszty o znaczeniu strategicznym, tj. koszty energii elektrycznej dla gospodarki, wpływające na konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej. Omawiając przełożenie kosztów sektora elektroenergetycznego na koszty energii dla gospodarki należy mieć na względzie następujące ograniczenia i zastrzeżenia:

- Koszty infrastrukturalne w przypadku mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce są obecnie po części pokrywane przez szereg systemów wsparcia (rynek mocy, aukcje OZE, system certyfikatów), które mogą ulec zasadniczej zmianie wraz z wprowadzeniem unijnej Reformy Rynku Energii Elektrycznej (np. dwukierunkowe kontrakty różnicowe, kontrakty typu power purchase agreements,

PPA)⁶³. Koszty infrastrukturalne w przypadku sieci przesyłowo-dystrybucyjnej są pokrywane w taryfach operatorów w oparciu o proces związany z ustaleniem wartości regulacyjnej aktywów (WRA) oraz odpowiedniej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału. Powyższe procesy przeniesienia kosztów cechują się wysokim stopniem skomplikowania oraz ograniczoną dostępnością danych i ugruntowanej metodyki modelowania. Dla uproszczenia założyliśmy przeniesienie kosztów infrastrukturalnych w bezpośredniej relacji 1:1.

- W rzeczywistości zakup energii elektrycznej z rynku hurtowego odbywa się zarówno na rynku terminowym, jak i na rynku spot (natychmiastowym). Modelowanie fundamentalne wieloletnich cen energii elektrycznej pozwala jedynie na wyznaczenie cen spot, poprzez odzwierciedlenie mechanizmu merit order w modelach. Niemniej jednak, metodyka modelowania cen spot jest procesem ugruntowanym, w związku z czym przeniesienie kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej oparliśmy o modelowane ceny spot (por. sekcję 5.1).
- Zgodnie z punktem 2.2.2.5. Warunków Dotyczących Bilansowania, koszty zakupu usług systemowych są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej taryfy PSE. Podobnie jak w przypadku kosztów inwestycyjnych, dla uproszczenia założyliśmy przeniesienie kosztów inwestycyjnych w bezpośredniej relacji 1:1.
- Finalnie, o ile nasza analiza – ze świadomością szeregu opisanych powyżej ograniczeń – miała za zadanie identyfikację i kwantyfikację kosztów transformacji polskiej elektroenergetyki, rozważania na temat możliwości finansowania transformacji pozostały poza zakresem naszych prac. Niemniej jednak mamy świadomość, iż analiza źródeł finansowania transformacji energetycznej oraz ewentualnej luki w finansowaniu jest zadaniem tak samo istotnym, jak skatalogowanie i wycena jej kosztów, i stanowi tym samym pole do przyszłych opracowań.

5.6. Źródła danych użyte w analizie

Tab. 5 prezentuje dane użyte w analizie oraz źródła ich pozyskania.

■ Tabela 5. Źródła danych użytych w analizie

Maksymalne roczne krajowe zapotrzebowanie na moc, KZM (MW)

Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej 1.1.2021 - 31.12.2022

Źródło: MKiŚ, Lipiec 2023

Roczne krajowe zużycie energii elektrycznej, KZEE (TWh), capex (tys. PLN/MW), koszty paliw oraz CO2 (PLN/MWh)

Scenariusz 3 do prekonsultacji aktualizacji KPEiK / PEP 2040

Źródło: MKiŚ, Czerwiec 2023

Historyczne profile godzinowe zapotrzebowania na moc (MW)

Dane operacyjne PSE

Źródło: PSE

Roczne krajowe zużycie energii elektrycznej, KZEE (TWh), ścieżka wycofań z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych (MW)

Źródło: PSE, Listopad 2022

Capex (tys. PLN/MW), limity budowy mocy (MW)

Ten-Year Network Development Plan 2024 (TYNDP)

Źródło: ENTSO-E, Lipiec 2023

Koszty FOM (PLN/MW/rok), koszty VOM (PLN/MWh), koszty uruchomień (PLN/MW)

European Resource Adequacy Assessment (ERAA)

Źródło: ENTSO-E, Czerwiec 2023

Dane dot. szacunków capex na sieci Tx

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-32

(Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego)

Źródło: PRSP, Listopad 2023

Dane dot. szacunków capex na sieci Dx

Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki

Źródło: Polscy OSD, 2022

Cele udziałów OZE (indykatywne)

World Energy Transitions Outlook 2023 (1.5°C pathway)

Źródło: IRENA, Sierpień 2023

Capex na moce wytwórczo-magazynowe (tys. PLN/MW)

DNV: Energy Transition Outlook 2023. A global and regional forecast to 2050.

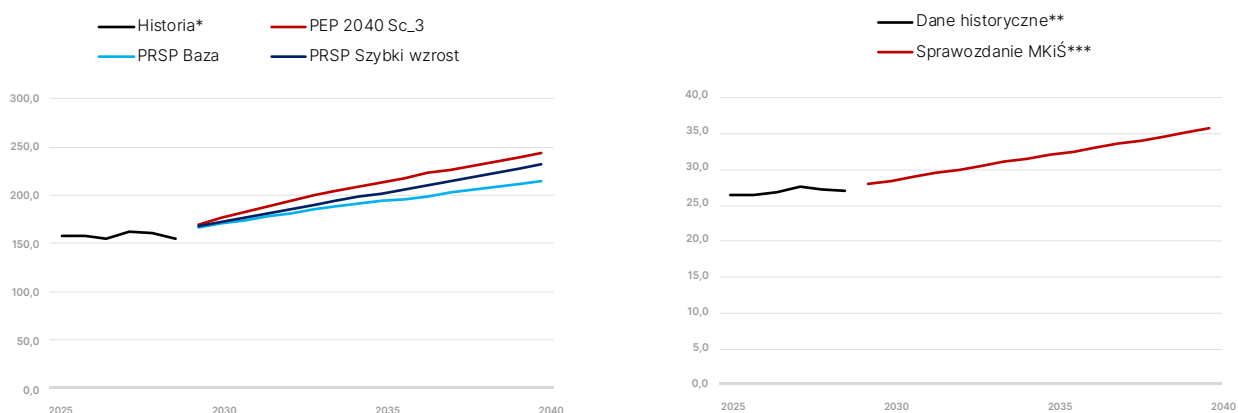
Źródło: DNV, Październik 2023

Przegląd kluczowych założeń

6.1. Zapotrzebowanie na energię i moc

Rys. 17 prezentuje dane na temat rocznego KZEE netto oraz maksymalnego rocznego KZM. Do analiz przyjęliśmy KZEE według PEP 2040 Sc_3 (jako wariant najwyższy) oraz KZM według Sprawozdania MKiŚ.

Rysunek 17. Krajowe zużycie energii elektrycznej netto (TWh) oraz maksymalne roczne krajowe zapotrzebowanie na moc (GW) w Polsce



*Historyczne KZEE netto obliczyliśmy w oparciu o dane ARE jako krajowe zużycie brutto pomniejszone o potrzeby własne elektrowni, co odpowiada zużyciu finalnemu powiększonemu o straty sieciowe oraz pompowanie ESP. Z uwagi na brak danych wolumenowych ARE, rok 2023 obliczyliśmy w oparciu o dynamikę KZEE brutto (-3,4%) według danych PSE. **Dane PSE dot. historycznego KZM prezentowane są w konwencji brutto. ***Prognoza w Sprawozdaniu MKiŚ prezentuje KZM w ujęciu netto.

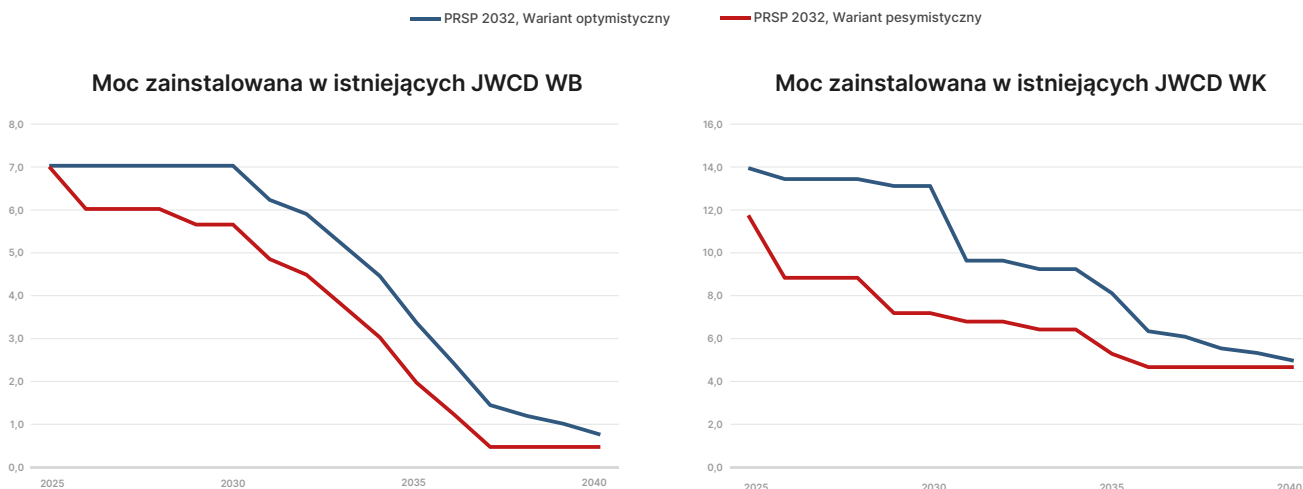
Kolor **czerwony** oznacza wartości użyte w analizie. Pozostałe kolory prezentują wartości dla celów porównawczych.

Źródło: ARE, Sprawozdanie MKiŚ, PEP 2040 Sc_3, PRSP, PSE

6.2. Wycofania istniejącej mocy wytwórczych JWCD

Rys. 18 prezentuje dane na temat wycofań istniejącej mocy w JWCD opartych o WB oraz WK. Do analiz przyjęliśmy wariant pesymistyczny.

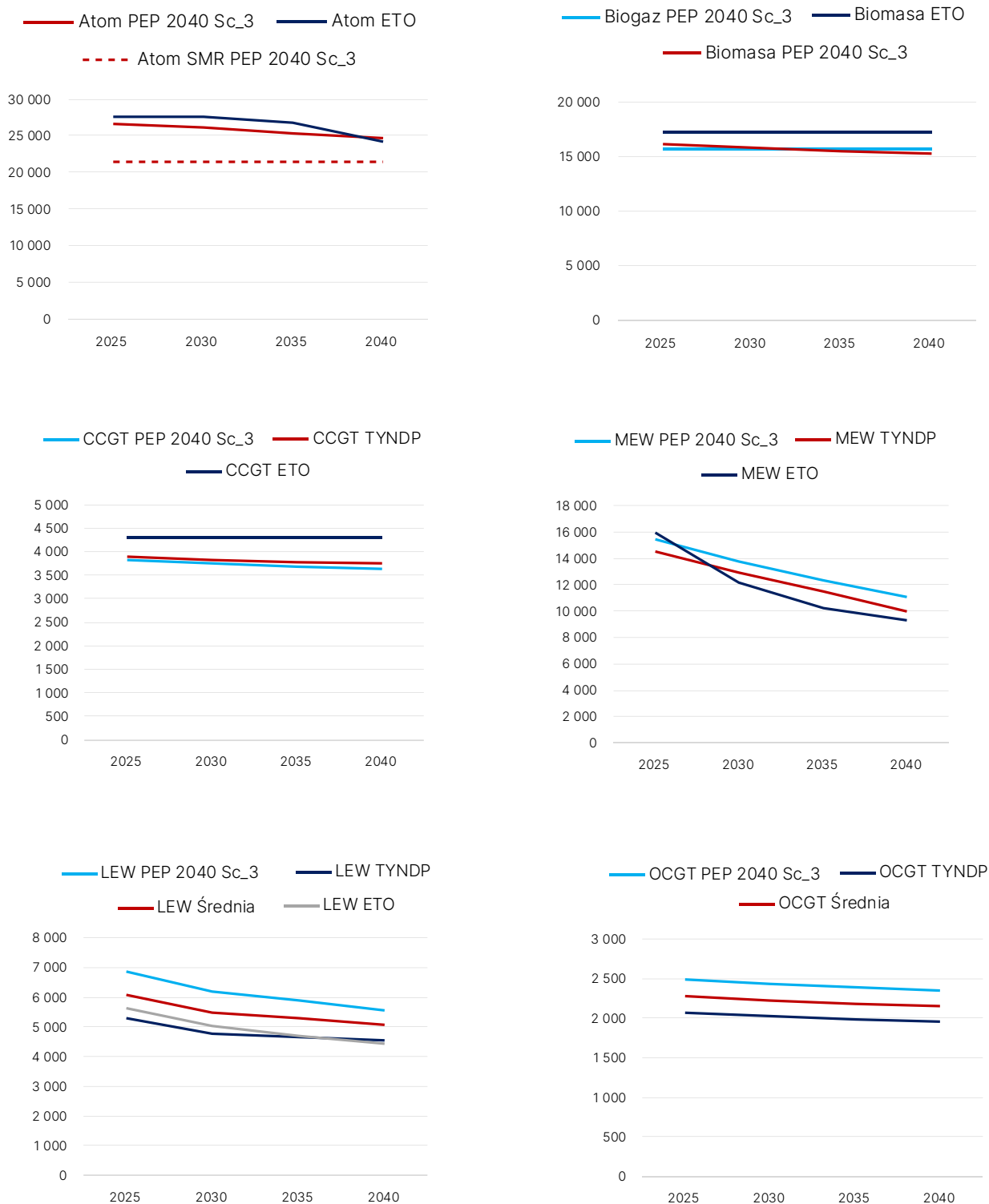
Rysunek 18. Ścieżki wycofań istniejącej mocy wytwórczych JWCD (GW) w Polsce

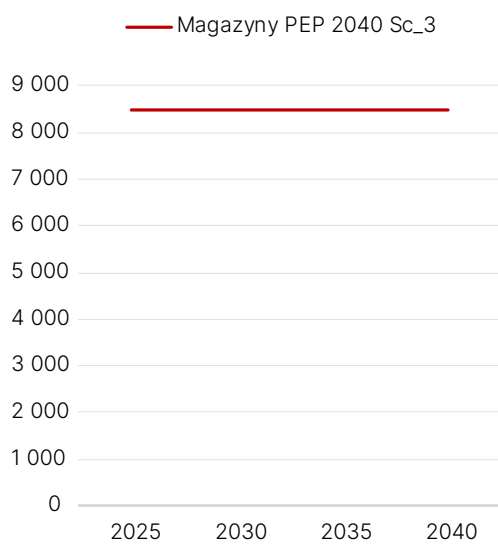
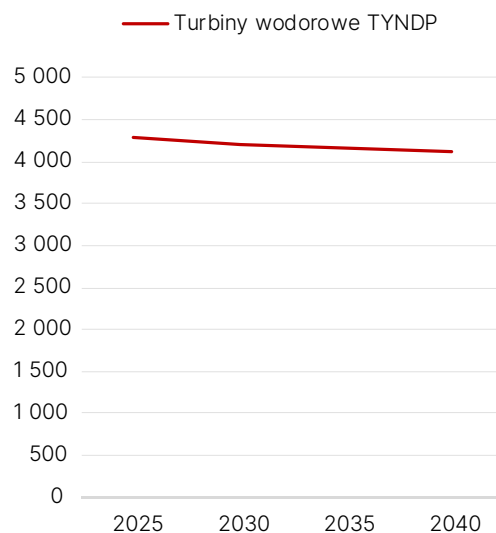
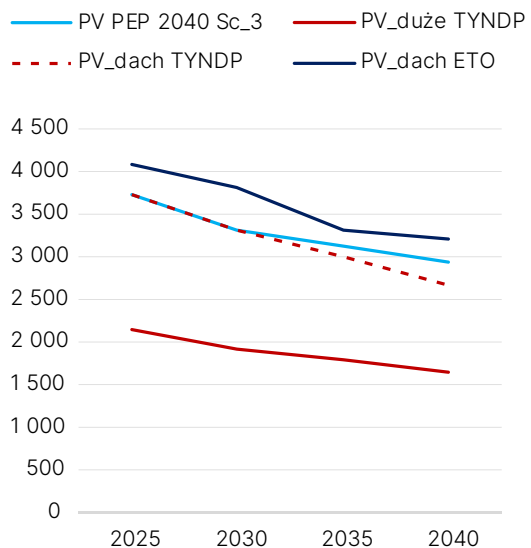


6.3. Trajektorie nakładów inwestycyjnych (capex)

Rys. 19 prezentuje dane na temat trajektorii jednostkowych nakładów inwestycyjnych (capex) na nowe moce wytwórcze oraz magazynowe.

Rysunek 19. Trajektorie jednostkowych nakładów inwestycyjnych (capex) na nowe moce wytwórcze i magazynowe (tys. PLN/MW)





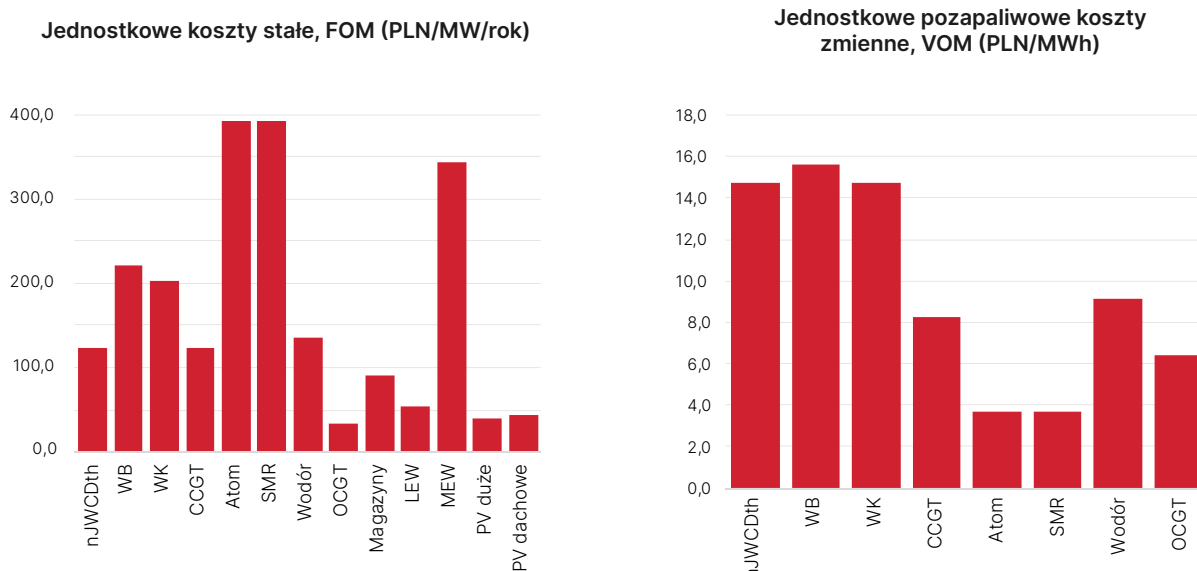
Ciągła czerwona linia oznacza dane użyte w analizie. Pozostałe kolory prezentują wartości dla celów porównawczych.

Źródło: ETO, PEP 2040 Sc_3, TYNDP

6.4. Koszty FOM, VOM, paliw oraz emisji CO₂

Rys. 20 prezentuje przyjęte w modelowaniu jednostkowe koszty stałe (FOM) oraz jednostkowe pozapaliwowe koszty zmienne (VOM).

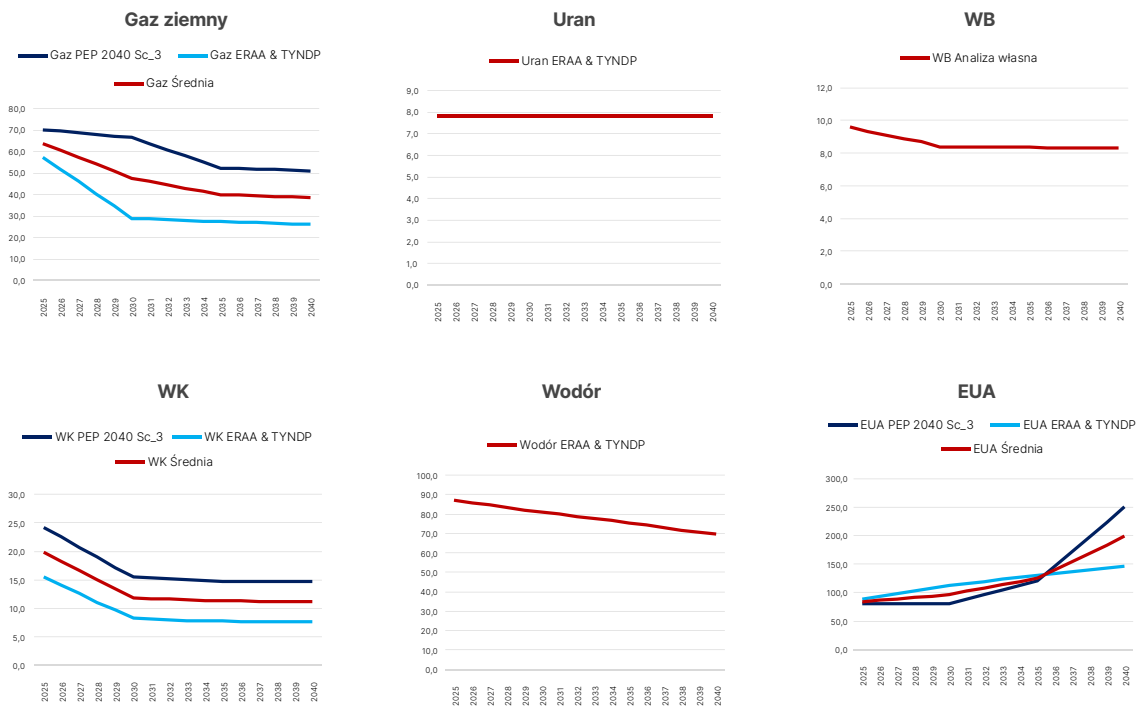
Rysunek 20. Jednostkowe koszty stałe (PLN/MW/rok) oraz pozapaliwowe koszty zmienny (PLN/MWh)



Źródło: opracowanie własne w oparciu o ERAA, PEP 2040 Sc_3, TYNDP

Przyjęte w modelowaniu jednostkowe koszty paliw oraz uprawnień do emisji CO₂ przedstawia Rys. 21.

Rysunek 21. Trajektorie jednostkowych kosztów paliw (PLN/GJ) oraz kosztów emisji CO₂ (EUR/Mg)



Ciągła czerwona linia oznacza dane użyte w analizie. Pozostałe kolory prezentują wartości dla celów porównawczych.

Źródło: Opracowanie własne w oparciu o ERAA, PEP 2040 Sc_3, TYNDP

7.1. Warianty rozwoju miksu mocy wytwórczo-magazynowych

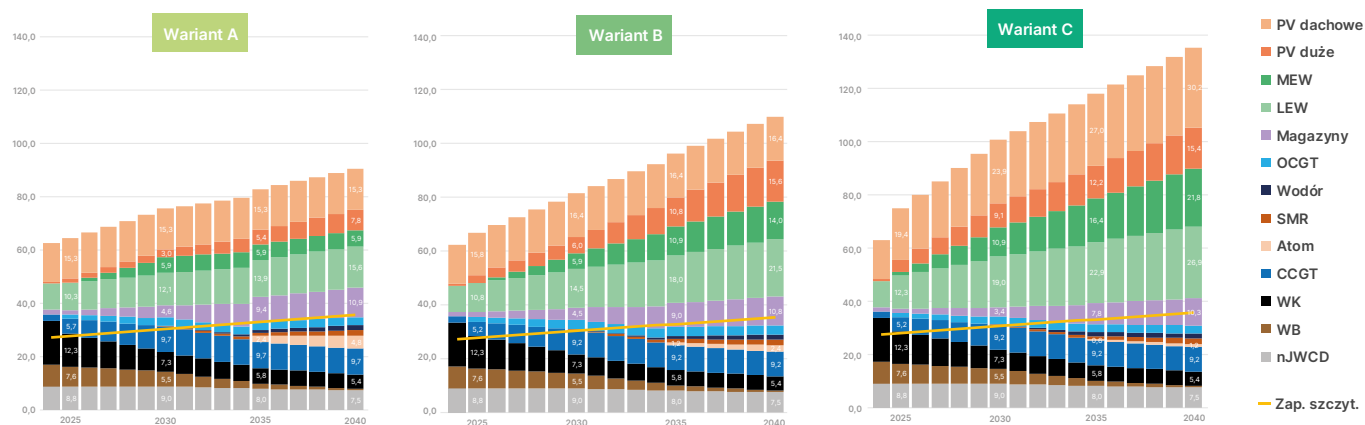
W oparciu o metodykę oraz założenia zaprezentowane odpowiednio w sekcji 5 oraz 6 opracowaliśmy trzy warianty rozwoju miksu mocy wytwórczo-magazynowych energii elektrycznej w Polsce w horyzoncie 2040 roku. Warianty te, wraz z trajektorią maksymalnego rocznego zapotrzebowania na moc prezentuje Rys. 22.

Podobnie jak w innych krajach UE⁶⁴ oraz świata⁶⁵, polski miks elektroenergetyczny będzie ewoluował w kierunku technologii niskoemisyjnych (gaz, gaz + CCUS), zeroemisyjnych (atom, wodór, pogodozależne OZE) oraz magazynowych. Głównymi motorami zmian jest starzejąca się istniejąca infrastruktura wytwórcza oraz dążenie do redukcji emisji i wzrostu niezależności energetycznej w oparciu o wykorzystanie lokalnych zasobów pogodowych.

Możliwe warianty rozwoju miksu wskazują na różne udziały mocy z nowych źródeł ciepłych (atom, gaz, wodór) oraz nowych pogodozależnych OZE (LEW, MEW, PV). Czynnikiem różnicującym miksy są przede wszystkim dwa ograniczenia zadane w modelu OptiCx, tj. różne trajektorie redukcji emisji oraz różne limity budowy dla danej technologii.

Będąc wariantem o najwyższych wolumenach mocy OZE, Wariant C potrzebuje nieco mniej mocy magazynowych (ok. 10,3 GW) na potrzeby pokrycia wysokich okresów zapotrzebowania na moc niż Wariant A (ok. 10,9 GW) czy Wariant B (ok. 10,8 GW). Powyższe wynika z tego, że zainstalowane w Wariancie C moce OZE o łącznej wielkości ok. 94,2 GW w 2040 roku – pomimo zmienności generacji – są w stanie wygenerować wyższe godzinowe udziały w pokryciu zapotrzebowania szczytowego i podszczytowego niż moce OZE w Wariancie A (ok. 44,6 GW) czy w Wariancie B (ok. 67,6 GW).

Rysunek 22. Modelowane warianty rozwoju miksu mocy wytwórczo-magazynowych EE w Polsce (GW)



Uwaga: nJWCD to zbiorcza pozycja obejmująca nJWCD węglowe, gazowe, biomasowe oraz wodne. Magazyny obejmują ESP oraz magazyny bateryjne. „Ład” oznacza ładowanie, „Gen” generację z magazynów. WK oraz CCGT obejmują tylko jednostki JWCD. Wodór oznacza turbiny wodorowe.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

7.2. Warianty rozwoju mixsu produkcji energii elektrycznej w Polsce

Dla każdego z wariantów rozwoju mocy wytwórczo-magazynowych scharakteryzowanych w sekcji 7.1, produkcja energii elektrycznej jest pochodną:

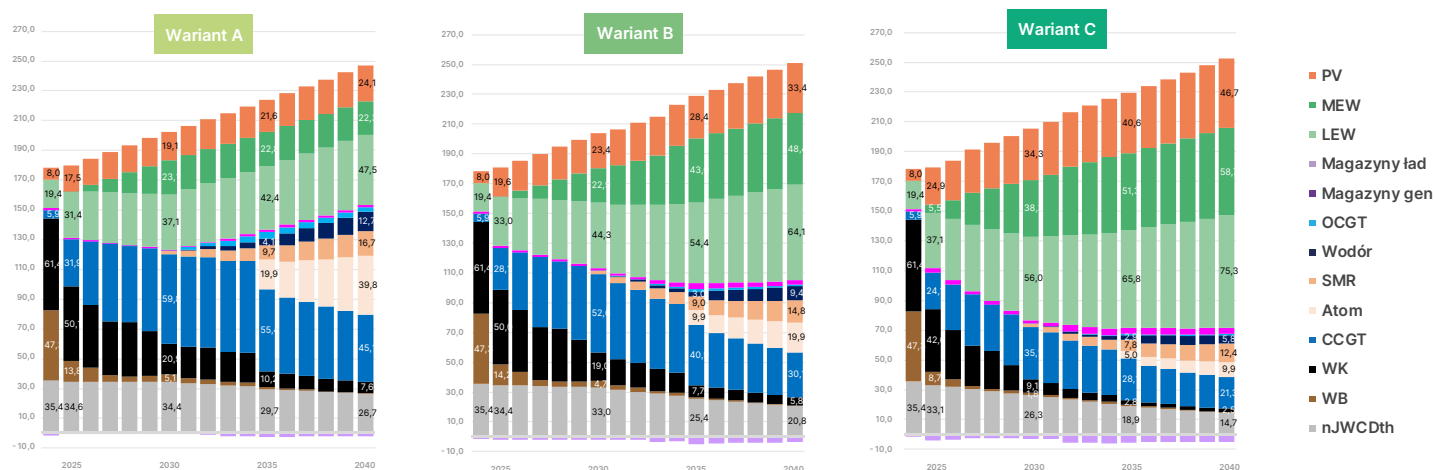
- godzinowego profilu zapotrzebowania na moc,
- godzinowej dostępności jednostek wytwórczych (z uwagi na awarie, remonty oraz zmienność warunków pogodowych), a także
- określonych ograniczeń odnośnie pracy określonych jednostek wytwórczych (np. ograniczenie minimum systemowego czy konieczność utrzymania rezerw mocy bilansujących na potrzeby kontroli częstotliwości).

Wyniki symulowanej w modelu EDISON struktury produkcji energii elektrycznej dla każdego wariantu przedstawia Rys. 23.

Najwyższym udziałem produkcji energii elektrycznej z pogodozależnych OZE cechuje się Wariant C, w którym jednocześnie udział źródeł ciepłych jest najmniejszy. Na przeciwnym końcu spektrum znajduje się Wariant A, w którym źródła ciepłe utrzymują dominujący udział – początkowo węgiel oraz gaz, do których od roku 2030 dołącza produkcja ze źródeł ciepłych bezemisyjnych, tj. z atomu SRM oraz turbin wodorowych, a od 2035 roku produkcja z atomu wielkoskalowego.

Powyższe zależności przekładają się na zaprezentowane w dalszych sekcjach wyniki w zakresie emisji CO₂ oraz w zakresie kosztów operacyjnych i kosztów strategicznych.

Rysunek 23. Modelowane warianty rozwoju mixsu produkcji EE w Polsce (TWh)



Uwaga: nJWCD to zbiorcza pozycja obejmująca nJWCD węglowe, gazowe, biomasowe oraz wodne. Magazyny obejmują ESP oraz magazyny bateryjne. „Ład” oznacza ładowanie, „Gen” generację z magazynów. WB, WK oraz CCGT obejmują tylko jednostki JWCD. Wodór oznacza turbiny wodorowe.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

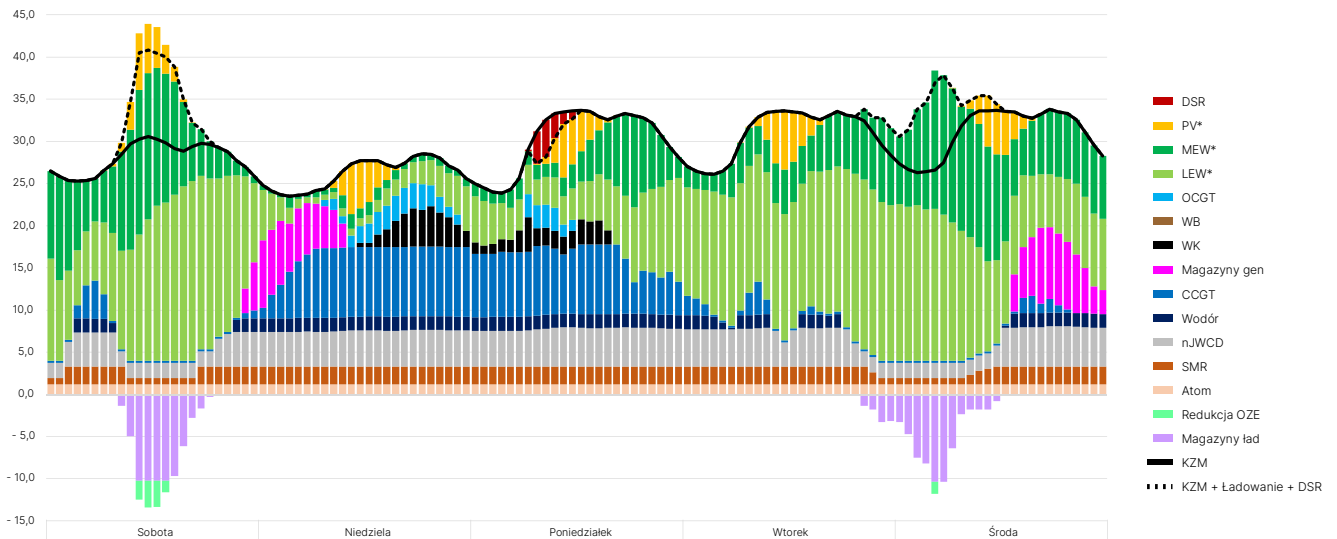
7.3. Krajowy System Elektroenergetyczny AD 2040 w ujęciu dobowogodzinowym

Biorąc pod uwagę wyzwania operacyjne związane z prowadzeniem pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach „kłęski urodzaju” lub „suszy OZE” (por. sekcję 2.3), wyniki naszego modelowania poddaliśmy ocenie przez pryzmat zachowania dobowogodzinowego. Zaprezentowane wyniki dotyczą Wariantu C, tj. wariantu o najwyższej ilości mocy pogodozależnych OZE.

Jak wskazaliśmy w sekcji 5.5, podobnie jak w PRSP, wobec braku możliwości efektywnego prognozowania, zdecydowaliśmy się nie uwzględniać udziału wymiany transgranicznej. Podejście takie ma swoje zalety, tzn. powołuje na badanie pełnej samowystarczalności krajowej elektroenergetyki, bez możliwości wsparcia od strony importu lub eksportu. Należy o tym pamiętać analizując poniższe dane dobowogodzinowe⁶⁶.

Rys. 24 prezentuje dobrowogodzinowy przebieg krajowego zapotrzebowania na moc, produkcji oraz zachowania magazynów w styczniu 2040 roku, tj. w dniach typu zimowego (wysokie zapotrzebowanie na moc, niskie nasłonecznienie, zmienna wietrzność).

Rysunek 24. Dobrowogodzinowy przebieg KZM, produkcji oraz zachowania magazynów w Wariancie C, styczeń 2040 roku (GWe)



*W przypadku LEW, MEW i PV zaprezentowane dane to maksymalna generacja dostępna (tj. przed ewentualną redukcją), wynikająca z chwilowych warunków pogodowych oraz wolumenu mocy zainstalowanej w danym typie pogodozależnych OZE.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

W przypadku stycznia 2040 roku, pierwszy dzień analizowanej sekwencji (sobota) doświadcza nadwyżki dostępnej generacji z OZE ponad zapotrzebowanie (godziny okołopołudniowe). Atom SMR, modelowany jako źródło elastyczne, redukuje generację. Atom wielkoskalowy jako źródło o niewielkiej elastyczności produkuje na stałym poziomie. Do minimalnego poziomu, niezbędnego z uwagi na utrzymanie dostaw ciepła, zredukowana zostaje także generacja z ciepłych nJWCD. Pracujące w godzinach porannych jednostki CCGT zostają w większości odstawione, z kilkoma pracującymi na minimum technicznym. Większość nadwyżki dostępnej generacji OZE jest magazynowana (do wysokości modelowanej mocy magazynów, tj. ok. 10,3 GW oraz ich modelowanej pojemności, tj. 8 h⁶⁷). Pozostała część dostępnej generacji OZE podlega redukcji⁶⁸.

Godziny nocne oraz poranne kolejnego dnia (niedziela) noszą znamiona Dunkelflaute – następuje bowiem szybki spadek wietrzności do bardzo niskich poziomów. System bilansowany jest dzięki magazynom energii oraz wzrostowi generacji z CCGT, jako jednostek o niższym koszcie wytwarzania niż CCGT lub jednostki węglowe. Generacja z magazynów, naładowanych dzięki zgromadzeniu nadwyżki energii elektrycznej w dniu poprzednim, pozwala na szybkie uzupełnienie luki powstającej w wyniku spadku mocy LEW i MEW oraz jest buforem dla jednostek CCGT cechujących się wolniejszym gradientem naboru mocy. W godzinach popołudniowych wietrzność wzrasta względem godzin nocnych i porannych, lecz jest nadal zauważalnie niższa niż w dniu poprzednim. Względem godzin nocnych i porannych zauważalne wzrasta także zapotrzebowanie na moc. Z uwagi na wcześniejsze rozładowanie, magazyny energii nie są w stanie uczestniczyć w bilansowaniu zapotrzebowania. System opiera się o atom wielkoskalowy, atom SMR, jednostki nJWCD oraz jednostki CCGT pracujące na poziomach maksymalnych⁶⁹, a także jednostki CCGT oraz pozostałe po procesie wycofań jednostki węglowe.

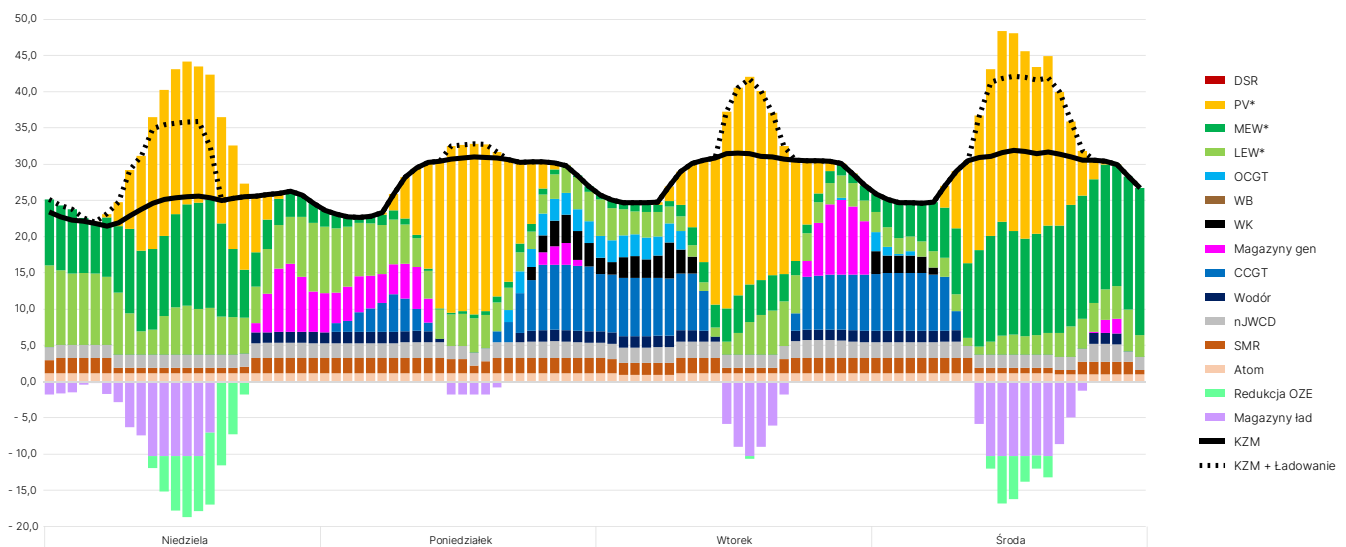
Następny dzień (poniedziałek) cechuje się zauważalnie wyższym poziomem KZM niż dwa poprzednie (weekend). Z uwagi na Dunkelflaute w niedzielę, magazyny uległy rozładowaniu oraz nie miały możliwości ponownego naładowania. Z tego względu nie mogą zostać wykorzystane w procesie bilansowania. Podobnie jak przez większość niedziel analizowanym przykładzie, w poniedziałek polega na źródłach ciepłych. W godzinach szczytu porannego, cechujących się szybkim tempem wzrostu KZM, pojawiają się sygnały na wykorzystanie DSR (tożsame z ryzykiem niezbilansowania i zjawiska tzw. energii niedostarczonej⁷⁰). Powodem jest z jednej strony niedostateczna wietrzność i nasłonecznienie, awaryjny ubytek mocy (zjawisko losowe) w jednostkach węglowych skutkujący spadkiem ich mocy dyspozycyjnej, a także brak naładowania magazynów.

Pod koniec poniedziałku wzrasta wietrzność, co przekłada się na spadek produkcji ze źródeł ciepłych. Wzrost wietrzności utrzymuje się we wtorek, co skutkuje dalszym spadkiem generacji ze źródeł ciepłych.

W środę niskie KZM w godzinach porannych oraz wysoka wietrzność przekładają się na nadwyżkę dostępnej generacji z OZE. Podobnie jak w sobotę, nadwyżka ta jest magazynowana, a następnie po kilku godzinach następuje rozładowanie magazynów oraz przywołanie do pracy źródeł CCGT i wodorowych z uwagi na spadek wietrzności w ciągu dnia.

Rys. 25 prezentuje dobowogodzinowy przebieg krajowego zapotrzebowania na moc, produkcji oraz zachowania magazynów w Wariancie C, lipiec 2040 roku, tj. w dniach typu letniego (niższe zapotrzebowanie na moc, wysokie nasłonecznienie, zmienna wietrzność).

Rysunek 25. Dobowogodzinowy przebieg KZM, produkcji oraz zachowania magazynów w Wariancie C, lipiec 2040 roku (GWe)



*W przypadku LEW, MEW i PV zaprezentowane dane to maksymalna generacja dostępna (tj. przed ewentualną redukcją), wynikająca z chwilowych warunków pogodowych oraz wolumenu mocy zainstalowanej w danym typie pogodozależnych OZE.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

Lipiec 2040 roku cechuje niższymi poziomami KZM niż styczeń, a przy tym wyższymi poziomami generacji dostępnej z PV. Wysoka dostępność generacji z LEW i MEW występuje w pierwszym oraz ostatnim dniu analizowanej sekwencji, osiągając niskie poziomy w dniu drugim oraz trzecim.

Niedziela rozpoczyna się nadwyżką dostępnej generacji z LEW i MEW, która podlega magazynowaniu w godzinach nocnych. Godziny poranne oraz okołopołudniowe doświadczają wysokiej dostępności generacji z PV, która wraz z wysokimi wolumenami dostępności energii elektrycznej z LEW i MEW przekracza chwilowe KZM. Nadwyżka dostępnej generacji jest magazynowana do poziomów mocy maksymalnej magazynów (10,3 GW) oraz do momentu ich wypełnienia (82,4 GWh). Niezmagazynowana nadwyżka dostępnej generacji podlega redukcji. Godziny wieczorne to spadek generacji PV do zera oraz zmniejszenie generacji LEW i MEW. Pokrycie KZM możliwe jest dzięki stopniowemu rozładowaniu magazynów (naładowanych kilka godzin wcześniej) oraz dzięki przywołaniu do pracy jednostek CCGT.

W poniedziałek następuje wzrost KZM oraz spadek dostępności generacji z LEW i MEW. Wysokie wolumeny generacji z PV pozwalają na pokrycie KZM w godzinach okołopołudniowych, a niewielka nadwyżka jest magazynowana. Podobnie jak w dniu poprzednim, godziny wieczorne to spadek generacji PV przy nadal niskich wolumenach generacji z LEW i MEW. Wieczorne KZM jest pokrywane przez źródła CCGT, OCGT oraz WK. Magazyny – rozładowane w niedzielę oraz z niewielkim poziomem naładowania w poniedziałkowe południe – pokrywają KZM w niewielkim stopniu.

W początkowych godzinach wtorku KZM nadal pokrywane jest dzięki generacji CCGT, OCGT oraz WK, z uwagi na utrzymujące się niskie wolumeny mocy z LEW i MEW oraz brak generacji PV. Sytuacja ulega zmianie w godzinach okołopołudniowych, w których następuje silny przyrost generacji PV. Źródła CCGT, OCGT i WK zostają odstawione, a nadwyżka generacji dostępnej z PV jest magazynowana. Z uwagi na umiarkowane wolumeny generacji LEW i MEW (choć wyższe niż w godzinach porannych), nie występuje konieczność redukcji. Podobnie jak w poniedziałek, tak i we wtorek KZM w godzinach wieczornych pokrywane jest ze źródeł CCGT, OCGT i WK. Większy udział w pokryciu KZM niż w poniedziałek ma rozładowanie magazynów, możliwe dzięki zgromadzeniu większych wolumenów nadwyżki generacji.

Środa to dzień silnego przyrostu generacji dostępnej z MEW (przy nadal niskich wolumenach produkcji z LEW). W połączeniu z wysokimi wolumenami generacji dostępnej z PV skutkuje to ładowaniem magazynów oraz koniecznością redukcji niezmagazynowanej nadwyżki. Podobnie jak w niedzielę, system przez wiele godzin opiera się głównie o pogodozależne OZE, z niewielkimi udziałami generacji pochodzącymi z atomu wielkoskalowego, atomu SMR oraz nJWCD.

7.4. Roczne udziały OZE w produkcji energii elektrycznej oraz wolumeny emisji CO₂

Różne warianty miksu mocy wytwórczo-magazynowych oraz generacji energii elektrycznej oznaczają różne tempo zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych w miksie elektroenergetycznym.

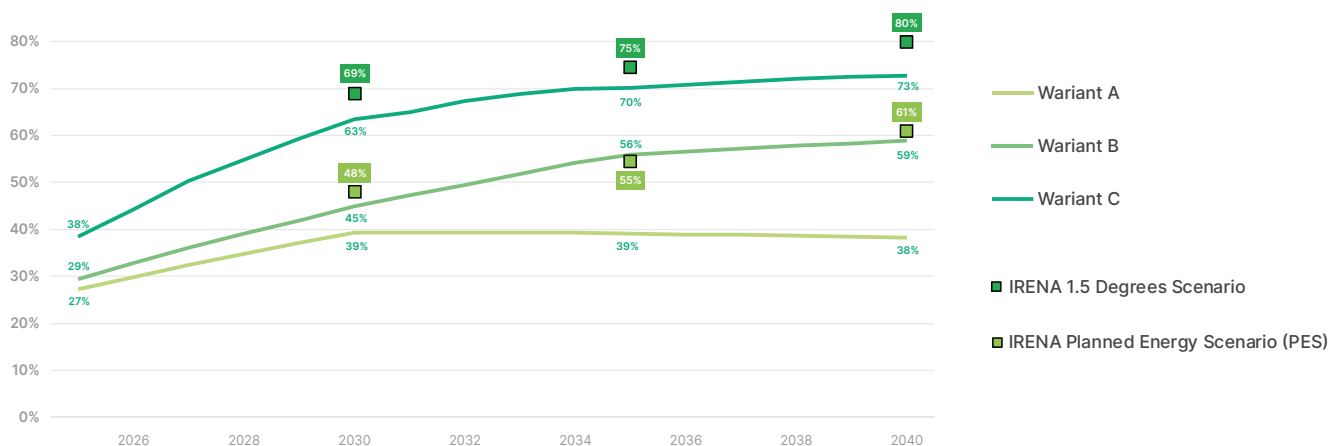
Rys. 26 prezentuje modelowane roczne udziały OZE (LEW, MEW, PV) w produkcji energii elektrycznej w Polsce na tle indykatorywnych celów dla scenariusza PES oraz 1,5°C dla krajów G20 według opracowania IRENA WETO.

Jak wskazano w sekcji 7.2, przyrost mocy oraz wolumenów produkcji z LEW, MEW i PV w Wariancie A jest najwolniejszy (Rys. 20, Rys. 21). Czynniki te, w połączeniu z rosnącymi co roku wolumenami KZEE sprawia, że udział OZE w produkcji EE rośnie najwolniej, a w długim horyzoncie utrzymuje się na niezmiennym poziomie.

Wariant B cechuje się szybszym tempem wzrostu mocy oraz produkcji z OZE niż Wariant A. Skutkuje to osiągnięciem wyższych udziałów OZE, zbliżonych do celów postulowanych przez IRENA WETO w scenariuszu PES dla krajów G20.

Najszybsze tempo wzrostu mocy oraz produkcji z OZE obserwowane w Wariancie C skutkuje najwyższymi poziomami udziałów OZE w produkcji EE, zbliżonymi do celów postulowanych przez IRENA w scenariuszu 1.5 Degrees (por. sekcję 1.1) dla krajów G20.

Rysunek 26. Modelowane roczne udziały OZE (LEW, MEW, PV) w produkcji EE w Polsce [%] tle indykatorywnych celów dla scenariusza PES oraz 1,5 stopni Celsjusza dla krajów G20 według IRENA WETO

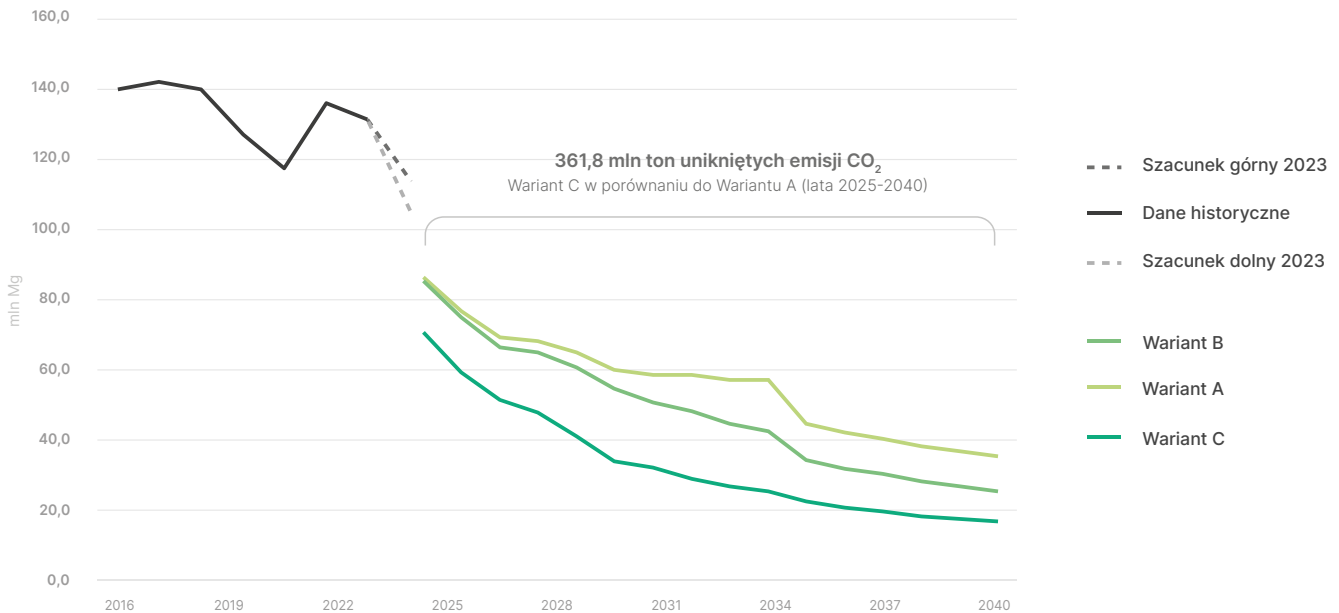


Źródło: Modelowanie i analiza własna

Wyniki naszego modelowania wskazują również, że Wariant C pozwala osiągnąć najniższe wolumeny emisji CO₂ oraz najwyższy stopień redukcji emisji względem roku 2005. Wynika to z najwyższych wolumenów produkcji z bezemisyjnych OZE oraz z bezemisyjnych źródeł ciepłych (atom, wodór), co przekłada się na najniższe wolumeny produkcji ze źródeł emisyjnych (WB, WK, gaz).

Modelowane trajektorie emisji CO₂ z produkcji energii elektrycznej w Polsce oraz procentowe tempo redukcji emisji w porównaniu do roku 2005 przedstawia Rys. 27.

Rysunek 27. Historyczne i modelowane roczne wolumeny emisji CO₂ z produkcji EE w Polsce (mln Mg)



	Wariant A	Wariant B	Wariant C
Redukcja emisji CO ₂ z produkcji EE w roku 2030 (względem roku 2005)	-59%	-63%	-77%
Redukcja emisji CO ₂ z produkcji EE w roku 2040 (względem roku 2005)	-76%	-83%	-89%

Źródło: Modelowanie i analiza własna

Emisje CO₂ w 2030 roku modelowane dla Wariantu C wynoszą ok. 34 mln Mg, co oznacza redukcję o ok. 77% względem poziomów z roku 2005. W przypadku Wariantu A oraz Wariantu B jest to odpowiednio 60 mln Mg (spadek o 59%) oraz 55 mln Mg (spadek o 63%).

Emisje CO₂ w 2040 roku modelowane dla Wariantu C wynoszą ok. 17 mln Mg, co oznacza redukcję o ok. 89% względem poziomów z roku 2005. W przypadku Wariantu A oraz Wariantu B jest to odpowiednio 36 mln Mg (spadek o 76%) oraz 25 mln Mg (spadek o 83%).

Łącznie na przestrzeni lat 2025-2040, Wariant C pozwala uniknąć ok. 361,8 mln Mg emisji CO₂ w porównaniu do Wariantu A oraz ok. 125 mln Mg w porównaniu do Wariantu B.

7.5. Koszty infrastrukturalne: capex na moce wytwórczo-magazynowe

Budowa mocy wytwórczo-magazynowych w każdym z analizowanych wariantów wymagać będzie poniesienia odpowiednich nakładów inwestycyjnych.

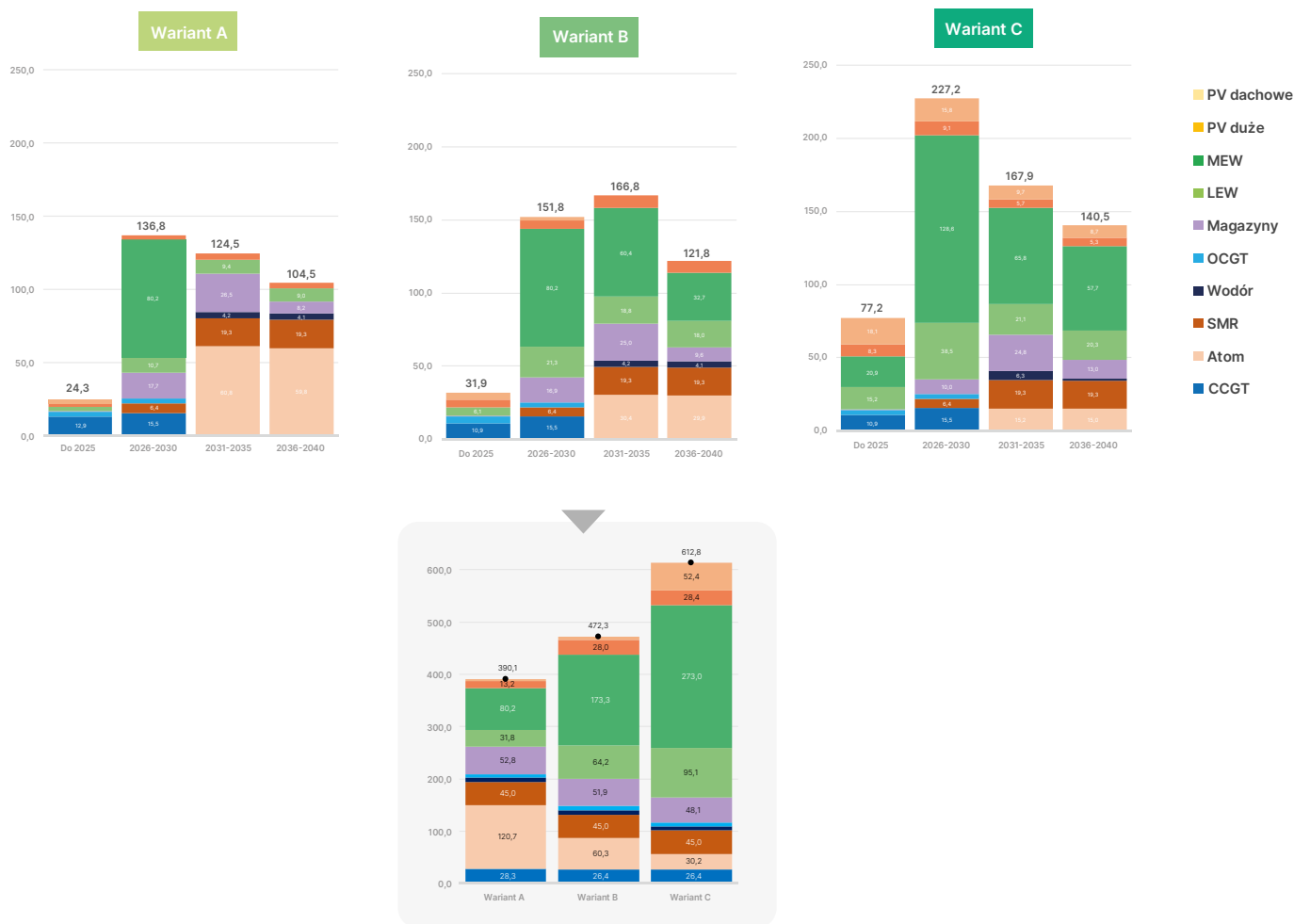
Analizowane warianty rozwoju mixu mocy wytwórczo-magazynowych cechują się różnym poziomem nakładów inwestycyjnych, zależnych od wolumenu mocy danego typu, roku instalacji oraz korespondujących w danym roku poziomów jednostkowych nakładów inwestycyjnych⁷¹, podążających według trajektorii zaprezentowanych w sekcji 6.2.

Modelowane łączne nakłady inwestycyjne na budowę mocy wytwórczo-magazynowych energii elektrycznej w Polsce dla modelowanych wariantów przedstawia Rys. 28.

Wariant A cechuje się najniższymi łącznymi nakładami inwestycyjnymi na moce wytwórczo-magazynowe (ok. 390,1 mld PLN). W horyzoncie analizy, nakłady inwestycyjne dla Wariantu B są o ok. 21% wyższe (o ok. 82,2 mld PLN), natomiast nakłady dla Wariantu C są wyższe od Wariantu A o ok. 57% (o ok. 222,7 mld PLN).

Wariant A cechuje się najwyższymi nakładami inwestycyjnymi na moce atomowe oraz najniższymi nakładami na moce OZE. Sytuacja jest odwrotna w Wariacie C, który cechuje się najwyższymi nakładami na moce OZE oraz najniższymi nakładami na moce atomowe. Wariant B jest wariantem pośrednim. Wszystkie Warianty cechują się zbliżonymi wartościami nakładów inwestycyjnych na moce gazowe (CCGT oraz OCGT), a także wodorowe i magazynowe.

Rysunek 28. Modelowane nakłady inwestycyjne (capex) na budowę mocy wytwórczo-magazynowych EE w Polsce (mld PLN)



Źródło: Modelowanie i analiza własna

7.6. Koszty infrastrukturalne: koszty stałe (FOM)

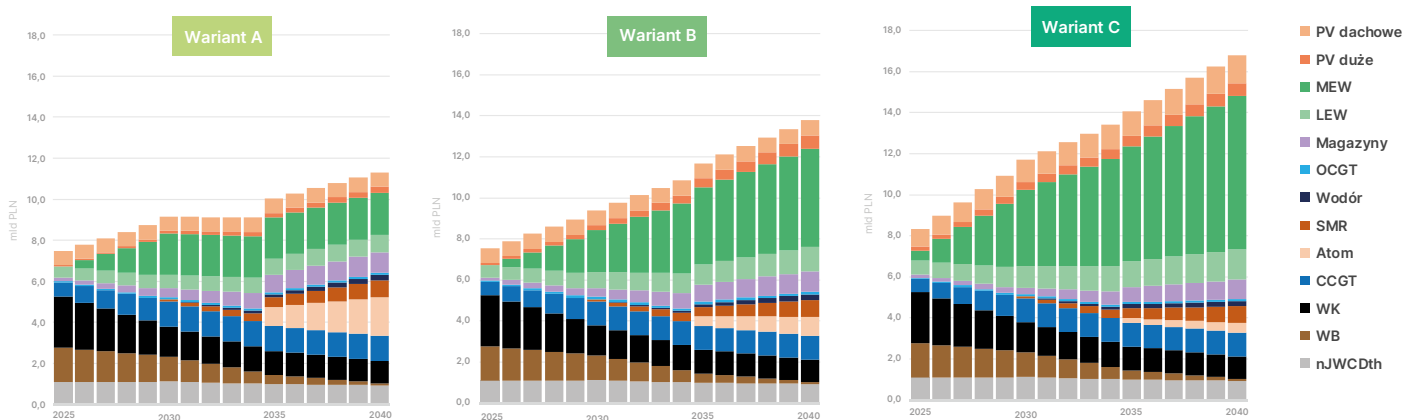
Oprócz nakładów inwestycyjnych na budowę mocy wytwórczo-magazynowych, koszty stałe (fixed operations and maintenance, FOM) stanowią kolejny komponent kosztów infrastrukturalnych. Koszty FOM dotyczą głównie kosztów związanych z utrzymaniem infrastruktury (remonty, przeglądy) i są różne dla różnych typów jednostek wytwórczych.

Rys. 29 prezentuje modelowane koszty FOM utrzymania mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce, będące pochodną struktury mocy w danym wariantcie oraz jednostkowych kosztów stałych dla danego typu mocy (por. sekcję 6.3).

Wariant A jest najtańszy pod względem łącznych kosztów stałych. Wariant C cechuje się najwyższymi poziomami kosztów stałych, co wynika z faktu, iż łączna moc zainstalowana w tym wariantcie (ok. 135,1 GW w horyzoncie roku 2040) jest o ok. 44,6 GW wyższa niż łączna moc zainstalowana w Wariantcie A (ok. 90,5 GW).

W ujęciu całego horyzontu analizy, Wariant C jest o ok. 53,4 mld PLN droższy niż Wariant A, natomiast Wariant B jest droższy niż Wariant A o ok. 18,1 mld PLN.

Rysunek 29. Modelowane koszty stałe (FOM) utrzymania mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce (mld PLN)



Źródło: Modelowanie i analiza własna

7.7. Koszty infrastrukturalne: capex na sieć przesyłową i dystrybucyjną

Jak wskazano w sekcji 5.2, w myśl branżowego sloganu „no transition without transmission”, transformacja elektroenergetyki nie będzie możliwa bez rozwoju sieci przesyłowo-dystrybucyjnych oraz skojarzonych urządzeń⁷², stanowiących łącznie kręgosłup systemu oraz dających dostęp do lokalizacji o odpowiedniej⁷³ wietrzności lub nasłonecznieniu.

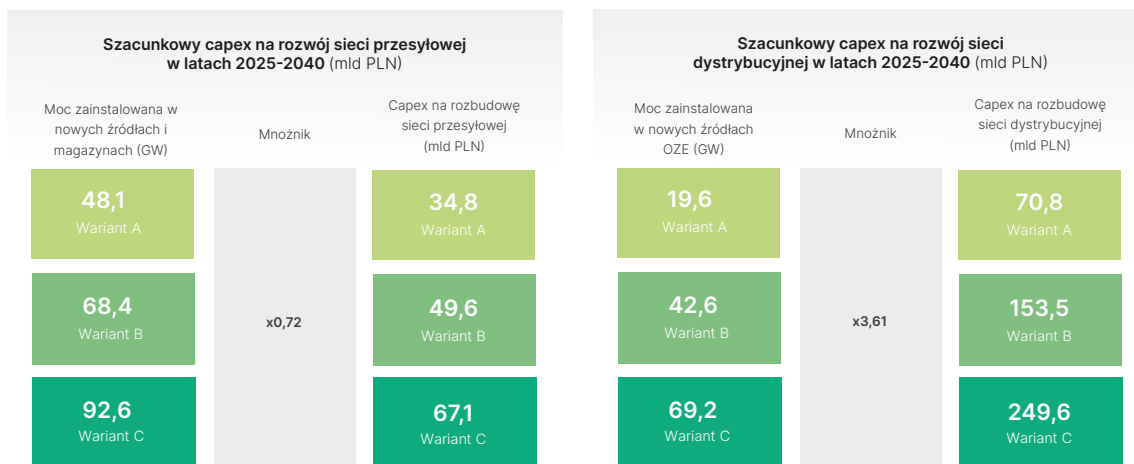
Z uwagi na powyższe, analiza rozwoju mixsu elektroenergetycznego nie jest kompletna bez uwzględnienia kwestii sieci przesyłowo-dystrybucyjnych. O ile modelowanie rozwoju mocy sieciowych jest zadaniem technicznie bardziej skomplikowanym niż modelowanie rozwoju mixsu mocy wytwórczo-magazynowych (oraz ograniczonym dostępnością danych), o tyle zasadnym wydaje się pobudzenie dyskusji oraz poszukiwanie metod pozwalających włączyć kwestię rozwoju sieci w analizie rozwoju mixsu wytwórczo-magazynowego.

Świadomi powyższych ograniczeń, w przypadku sieci przesyłowych (Tx) oraz dystrybucyjnych (Dx) zastosowaliśmy uproszczone podejście mnożnikowe. Obliczone przez nas mnożniki pozwoliły oszacować nakłady inwestycyjne na sieci elektroenergetyczne w Polsce w oparciu o moc nowych źródeł wytwórczych oraz magazynów energii koniecznych do przyłączenia w każdym z wariantów.

Powyższe podejście nie jest najlepszym z możliwych⁷⁴. Mimo tego, naszym celem było znalezienie metody oszacowania wartości capex na sieci elektroenergetyczne w Polsce. Bez tego przeprowadzona przez nas estymacja kosztów transformacji elektroenergetycznej w Polsce zawierałaby niekompletny katalog kosztów.

Oszacowane przez nas nakłady inwestycyjne na sieci przesyłowe oraz dystrybucyjne w Polsce przedstawia Rys. 30.

Rysunek 30. Szacowane nakłady inwestycyjne na rozwój sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej w Polsce (mld PLN)



Źródło: Modelowanie i analiza własna

Dla porównania skali oszacowanych nakładów, dokonaliśmy zestawienia naszych wyników z następującymi opracowaniami:

- według PRSP, szacowane nakłady inwestycyjne na rozwój sieci przesyłowej w latach 2023-2036 to ok. 36 mld PLN,
- według Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych, szacowane nakłady inwestycyjne na rozwój sieci dystrybucyjnej do roku 2030 to ok. 130 mld PLN,
- według PEP 2040 Sc_3, nakłady inwestycyjne na rozwój sieci (bez podziału na sieć przesyłową i dystrybucyjną) do roku 2040 to rząd 500 mld PLN.

7.8. Koszty operacyjne: zużycie paliw oraz koszty emisji CO₂

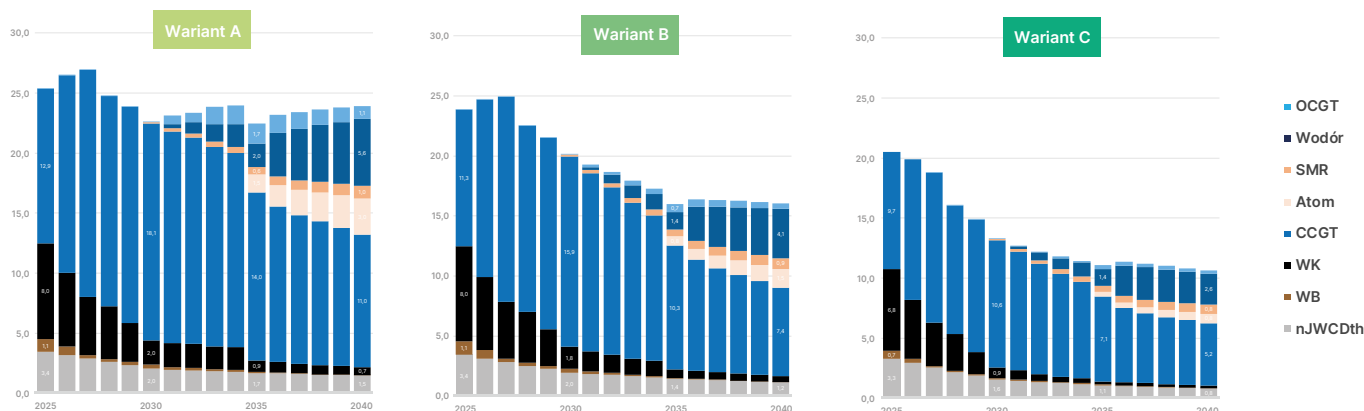
Koszty zużycia paliw oraz koszty emisji CO₂ są pochodną struktury mocy oraz uzyskanej z nich produkcji, a także przyjętych jednostkowych kosztów paliw oraz uprawnień do emisji.

Wariant A – cechujący się najwyższymi poziomami produkcji z mocy konwencjonalnych – cechuje się również najwyższymi kosztami zużycia paliw (ok. 384,9 mld PLN w horyzoncie analizy). Znajdujący się na przeciwległym końcu spektrum Wariant C – o najwyższych wolumenach mocy oraz produkcji z OZE (technologii o zerowych kosztach paliw) – pozwala na zaoszczędzenie względem Wariantu A ok. 167,3 mld PLN na kosztach paliw w całym horyzoncie analizy. Analogiczna oszczędność w przypadku Wariantu B (względem Wariantu A) wynosi ok. 77,0 mld PLN.

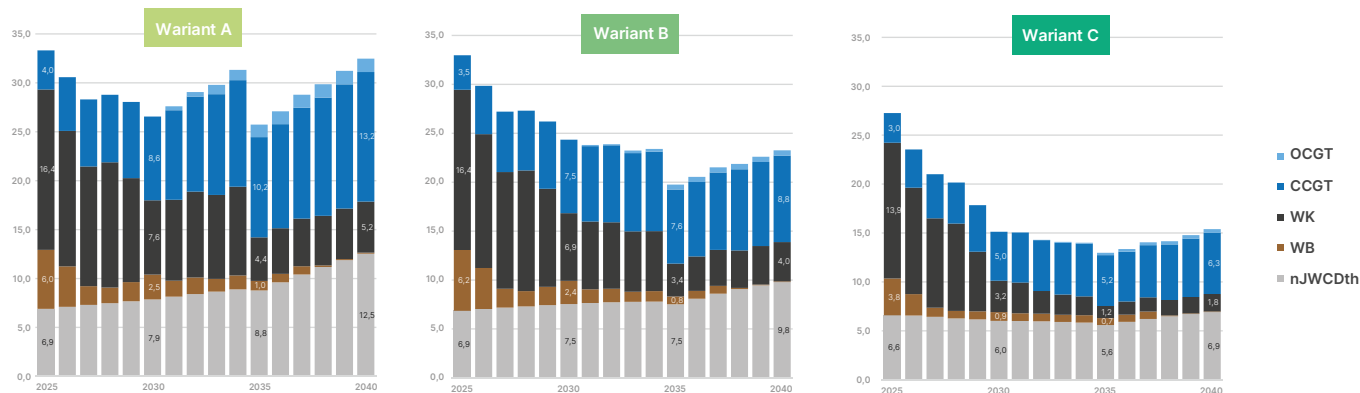
Podobnie jak w przypadku kosztów paliw, Wariant A – cechujący się najwyższymi poziomami produkcji ze źródeł konwencjonalnych – cechuje się również najwyższymi kosztami emisji CO₂ (ok. 468,6 mld PLN w horyzoncie analizy). Znajdujący się na przeciwległym końcu spektrum Wariant C – o najwyższych wolumenach mocy oraz produkcji z OZE (technologii o zerowych kosztach paliw) – pozwala na zaoszczędzenie względem Wariantu A ok. 201,4 mld PLN na kosztach emisji w całym horyzoncie analizy. Analogiczna oszczędność w przypadku Wariantu B (względem Wariantu A) wynosi ok. 76,8 mld PLN.

Modelowane koszty zużycia paliw do produkcji EE w Polsce przedstawia Rys. 31. Modelowane koszty emisji CO₂ z produkcji EE w Polsce przedstawia Rys. 32.

Rysunek 31. Modelowane koszty paliw do produkcji EE w Polsce (mld PLN)



Rysunek 32. Modelowane koszty emisji CO₂ z produkcji EE w Polsce (mld PLN)



Źródło: Modelowanie i analiza własna

7.9. Koszty operacyjne: bilansowanie mocy czynnej

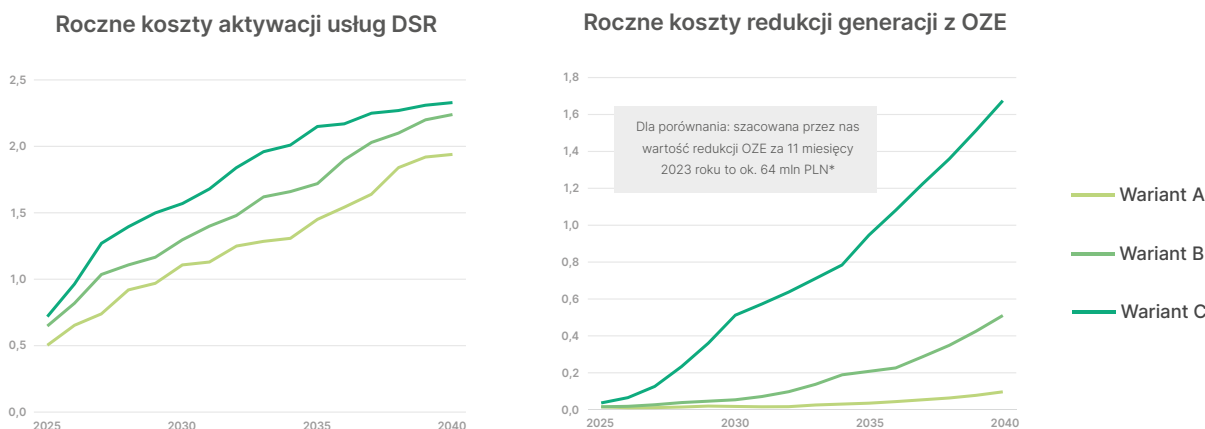
Koszty bilansowania zapotrzebowania i produkcji są immanentną cechą prowadzenia pracy systemu elektroenergetycznego. Bilansowanie staje się wyzwaniem zwłaszcza w opisanych w sekcji 2.3 okresach „kłęski urodzaju” (koszty redukcji generacji z OZE) oraz okresach „suszy OZE” (koszty aktywacji DSR oraz koszty uruchomień jednostek ciepłych).

Pomimo rozwoju magazynowania (pozwalającego na odbiór chwilowych nadwyżek produkcji z OZE), zjawisko redukcji OZE występuje w każdym z wariantów. Wynika to z tego, że od pewnego momentu nasycenia, ponoszenie kosztów capex oraz FOM związanych z dodatkowym megawatem mocy magazynów (lub mocy eksportowych) na potrzeby absorpcji nadprodukcji z OZE jest droższe niż poniesienie kosztu redukcji generacji.

Podobnie jak w przypadku redukcji OZE, wzrost kosztów wykorzystania DSR na potrzeby bilansowania wynika z tego, iż usługa redukcji popytu stanowi efektywną kosztowo alternatywę⁷⁵ do ponoszenia kosztów budowy oraz funkcjonowania kolejnego megawata mocy wytwórczo-magazynowych (koszty capex, FOM oraz ewentualnie paliw i CO₂) lub mocy importowych. Najwyższe poziomy kosztów DSR obserwowane w Wariancie C są związane z największą zmiennością profilu produkcji z OZE w tym wariancie.

Modelowane koszty aktywacji DSR oraz redukcji generacji z OZE w Polsce w związku z godzinowym bilansowaniem produkcji i zapotrzebowania w KSE prezentuje Rys. 33.

Rysunek 33. Modelowane koszty aktywacji DSR oraz koszty redukcji generacji z OZE w Polsce (mld PLN)



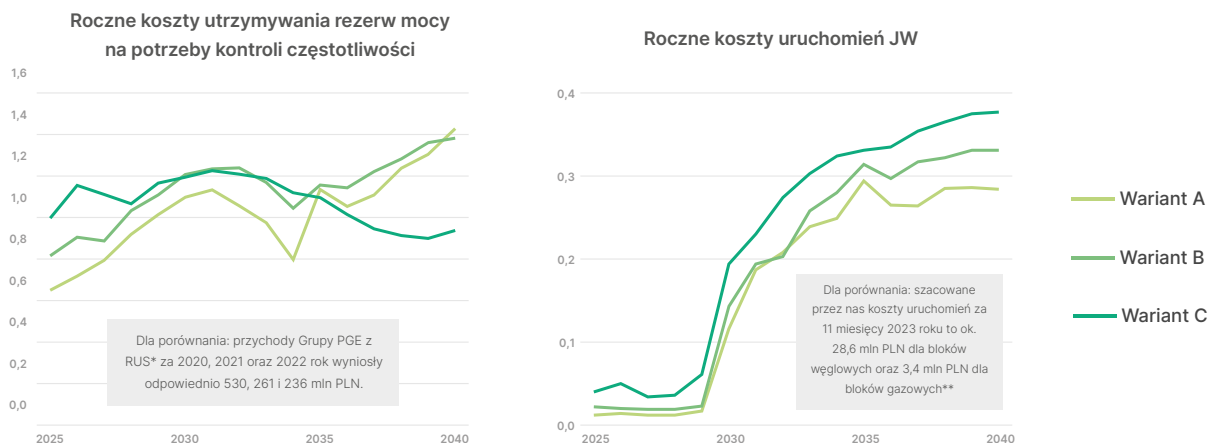
*Na podstawie szacowanych wolumenów redukcji LEW i PV oraz ceny 600 PLN/MWh (<https://www.wnp.pl/energetyka/juz-wylaczamy-wiatraki-elektrownie-sloneczne-tez-moga-zostac-zatrzymane,685706.html>)

Źródło: Modelowanie i analiza własna

Rys. 34 prezentuje modelowane koszty utrzymania rezerw mocy na potrzeby kontroli częstotliwości oraz roczne koszty uruchomień JW.

Koszty utrzymywania rezerw na potrzeby kontroli częstotliwości są wynikiem metody opisanej w sekcji 5.3, gdzie wycenę oparto o różnice w poziomach cen EE modelowanych dla przypadku z rezerwami oraz bez rezerw. Koszty uruchomień są wynikiem metody opisanej w sekcji 5.4, tj. na podstawie modelowanych wolumenów mocy JW ciepłych uruchomionych po okresie postoju oraz stawek za MW uruchomionej mocy.

Rysunek 34. Modelowane koszty utrzymania rezerw mocy na potrzeby kontroli częstotliwości oraz koszty uruchomień JW (mld PLN)



*Dane PGE nie precyzują, czy przychody z RUS pochodzą tylko z rezerw mocy na potrzeby kontroli częstotliwości, czy także z innych rodzajów RUS.

**Na podstawie kosztów jednostkowych uruchomień ENTSO-E (por. sekcję 5.4) oraz analizy danych PSE dot. profili pracy JW ciepłych w Polsce.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

7.10. Koszty zakupu EE dla gospodarki: ceny rynku hurtowego spot

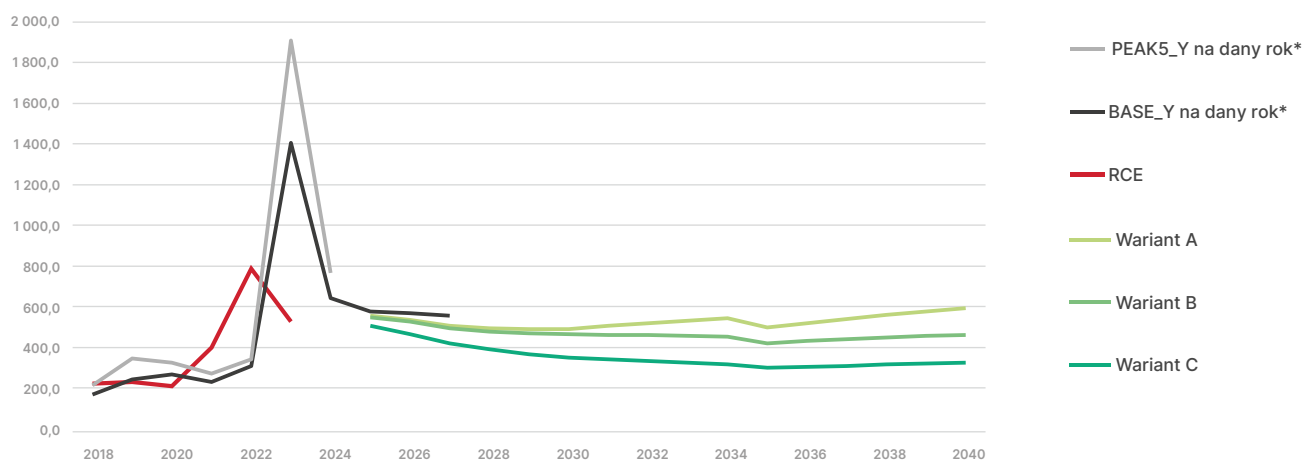
Jako część kosztów produkcji przemysłowej oraz usługowej, ceny energii elektrycznej rynku hurtowego są ważną determinantą konkurencyjności krajowej gospodarki względem innych krajów i jako takie mają znaczenie strategiczne.

Hurtowe ceny energii elektrycznej rynku spot dla każdego z analizowanych wariantów zostały wymodelowane zgodnie z metodyką opisaną w sekcji 5.1 i są pochodną:

- Cen paliw oraz emisji CO₂
- Miksu mocy wytwórczo-magazynowych oraz uzyskanej godzinowej struktury produkcji energii elektrycznej zależnej od mechanizmu merit order i określonych ograniczeń (np. minimum systemowe lub tempo naboru/zrzutu mocy)
- Modelowanej funkcji narzutu rynkowego ponad koszt zmienny.

Modelowane średnie roczne ceny hurtowe spot energii elektrycznej w Polsce wraz z danymi historycznymi prezentuje Rys. 35.

Rysunek 35. Historyczne ceny hurtowe EE (spot i terminowe) oraz modelowane średnie roczne ceny hurtowe spot EE Polsce (PLN/MWh)



*Dla kontraktów na lata 2025-2027, średnia ważona wolumenem z notowań roku 2023 oraz stycznia 2024. Dla kontraktów na lata 2018-2023 średnia ważona wolumenem z notowań grudnia roku poprzedzającego.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

Wariant C cechuje się najniższymi poziomami modelowanych cen EE. Jest to pochodną najwyższych i najczęściej występujących godzinowych wolumenów produkcji z OZE (o zerowym koszcie paliw oraz emisji CO₂), co przekłada się na niższe i rzadziej występujące godzinowe wolumeny produkcji z droższych źródeł ciepłych ponoszących koszt paliwa (oraz w niektórych przypadkach koszty emisji CO₂).

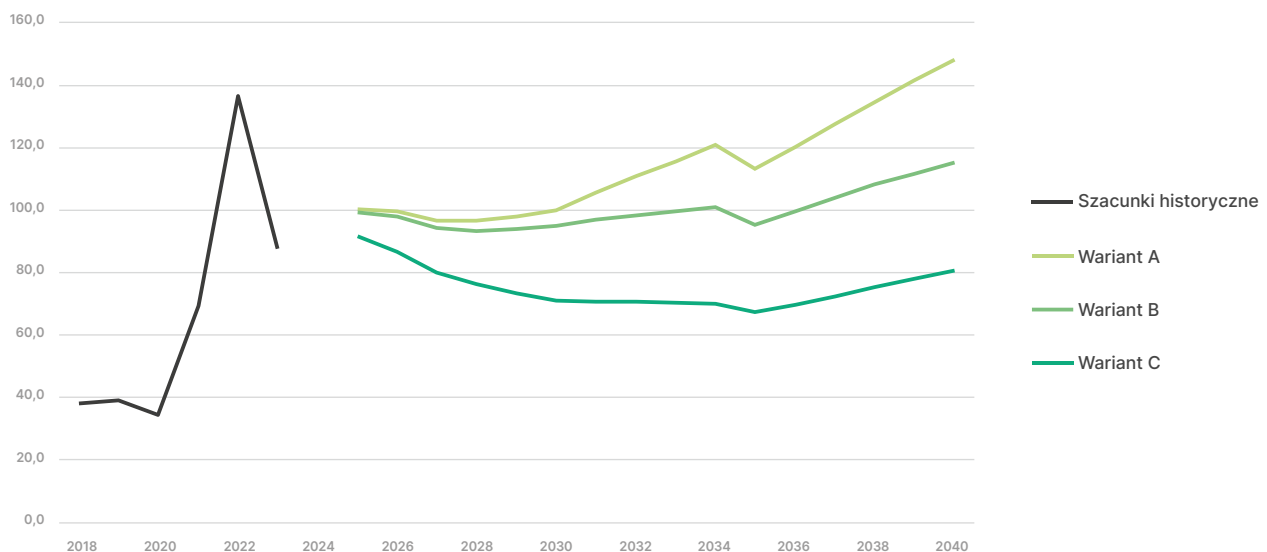
Po 2035 roku ceny w każdym z wariantów wykazują tendencję wzrostową, co wynika z większego zapotrzebowania na moce bilansujące (OCGT, DSR) cechujące się najwyższymi kosztami zmiennymi.

Najszybszy wzrost cen po 2035 roku występuje w Wariancie A, cechującym się najmniejszym udziałem produkcji z OZE, a jednocześnie największym udziałem produkcji ze źródeł ciepłych.

W całym okresie analizy (2025-2040), ceny w Wariancie C są średnio o ok. 172 PLN/MWh niższe niż w Wariancie A oraz o ok. 112 PLN/MWh niższe niż w Wariancie B.

Rys. 36 prezentuje historyczne i modelowane roczne koszty zakupu EE z rynku hurtowego spot EE w Polsce. Są one pochodną modelowanych cen jednostkowych (Rys. 33) oraz przyjętej ścieżki zapotrzebowania (takiej samej dla każdego wariantu).

Rysunek 36. Historyczne i modelowane roczne koszty zakupu EE z rynku hurtowego spot w Polsce (mld PLN)



Źródło: Modelowanie i analiza własna

7.11. Łączne koszty transformacji polskiej elektroenergetyki

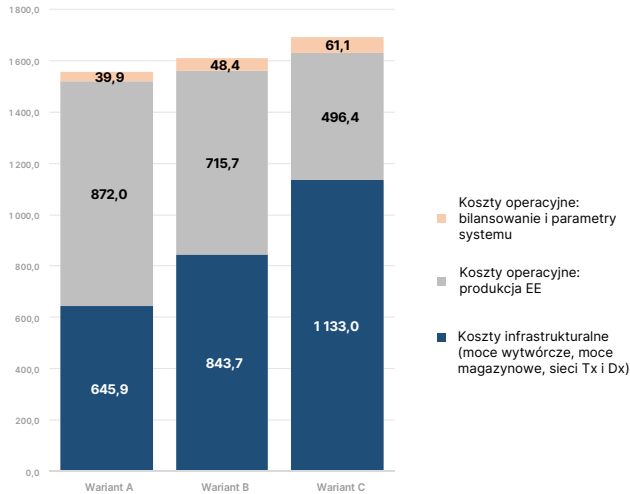
W oparciu o metodykę oraz założenia zaprezentowane odpowiednio w sekcji 5 oraz 6, jak również na podstawie kosztów skwantyfikowanych w sekcjach od 7.5 do 7.10, oszacowaliśmy koszty infrastrukturalne oraz koszty operacyjne ponoszone przez krajową elektroenergetykę, które następnie przełożyliśmy na koszty energii elektrycznej dla gospodarki.

Koszty infrastrukturalne to koszty budowy i utrzymania mocy wytwórczo-magazynowych oraz koszty rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Koszty operacyjne to koszty zużycia paliw oraz koszty emisji CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej, a także koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego. Koszty energii elektrycznej dla gospodarki obejmują natomiast koszty zakupu energii elektrycznej po cenach rynku hurtowego spot, a także przeniesienie kosztów infrastrukturalnych oraz kosztów bilansowania, z pewnymi uproszczeniami (por. sekcję 5.5).

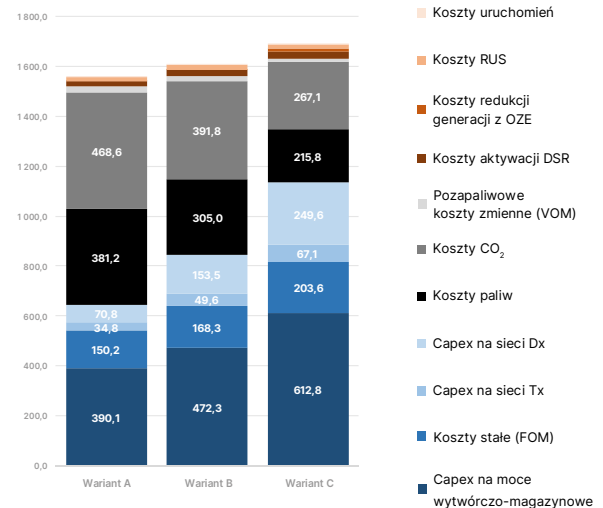
Dla tak skonstruowanych wariantów, wskazane wcześniej koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce przedstawia Rys. 37

Rysunek 37. Modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w horyzoncie roku 2040 (mld PLN)

Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w latach 2025-2040 w podziale na główne kategorie (mld PLN)



Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w latach 2025-2040 w podziale na kategorie szczegółowe (mld PLN)



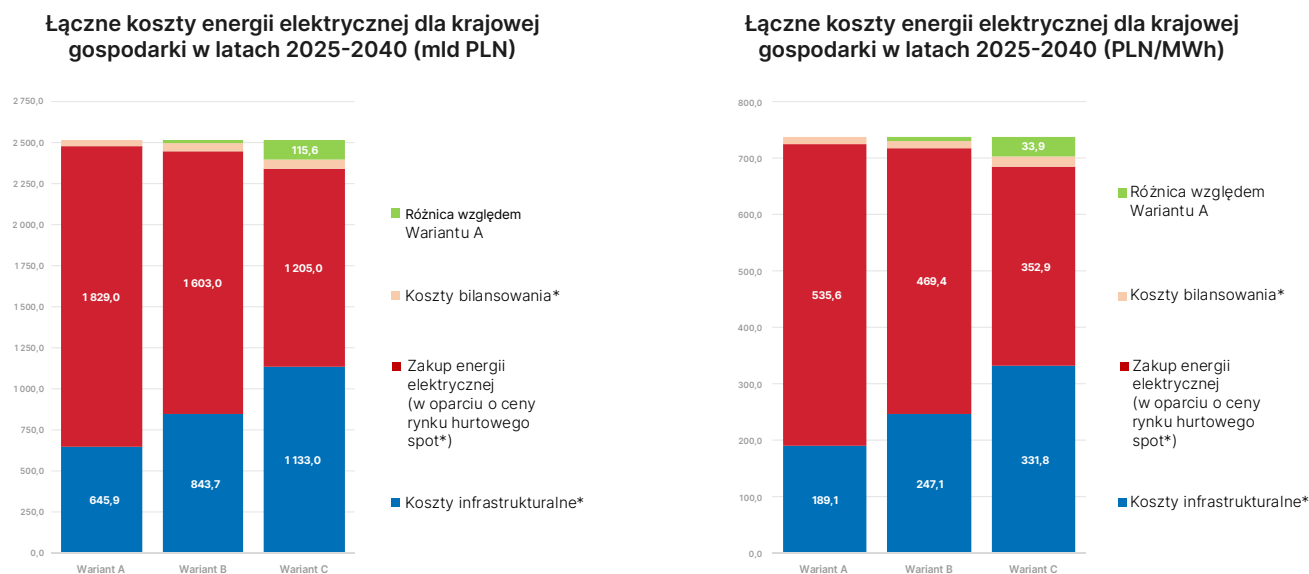
Źródło: Modelowanie i analiza własna

O ile Wariant A jest najtańszy z punktu widzenia kosztów infrastrukturalnych (487,2 mld PLN mniej niż Wariant C) oraz kosztów bilansowania systemu (21,2 mld PLN mniej), cechuje się on najwyższymi kosztami zużycia paliw oraz kosztami emisji CO².

Znajdujący się na drugim końcu spektrum Wariant C cechuje się najwyższymi kosztami infrastrukturalnymi oraz kosztami bilansowania, lecz przekłada się na największe korzyści w zakresie unikniętych kosztów paliw (165,4 mld PLN mniej niż Wariant A), a także unikniętych wolumenów oraz kosztów emisji CO² (odpowiednio 361,8 mln Mg oraz 201,4 mld PLN mniej niż Wariant A). Co więcej, warto zauważyć, iż najwyższe kwotowo nakłady inwestycyjne w Wariacie C dają największy potencjał stymulacji wzrostu gospodarczego oraz tworzenia nowych miejsc pracy, podczas gdy Wariant A to w dużej „przepalanie” pieniędzy w związku z importem paliw do Polski (gaz, uran, węgiel) oraz ponoszeniem możliwych do uniknięcia kosztów emisji CO².

Przełożenie powyższych kosztów transformacji sektora elektroenergetyki na koszty energii elektrycznej dla gospodarki⁷⁶ pokazuje, że najbardziej korzystnym jest Wariant C, dający na przestrzeni lat 2025-2040 łącznie ok. 115,6 mld PLN (ok. 33,9 PLN/MWh) oszczędności względem Wariantu A (Rys. 38).

Rysunek 38. Przełożenie kosztów elektroenergetyki w Polsce na koszty energii elektrycznej dla gospodarki w horyzoncie roku 2040 (mld PLN, PLN/MWh)



*Przełożenie kosztów sektora elektroenergetyki na koszty energii elektrycznej dla gospodarki opisaliśmy w sekcji 5.5.

Źródło: Modelowanie i analiza własna

Pomimo najwyższych kosztów infrastrukturalnych oraz kosztów bilansowania, Wariant C cechuje się najniższymi kosztami zakupu energii elektrycznej z rynku hurtowego, wynikającymi z najniższych poziomów cen hurtowych spot energii elektrycznej osiągniętych w tym wariantcie (por. sekcję 7.10). Najniższe poziomy cen hurtowych energii elektrycznej w Wariantcie C są efektem największych udziałów generacji z pogodozależnych OZE⁷⁷, osiągniętych z kolei dzięki poniesionym nakładom inwestycyjnym w tym wariantcie. Powyższe tendencje – choć na mniejszą skalę niż w Wariantcie C – zaznaczają się także w Wariantcie B (ok. 19,7 mld PLN i ok. 5,8 PLN/MWh oszczędności względem Wariantu A na przestrzeni lat 2025-2040).

1. Permitting oznacza uzyskanie niezbędnych decyzji administracyjnych koniecznych do przeprowadzenia procesu inwestycyjnego.
2. Renewable Energy Directive, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
3. Omawiając przełożenie kosztów sektora elektroenergetycznego na koszty energii dla gospodarki należy mieć na względzie pewne ograniczenia i zastrzeżenia co do zastosowanego przez nas podejścia, opisane w sekcji 5.5.
4. O zerowych kosztach zmiennych wytwarzania, tj. brak kosztu paliwa oraz kosztu emisji CO₂.
5. Dwutlenek węgla (CO₂), metan (CH₄), podtlenek azotu (N₂O) oraz fluorowane gazy cieplarniane, tj. wodorofluorowęglowodory (HFC), perfluorowęglowodory (PFC), heksafluorek siarki (SF₆) i trifluorek azotu (NF₃).
6. Dowody związane ze zjawiskiem globalnego ocieplenia znaleźć można m.in. na stronie amerykańskiej Narodowej Agencji Aeronautyki i Przestrzeni Kosmicznej (NASA) pod adresem <https://climate.nasa.gov/evidence/>
7. Należy także choćby wspomnieć o „siostrze” transformacji energetycznej, czyli gospodarce obiegu zamkniętego. Znaczenie obydwu nurtów, wynikających z nich działań oraz ich skutków dla ochrony planety Ziemi jest kardynalne.
8. W sensie naukowo-technologicznym, ekonomiczno-społecznym, politycznym, a także w sensie dostępności kapitału eksperckiego i zarządczego wspierającego realizację działań organizacyjnych i wykonawczych.
9. Por. www.rp.pl/gospodarka/art39514291-cel-1-5-stopnia-jest-martwy-sa-powody-do-paniki-klimatycznej
10. Neutralność emisyjna to dążenie do równowagi (zerowego bilansu) między emitowanymi gazami cieplarnianymi a ich składowaniem (sekwestracją) lub pochłanianiem przez zbiorniki wodne, lasy czy gleby.
11. Elektryfikacja transportu, ogrzewnictwa, przemysłu (tzw. sector coupling) oraz wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby elektrolizy w celu produkcji wodoru i amoniaku.
12. Konkurencyjność kosztowa OZE zależy głównie od nakładów inwestycyjnych oraz lokalizacji, przekładającej się na uzyskane współczynniki wykorzystania mocy. Konkurencyjność kosztowa źródeł ciepłych zależy przede wszystkim od cen paliw oraz emisji CO₂, a także od nakładów inwestycyjnych i współczynnika wykorzystania mocy.
13. Por. np. „Shortcomings of the traditional 'levelized cost of energy' [LCOE] for the determination of grid parity”, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219300994>
14. Tlenki azotu (NO_x), tlenki siarki (SO_x), pyły (PM_{2,5} oraz PM₁₀), rtęć (Hg), benzo-a-piren.
15. Jak w przypadku spalania węgla, gazu ziemnego czy ropy naftowej.
16. Jak w przypadku energetyki atomowej.
17. Por. np. <https://www.canarymedia.com/articles/clean-energy/did-california-actually-hit-97-renewables-in-april-yes-and-no-lub> lub <https://aemo.com.au/en/newsroom/news-updates/aemo-ceo-speech-at-australian-energy-week>
18. Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku, Scenariusz 3 do prekonsultacji (PEP 2040 Sc.3).
19. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na EE na lata 2023-2032 (PRSP).
20. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw EE, 1.1.2021-31.12.2022 (Sprawozdanie MKIŚ).
21. Według danych PSE z PRSP, realizacja wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych (obecnie w początkowym stadium koncepcyjnym) może przełożyć się na ponad 4,0 GW nowej mocy zainstalowanej odbiorczej.
22. Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2022-2036.
23. www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/informacja-o-dostepnosci-mocy-przylaczeniowej
24. Przy określaniu dostępnych mocy przyłączeniowych PSE uwzględnia: (i) możliwości przyłączenia źródeł wiatrowych ze względów bezpieczeństwa pracy KSE, (ii) obecną strukturą źródeł wytwórczych w KSE, (iii) planowane trwałe odstawienia konwencjonalnych jednostek wytwórczych, (iv) określone przez PSE warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej źródeł wytwórczych, (v) plany rozwoju sieci przesyłowej z uwzględnieniem możliwości rozbudowy poszczególnych węzłów, (vi) określone przez spółki dystrybucyjne warunki przyłączenia do sieci 110 kV dla farm wiatrowych.
25. Kwestia kanibalizacji cen przez pogodozależne OZE oraz ich wpływu na rentowność inwestycji w moce OZE została szerzej omówiona np. przez IRENA w opracowaniu „Potential limitations of marginal pricing for a power system based on renewables”.
26. W obecnych SE, cechujących się niskimi poziomami mocy magazynowych, ujemne ceny EE są wyrazem wyzwań technicznych związanych z minimum systemowym oraz utrzymaniem rezerwy mocy bilansujących na potrzeby kontroli częstotliwości (FCR/FRR w „dół”). Por. sekcję 2.3.1.
27. Zidentyfikowane zjawiska oraz wyzwania są wspólne dla wielu krajów oraz systemów elektroenergetycznych (m.in. w Australii – DKIS, NEM i SWIS, Kalifornii – CAISO i Teksasie – ERCOT, Danii, Irlandii Północnej, Niemczech, UK).
28. Rozwiązaniem mogą być inwertery grid-forming. Por. np. A Comparative Study of Grid-Following and Grid Forming Control Schemes in Power Electronic-Based Power Systems, <https://sciencodo.com/pdf/10.2478/pead-2023-0001>
29. Niezależne od pogody źródła ciepłe oparte o węgiel brunatny, kamienny, gaz ziemny lub atom, zapewniające wymagane parametry regulacyjne oraz inercję (wynikającą z wirujących mas generatorów).
30. Stabilność SE to jego zdolność do utrzymania określonego stanu pracy po wystąpieniu zakłócenia.
31. RoCoF (ang. rate of change of frequency) – współczynnik chwilowej zmiany częstotliwości w przypadku awaryjnej utraty źródła wytwórczego, odbioru lub elementu sieciowego.
32. Wyzwania dotyczące tzw. elastyczności wynikają z wysokich poziomów minimumów technicznych, niskich gradientów redukcji / naboru obciążenia oraz długich (wielogodzinnych) czasów uruchomienia lub odstawienia (zależnych od stanu – tj. stanu gorącego, ciepłego lub zimnego). Wyzwania w zakresie elastyczności systemu wynikają także z niedostatecznych wolumenów mocy magazynowych zdolnych adresować wyzwania minimum systemowego lub szybkości naboru/zrzutu mocy.
33. Zatory sieciowe wynikają z wyczerpania przepustowości sieci (brak możliwości przyłączenia nowych źródeł, lokalne przeciążenia sieci ponad limity obciążalności termicznej) i skutkują koniecznością redukcji generacji z OZE.
34. Z częstotliwością 50 Hz pracują m.in. systemy elektroenergetyczne w Europie, Australii, Indiach, Afryce, niektórych krajach Azji oraz w części Japonii). Częstotliwość 60 Hz jest natomiast standardem w ok. 40 krajach (np. Bahamy, Brazylia, Kanada, Korea Płd., USA lub pozostała część Japonii).
35. Plan Koordynacyjny Dobowy, sporządzany przez polskiego operatora systemu przesyłowego (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, PSE) na dzień kolejny.
36. JWCD to jednostki wytwórcze centralnie dysponowane; nJWCD to jednostki wytwórcze niepodlegające centralnej dyspozycji PSE.
37. Elektrownie szczytowo-pompowe. Są one rodzajem magazynu energii opartym o wykorzystanie energii potencjalnej (pompowanie) oraz kinetycznej (generacja) wody.
38. Por. np. <https://www.nrel.gov/news/program/2022/reframing-curtailment.html>
39. Tj. krajowe zapotrzebowanie na moc pomniejszone o generację PV i wiatrową i pozostające do pokrycia przez inne źródła (węglowe, gazowe, atomowe, biomasowe).
40. Z uwagi na konieczność prowadzenia JW na poziomach maksymalnych w celu pokrycia KZM. Skutkuje to brakiem „przestrzeni” pomiędzy bieżącym punktem pracy (BPP) a mocą maksymalną danej JW, a w efekcie niemożnością uzyskania wymaganego wolumenu rezerwy „w górę”.
41. W przypadku braku koordynacji przydatność zasobów rozproszonych na potrzeby wsparcia SE będzie niewielka.
42. Elektrolizery alkaliczne mogą pracować w zakresie 10-110% mocy zainstalowanej oraz przy tempie zmiany obciążenia 0,2-20%/s. Dla elektrolizerów z membraną elektrolitowo-polimerową jest to odpowiednio 0-160% oraz 100%/s (<https://www.entsoe.eu/2022/06/28/entso-e-publishes-a-study-on-flexibility-from-power-to-hydrogen-p2h2/>). Niemniej jednak, wykorzystanie elektrolizerów jako źródła elastycznej redukcji popytu zależeć będzie w dużej mierze od ekonomiki, tj. wynagrodzenia oferowanego właścicielom elektrolizerów rekompensującego koszt utraconej możliwości produkcji i uzyskania przychodu ze sprzedaży wodoru.
43. Rekordowe KZM w Polsce to ponad 28,6 GW, osiągnięte 9 stycznia 2024 roku tuż przed godziną 10:00. Poprzedni rekord z 12 lutego 2021 roku wyniósł 27,6 GW (o godz. 10:45).

44. Dla danego okresu, capacity factor to wolumen uzyskanej produkcji podzielony przez wolumen maksymalny możliwy do uzyskania. W przypadku roku, licznik to roczna uzyskana produkcja, a mianownik jest równy mocy źródła (MW) pomnożonej przez liczbę godzin w roku (8.760 lub 8.784).
45. Czyli danych godzinowych w formie krzywej uporządkowanej od maksimum do minimum.
46. Przykładem są np. inwestycje w magazyny energii odpowiednio zwymiarowane w pod kątem mocy (MW) oraz czasu ładowania/rozładowania (h) w celu zarządzania okresami Dunkelflaute lub kłęski urodzaju, a także zlokalizowane w odpowiednich miejscach SE w celu wsparcia zarządzania przepływami mocy w sieci i zatorami sieciowymi. Innym przykładem są inwestycje w kompensatory synchroniczne, zlokalizowane w odpowiednich miejscach systemu w celu wsparcia inercji oraz napięcia.
47. Limity budowy mocy w danym przedziale czasowym mogą wynikać np. z ograniczeń związanych z możliwością przyłączenia do sieci, ograniczeń związanych z mocami wykonawczymi sektora budowlanego, dostępnością terenów pod inwestycje, stopnia gotowości technologicznej (TRL) oraz ekonomiki nowych technologii (w przypadku turbin wodorowych, SMR, CCUS) lub gotowości organizacyjnej (np. duże bloki atomowe).
48. Por. np. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en#energy-pricing-models
49. Por. np. „No transition without transmission: HVDC electricity infrastructure as an enabler for renewable energy,” <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2210422414000690>
50. Transformatory, rozdzielnice, relokatory, kompensatory synchroniczne, dławiki, przesuwniki fazowe, falowniki.
51. Np. pod względem wzajemnej korelacji lub antykorelacji profili w zależności od lokalizacji.
52. Zgodnie ze sztuką, modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznych (potrzebne nowe moce przesyłowe oraz estymacja nakładów z nimi związanych) jest częścią procesu znanego jako zintegrowane planowanie zasobów (integrated resource planning, IRP) w oparciu o zaawansowane modele typu capacity expansion. Modele tego typu, optymalizujące rozwój miks wytwórczo-magazynowego wraz z niezbędnymi zasobami sieciowymi, są wykorzystywane w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych w Australii (NEM, SWIS), Kanadzie (IESO), RPA (Eskom) czy USA (CAISO, MISO, HECO).
53. Nazwa zwyczajowa: regulacja pierwotna, odpowiedź pierwotna.
54. Tj. zmian związanych z naturalnymi fluktuacjami popytu, a także – coraz częściej – pogodozależnej podaży.
55. Nazwa zwyczajowa: regulacja wtórna, odpowiedź wtórna.
56. Nazwa zwyczajowa: regulacja trójna, odpowiedź trójna.
57. Jednostek wytwórczych, a potencjalnie magazynów energii, jednostek DSR czy VPP.
58. <https://energia.rp.pl/oze/art38437481-spokojna-majowka-mimo-duzej-produkcji-z-oze>
59. <https://energia.rp.pl/oze/art38374801-stan-zagrozenia-dostaw-pradu-za-duzo-energii-ze-sloneca>
60. Maksymalna cena Rynku Bilansującego.
61. Stan N-0 to tzw. stan „system normal”, czyli normalna praca systemu bez zakłóceń. Stan N-1 to stan po wystąpieniu zakłócenia dotyczącego utraty jednego elementu (źródła, odbioru czy elementu sieciowego).
62. Por. www.jagiellonski.pl/ladowa-energetyka-wiatrowa-a-ceny-hurtowe-energii-elektrycznej-na-rynku-spot-w-polsce/
63. Por. www.consilium.europa.eu/pl/policies/electricity-market-reform/
64. Np. Dania, Niemcy, UK.
65. Np. Australia, Chiny, Japonia, USA.
66. Import może być sposobem na częściowe lub pełne uniknięcie redukcji generacji OZE, import może być wsparciem w pokryciu zapotrzebowania szczytowego.
67. Przyjęliśmy, iż maksymalny czas pracy magazynów z pełną mocą to 8h. Odzwierciedla to aktualne możliwości technologii magazynów bateryjnych, jak również pokazuje, że w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego z wysokimi udziałami pogodozależnych OZE zastosowanie będą miały magazyny o dłuższym czasie pracy niż 2h lub 4h.
68. Od pewnego momentu nasycenia, ponoszenie kosztów capex oraz FOM związanych z dodatkowym megawatem mocy magazynów (lub mocy eksportowych) na potrzeby absorpcji nadprodukcji z OZE jest droższe niż poniesienie kosztu redukcji nadmiaru produkcji z OZE – por także sekcję 7.9.
69. Konieczność pokrycia wysokich poziomów zapotrzebowania i uniknięcia energii niedostarczonej może prowadzić do niedostatecznych poziomów rezerw bilansujących na potrzeby kontroli częstotliwości (FCR, FRR „w górę”).
70. Energy not served, ENS
71. W rzeczywistości proces inwestycji w moce wytwórcze jest procesem długotrwałym, a nakłady inwestycyjne ponoszone są przez wiele lat. Dla uproszczenia w modelowaniu przyjmuje się jednak, że nakłady inwestycyjne ponoszone są w roku instalacji danej mocy.
72. Transformatory, rozdzielnice, relokatory, kompensatory synchroniczne, dławiki, przesuwniki fazowe, falowniki.
73. Np. pod względem wzajemnej korelacji lub antykorelacji profili w zależności od lokalizacji.
74. Zgodnie ze sztuką, modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznych (potrzebne nowe moce przesyłowe oraz estymacja nakładów z nimi związanych) jest częścią procesu znanego jako zintegrowane planowanie zasobów (integrated resource planning, IRP) w oparciu o zaawansowane modele typu capacity expansion. Modele tego typu, optymalizujące rozwój miks wytwórczo-magazynowego wraz z niezbędnymi zasobami sieciowymi, są wykorzystywane w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych w Australii (NEM, SWIS), Kanadzie (IESO), RPA (Eskom) czy USA (CAISO, MISO, HECO).
75. W granicach akceptowalnych przez odbiorców, tj. co do mocy (głębokości) redukcji, czasu trwania redukcji oraz zachęt ekonomicznych (tj. zadowalającego wynagrodzenia za dokonanie redukcji). Tak długo, jak koszt aktywacji 1 MW DSR jest niższy niż koszt budowy i użytkowania 1 MW najtańszych mocy bilansujących (OCGT), usługa DSR stanowi bardziej ekonomiczną opcję bilansowania systemu.
76. Omawiając przełożenie kosztów sektora elektroenergetycznego na koszty energii dla gospodarki należy mieć na względzie pewne ograniczenia i zastrzeżenia co do zastosowanego przez nas podejścia, opisane w sekcji 5.5.
77. O zerowych kosztach zmiennych wytwarzania, tj. brak kosztu paliwa oraz kosztu emisji CO₂.









WWW.JAGIELLONSKI.PL