



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

Transformacja (elektro)energetyczna. Jak rozwikływać zagadki i łączyć kropki?

IJ Insights

Materiał poglądowo-koncepcyjny dla potrzeb dyskusji.

Wykaz skrótów

Skrót	Opis
BTM	Behind-the-meter
CCS	Carbon capture and storage
CO2	Dwutlenek węgla
DSR	Demand side reposne
ECz, ECp	Elektrociepłownia zawodowa, elektrociepłownia przemysłowa
EE	Energia elektryczna
ESP	Elektrownia szczytowo-pompowa
FCR, FRR	Frequency containment reserve, Frequency restoration reserve
IJ	Instytut Jagielloński
JW, JWCD, nJWCD	Jednostka wytwórcza, Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana / jednostka wytwórcza niebędąca JWCD
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
KZEE, KZM	Krajowe zużycie energii elektrycznej (MWh, GWh, TWh) / Krajowe zapotrzebowanie na moc (MW)
LCOE	Levelised cost of electricity
LEW, MEW	Lądowa energetyka (elektrownia) wiatrowa, morska energetyka (elektrownia) wiatrowa
MW, GW	Megawat, gigawat
MWh, GWh, TWh	Megawatogodzina, gigawatogodzina, terawatogodzina
OZE, nOZE	Odnawialne źródła energii / źródła niebędące OZE
PEP 2040	Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PRSP	Plan rozwoju sieci przesyłowej
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PV	Fotowoltaika
RoCoF	Rate of change of frequency
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WB, WK	Węgiel brunatny, węgiel kamienny

Czy transformacja energetyczna jest potrzebna i jakie są filary jej sukcesu?

O ile transformacja energetyki to szansa na uzyskanie korzyści środowiskowych, ekonomiczno-społecznych oraz strategicznych...



Korzyści środowiskowe

- Redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza powstających w wyniku spalania paliw kopalnych*



Korzyści ekonomiczno-społeczne

- Nowe inwestycje i miejsca pracy
- Stymulacja krajowej gospodarki w celu rozwoju krajowego łańcucha wartości dla elektroenergetyki (*local content*)
- Niższe koszty wytwarzania energii elektrycznej (EE) oraz potencjalnie niższe ceny EE dla odbiorców końcowych



Korzyści strategiczne

- Wzrost niezależności energetycznej dzięki wykorzystaniu lokalnych zasobów pogodowych
- Dywersyfikacja źródeł energii
- Zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych
- Realizacja zobowiązań polityki energetyczno-klimatycznej UE

...o tyle będzie ona wymagać bezprecedensowych inwestycji infrastrukturalnych związanych z budową:

- odpowiedniego mixu zasobów wytwórczo-magazynowych (zdolnego pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię, jak i moc)
- odpowiednich zasobów sieciowych (w celu przyłączenia mocy wytwórczo-magazynowych oraz przesyłu i dystrybucji energii)...

...a jej sukces – oparty o skoordynowane planowanie oraz wykonanie – zależeć będzie od odpowiedniego kapitału intelektualnego i organizacyjnego.

* M.in. dwutlenek węgla (CO₂), tlenki azotu (NO_x), tlenki siarki (SO_x), pyły (PM_{2,5} oraz PM₁₀), rtęć (Hg), benzo-a-piren.

Uwarunkowania transformacji sektora (elektro)energetycznego

Uwarunkowania popytowe

- Rozwój aktywności społeczno-gospodarczej
- Elektryfikacja istniejących oraz nowych sektorów gospodarki*, łączenie sektorów
- Urządzenia energetyki rozproszonej**

Uwarunkowania podażowe (wytwórcze, sieciowe)

- Wycofania istniejących jednostek wytwórczych^
- Immanentnie wysoka zmienność generacji w ujęciu dobowogodzinowym przekładająca się na okresy „klęski urodzaju” (duck curve) lub „suszy OZE” (Dunkelflaute)
- Pogodozależne OZE przyłączone do systemu przede wszystkim poprzez inwertery (falowniki) typu grid-following^^
- Niska przepustowość określonych sekcji istniejącej sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej
- Topografia sieci nie zawsze pokrywająca się z lokalizacją zasobów naturalnych (wietrzność, nasłonecznienie)

Uwarunkowania środowiskowe

- Globalny wzrost emisji zanieczyszczeń związanych z produkcją energii elektrycznej z paliw kopalnych
- Brak znaczącej redukcji emisji zanieczyszczeń w Polsce
- Presja polityki dekarbonizacyjnej

Uwarunkowania ekonomiczno-społeczne

- Wzrost kosztów produkcji oraz cen energii elektrycznej powodowany wzrostem cen paliw oraz uprawnień do emisji CO2

* W tym np. zapotrzebowanie ze strony sektora IT (serwerownie, rozwój AI), transportu czy gospodarki wodorowej.

** Samochody elektryczne, klimatyzatory, pompy ciepła, prosumenckie PV, prosumenckie magazyny bateryjne.

^ Ze względu na zużycie techniczne, emisyjność lub ekonomikę.

^^ W odróżnieniu od rotujących mas generatorów synchronicznych, pogodozależne OZE przyłączone do sieci poprzez inwertery *grid-following* nie posiadają właściwości pozwalających na regulację częstotliwości (inercja) oraz napięcia. Rozwiązaniem mogą być inwertery typu *grid-forming*. Por. np. *A Comparative Study of Grid-Following and Grid-Forming Control Schemes in Power Electronic-Based Power Systems*, <https://sciencedirect.com/pdf/10.2478/pead-2023-0001>

Obecne stadium transformacji energetycznej

Transformacja energetyczna, przypominająca obecnie *przebudowę samolotu w trakcie lotu*[^], jest bezprecedensowym przedsięwzięciem współczesnego świata.

Jest ona jednym z najważniejszych, największych i najbardziej skomplikowanych procesów, a jako operacja na żywym organizmie, cechuje się szeregiem wyzwań:

Funkcjonalnych (operacyjnych, technicznych)

tj. związanych z prowadzeniem bieżącej pracy systemów energetycznych w sposób pozwalający na zachowanie parametrów technicznych związanych z bezpieczeństwem dostaw energii.

Strategicznych

tj. związanych z zapewnieniem infrastruktury wytwórczo-magazynowej oraz sieciowej spełniającej tzw. trylemat energetyczny^{^^}.

Zidentyfikowane zjawiska oraz wyzwania związane z transformacją elektroenergetyki w kierunku pogodozależnych, bezemisyjnych OZE są wspólne dla wielu krajów oraz systemów elektroenergetycznych (m.in. w Australii – systemy DKIS, NEM i SWIS, w Kalifornii – CAISO oraz Teksasie – ERCOT, w Danii, Irlandii Północnej, Niemczech, Polsce, Wielkiej Brytanii).

[^] Por. np. <https://reneweconomy.com.au/blackouts-and-californias-clean-energy-transition-93760>

^{^^} Tj. zapewnienie długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii, minimalizacja wpływu na środowisko, minimalizacja kosztu dostaw energii dla społeczeństwa.

Wyzwania funkcjonalne (operacyjne, techniczne)

Duck curve: wyzwania w dniach typu letniego / okresach „kłęski urodzaju” (niższe zapotrzebowanie, wysoka generacja OZE)

- Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych (PV) w połączeniu ze specyfiką kształtu dobowego profilu nasłonecznienia Ziemi prowadzi do zjawiska **duck curve** (ang. krzywa w kształcie kaczki).
- W żargonie branżowym oznacza to specyficzny („kaczy”) kształt dobowogodzinowego profilu zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym, obserwowany w dniach o dużym udziale produkcji z pogodozależnych OZE (źródeł fotowoltaicznych oraz wiatrowych).
- W godzinach największej generacji ze źródeł PV („godziny solarne”) **rezydualne zapotrzebowanie na moc[^]** osiąga coraz niższe wartości. W godzinach porannych oraz wieczornych, zapotrzebowanie rezydualne cechuje się większym tempem zmian (gradientem, „stromością”).
- Rezydualne zapotrzebowanie na moc przyjmujące kształt *duck curve* przekłada się na szereg wyzwań technicznych w prowadzeniu bezpiecznej pracy systemu.

Godziny poranne

- Przyrost generacji OZE powoduje wzrost częstotliwości oraz lokalnych poziomów napięć, a także na 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.

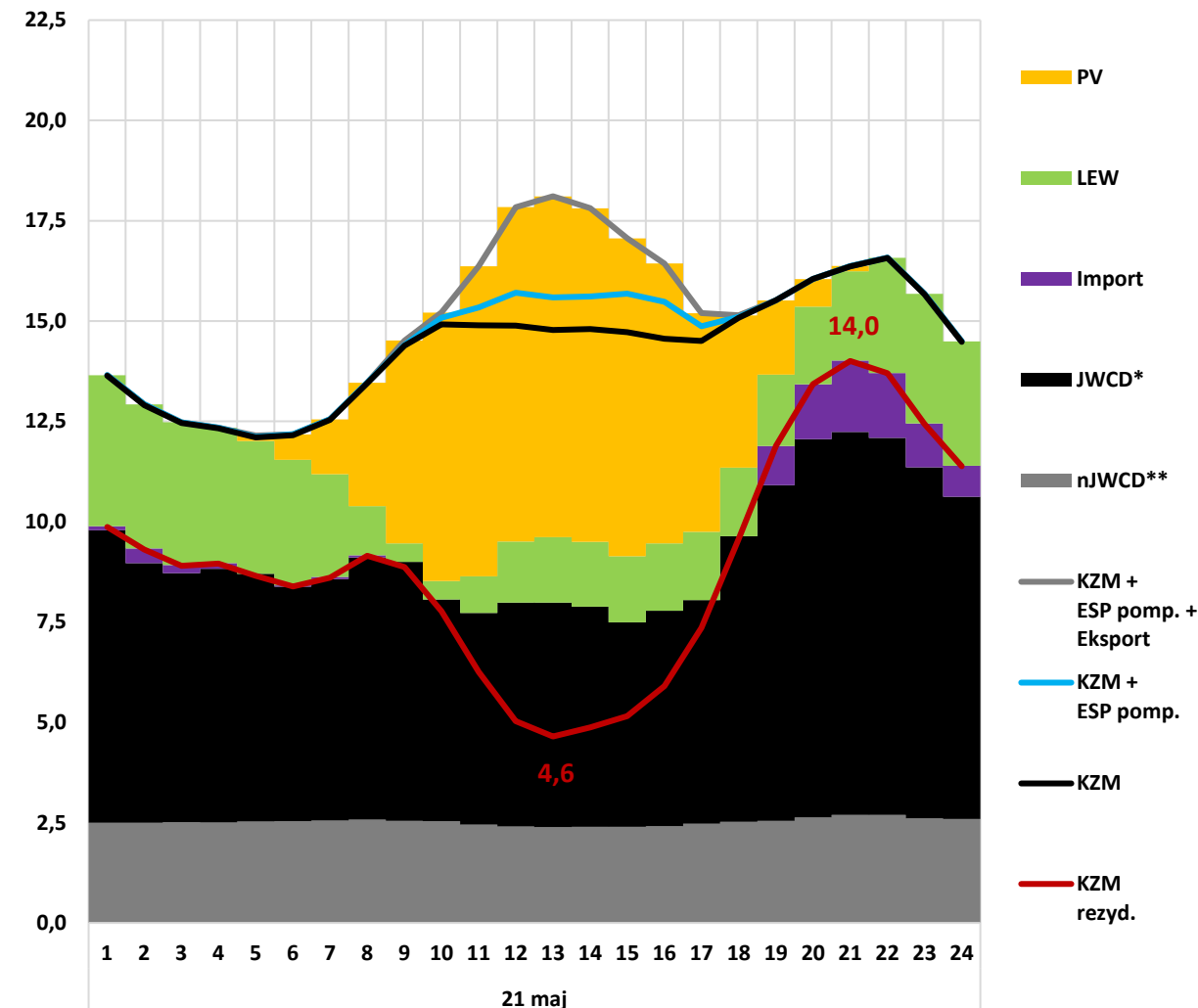
Godziny okotopołudniowe (solarne)

- Coraz niższe poziomy zapotrzebowania rezydualnego wymagają pracy JWCD na minimach technicznych lub czasowego odstawienia niektórych JWCD.
- Przekłada się to na niski poziom rezerw FCR i FRR „w dół” oraz niską inercję systemu (z uwagi na małą liczbę generatorów synchronicznych), a przez to na niepożądany wzrost parametru RoCoF*.
- Występuje spadek poziomów prądów zwarciovych z uwagi na wysoką generację OZE (wzrost ryzyka niewykrycia zwarcia przez automatykę zabezpieczającą).

Godziny wieczorne

- 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.

Duck curve w Polsce na przykładzie 21 maja 2023 roku [GW]



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

[^] Tj. krajowe zapotrzebowanie na moc pomniejszone o generację PV i wiatrową i pozostające do pokrycia przez inne źródła (węglowe, gazowe, atomowe, biomasowe).

Źródło: analiza własna w oparciu o dane PSE.

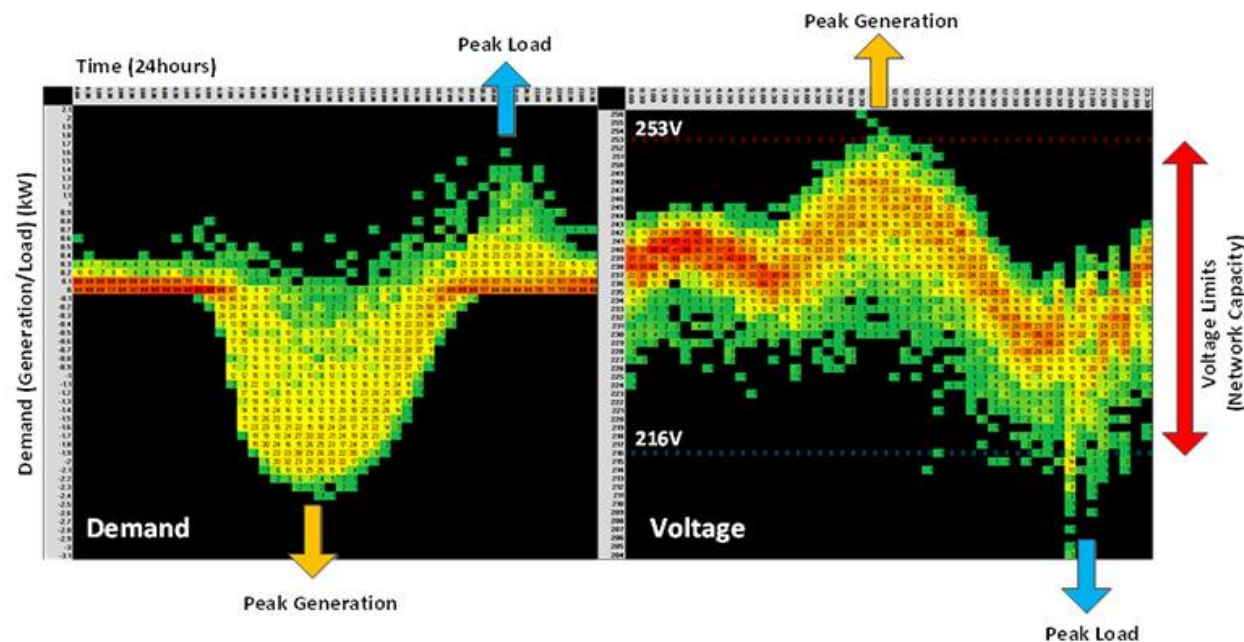
Duck curve: wyzwania w dniach typu letniego / okresach „klęski urodzaju” (niższe zapotrzebowanie, wysoka generacja OZE)

W obecnych uwarunkowaniach wielu systemów (w tym polskiego KSE), *duck curve* stanowi istotne wyzwanie operacyjne z punktu widzenia:

- **Stabilności częstotliwościowej**, tj. bilansowania mocy czynnej, w tym:
 - ❖ możliwości dociążania systemu w celu zagospodarowania nadwyżki produkcji (magazynowanie, eksport, zwiększenie chwilowej konsumpcji poprzez elastyczne odbiory, tj. DSR)
 - ❖ konieczności redukcji generacji z OZE (curtailment)
 - ❖ zapewnienia rezerw redukcji obciążenia JWCD na potrzeby kontroli niewielkich odchyłek częstotliwości oraz na wypadek awaryjnej utraty dużego odbioru (FCR, FRR „w dół”)
 - ❖ zapewnienia inercji systemu pozwalającej m.in. kontrolować parametr RoCoF* w przypadku awaryjnej utraty dużego źródła generacji
- **Stabilności napięciowej**, tj. bilansowania mocy biernej, regulacji poziomów napięć w węzłach sieci oraz utrzymania kształtu sinusoidy napięcia
- **Zatorów sieciowych** (network congestion) wynikających z wyczerpania przepustowości sieci (brak możliwości przyłączenia nowych źródeł, ryzyko lokalnych przeciążeń sieci ponad limity obciążalności termicznej)
- **Obniżania poziomów prądów zwarciovych** oraz poprawnego funkcjonowania automatyki zabezpieczającej
- **Elastyczności oraz zwiększonej zmienności pracy JWCD** (z uwagi na wysokie poziomy minimum technicznych, niskie gradienty redukcji / naboru obciążenia, długie czasy uruchomienia).

*RoCoF (ang. rate of change of frequency) - współczynnik chwilowej zmiany częstotliwości.

Duck curve i wpływ na zapotrzebowanie rezydualne oraz poziomy napięć



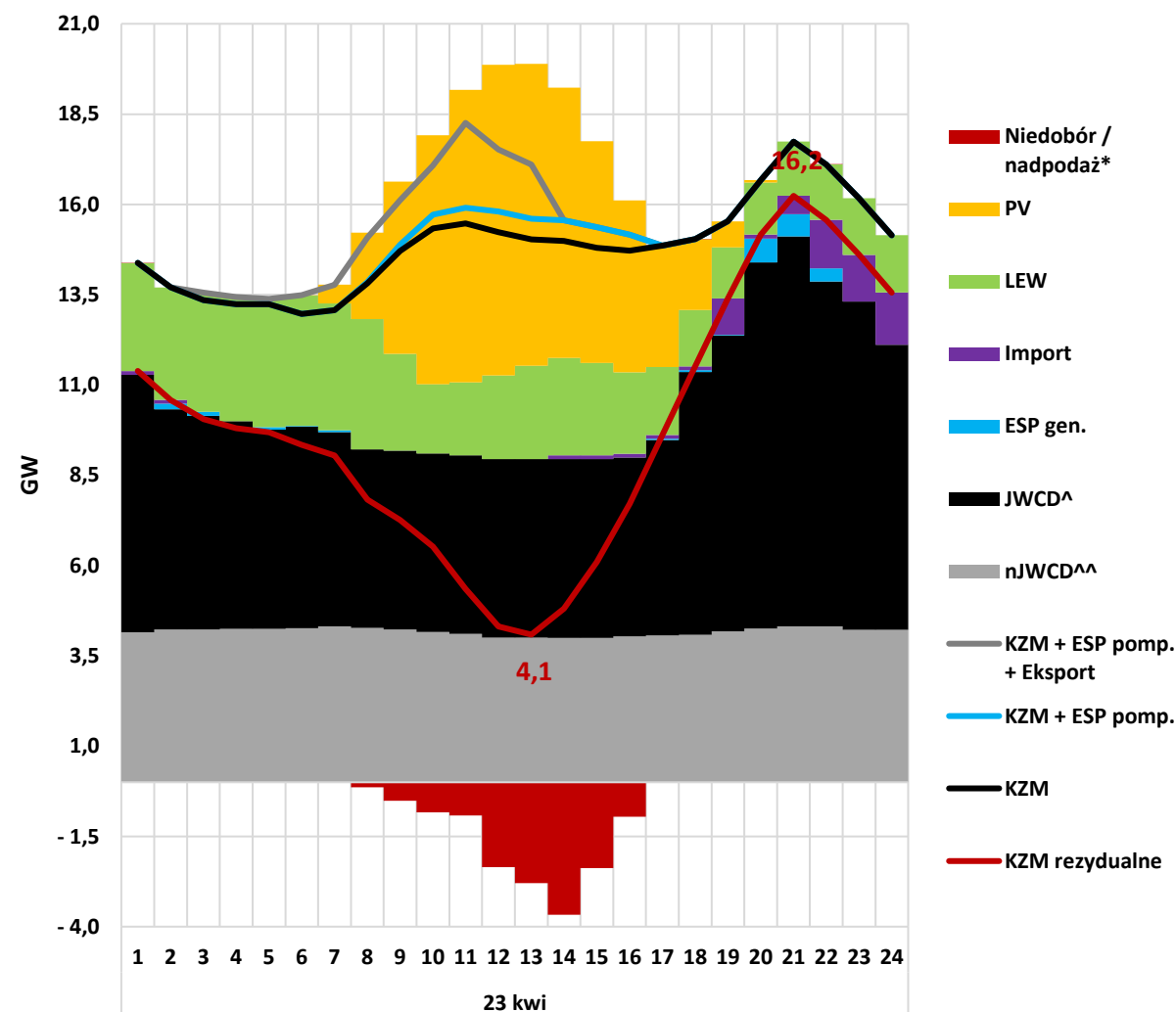
Źródło: www.essentialenergy.com.au/media-centre/newsletter/newsletter-3-breaking-the-duck-curve

Redukcje generacji OZE

- Redukcje generacji (ang. curtailment), stosowane jako narzędzie ostatniej szansy po uprzednim wyczerpaniu innych środków zaradczych, to jedno z wyzwań prowadzenia pracy systemu elektroenergetycznego w godzinach o dużym udziale produkcji z pogodozależnych OZE.
- Niedziela 23 kwietnia 2023 roku jest przykładem wyzwań oraz środków podjętych przez PSE w celu zbilansowania systemu i zapewnienia jego bezpiecznej pracy.
- Oprócz środków zaradczych planowanych w ramach planu PKD (redukcja generacji JWCD oraz nJWCD do minimum technicznego, wykorzystanie pompowania ESP oraz eksportu międzyoperatorskiego), zbilansowanie systemu w warunkach rzeczywistych wymagało także redukcji generacji PV.
- W dniu 23 kwietnia, oprócz zbilansowania generacji i zapotrzebowania, istotną przyczyną redukcji była także konieczność zapewnienia rezerw FCR/FRR „w dół” poprzez poprowadzenie pracy niektórych JWCD ciepłych powyżej minimum technicznego.
- W przeszłości w Polsce redukcja generacji OZE dotyczyła produkcji z lądowych farm wiatrowych (np. w grudniu 2022 r. oraz styczniu 2023 r.), a sytuacja z 23 kwietnia była pierwszą w Polsce w zakresie generacji PV.

- Redukcja generacji OZE, skutkująca mniejszymi wolumenami produkcji z instalacji OZE, jest z jednej strony utratą przychodu dla inwestora, mogącego dochodzić rekompensat z tego tytułu.
- Redukcja generacji OZE może być jednak źródłem regulacyjności „w górę” jednostki OZE pracującej poniżej chwilowej produkcji maksymalnej i może stanowić dodatkowy strumień przychodów. Warunkiem jest m.in. istnienie odpowiednich uwarunkowań technicznych oraz ram i regulacji rynkowych. (por. np. <https://www.nrel.gov/news/program/2022/reframing-curtailment.html>)

Nadpodaż generacji z OZE w Polsce w niedzielę, 23 kwietnia 2023 roku skutkująca koniecznością redukcji generacji z PV



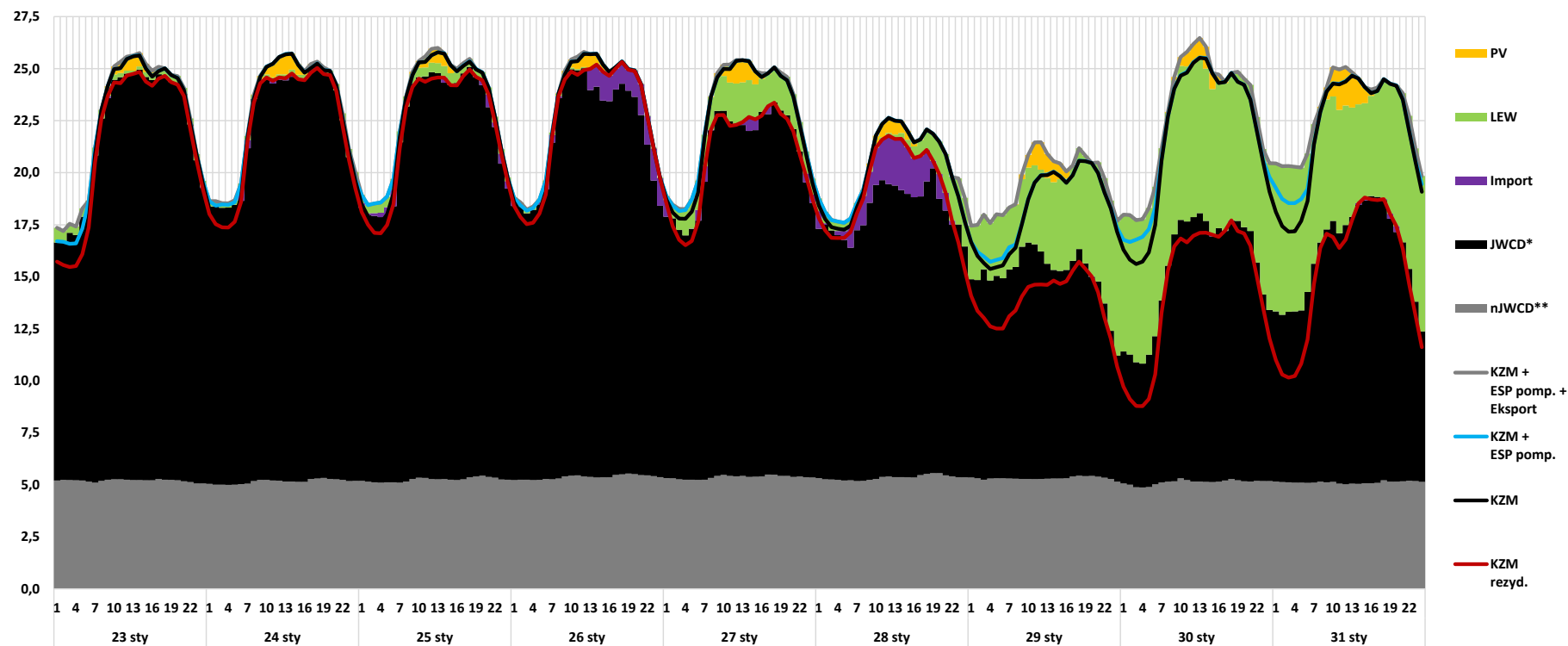
*Znak ujemny = nadpodaż. Znak dodatni = niedobór.

Źródło: analiza własna w oparciu o dane PSE.

Dunkelflaute: wyzwania w dniach typu „zimowego” / okresach „suszy OZE” (wysokie zapotrzebowanie, niska generacja OZE)

- **Dunkelflaute** (niem. susza OZE) to okresy o bardzo niskiej lub zerowej wietrzności i następcznieniu, skutkujące fizyczną niemożliwością generacji wymaganych poziomów mocy przez źródła pogodozależne (wiatr, PV).
- Oznacza to, że w okresach wielogodzinnego lub wielodniowego braku generacji mocy przez OZE, system będzie musiał polegać na źródłach takich jak:
 - ciepłe jednostki wytwórcze (np. gaz, gaz + CCS, atom, biopaliwa, wodór)
 - magazyny o wysokiej mocy i długim czasie pracy (powyżej 8 godzin), 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).
- Okresy Dunkelflaute mogą także stanowić wyzwanie z punktu widzenia zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw mocy na potrzeby kontroli niewielkich odchyłek częstotliwości oraz na wypadek awaryjnej utraty dużego źródła wytwórczego (FCR, FRR „w górę”).

Dunkelflaute w Polsce: ilustracja na przykładzie sekwencji dni od 23 do 31 stycznia 2023 roku [GW]



Dunkelflaute w dniach 23 – 26 stycznia 2023 roku:

- 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 następcznienie sprawiły, że chwilowe współczynniki wykorzystania (tzw. capacity factor) obydwu technologii nie przekraczały 8%.
- W tych dniach występowało również – typowe dla dni zimowych – wysokie zapotrzebowanie na moc w systemie.
- W efekcie, praca KSE opierała się o sterowalne źródła ciepłe.

Wyzwania strategiczne

Wzrost rocznego zużycia energii [TWh] oraz zapotrzebowania na moc [GW] a perspektywa rozwoju mocy wytwórczych

Według analiz MKiŚ* oraz PSE**, krajowe zużycie energii elektrycznej [TWh] w horyzoncie 2030 roku może wzrosnąć o ok. 18% względem poziomów obecnych. Wzrost w horyzoncie 2040 roku może wynieść ok. 43% względem poziomów obecnych.

Analizy PSE wskazują także, iż maksymalne roczne krajowe zapotrzebowanie na moc [GW] w 2032 roku może wzrosnąć o ok. 17-21% względem poziomów obecnych. Według analiz MKiŚ*, w horyzoncie 2038 roku maksymalne roczne krajowe zapotrzebowanie na moc może wzrosnąć o 40% względem poziomów obecnych.

Tradycyjnie czynnikami wpływającymi na zapotrzebowanie na energię oraz moc jest 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 stają się:

- Energetyka rozproszona (zapotrzebowanie związane z pracą klimatyzatorów, pomp ciepła czy ładowaniem samochodów elektrycznych, po części zaspokajane przez zasoby behind-the-meter, tj. prosumenckie PV oraz prosumenckie magazyny bateryjne)
- Rozwiązania z zakresu efektywności energetycznej oraz z zakresu odpowiedzi strony popytowej (DSR, demand side response)
- Nowe gałęzie przemysłu (gospodarka wodorowa, inne duże odbiory^).

*Scenariusz 3 do prekonsultacji aktualizacji KPEiK / PEP 2040

**Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 (PRSP 2023-32)

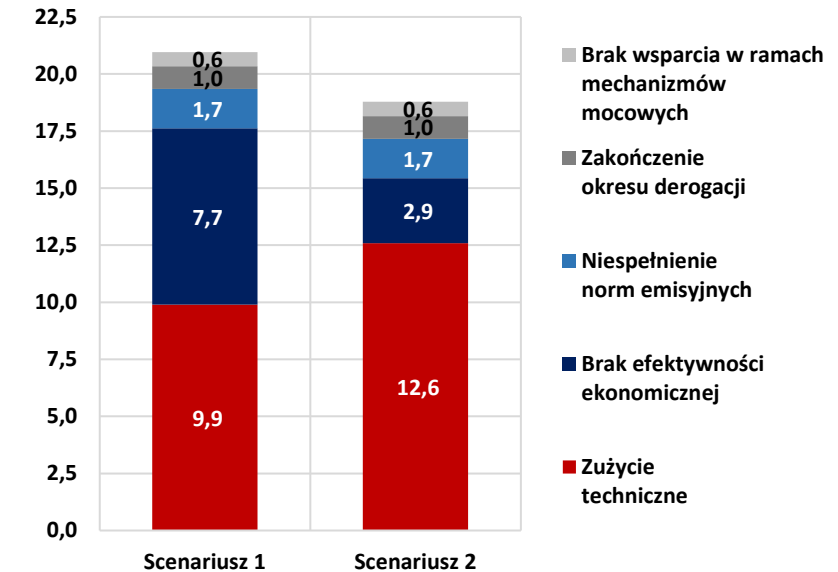
***Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej 1.1.2021 - 31.12.2022

****Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2022-2036

^Według danych PSE z PRSP 2023-32, 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.

- Opublikowane w lutym 2023 roku wyniki ankiety Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wśród krajowych wytwórców (dla dwóch scenariuszy) 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.
- Według danych URE, 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) niż wycofywane moce WK i WB.
- O ile moce pogodozależne są źródłami zapewniającymi energię, nie zawsze są w stanie zapewnić moc (por. [slajd 10](#) dot. okresów „suszy OZE”).

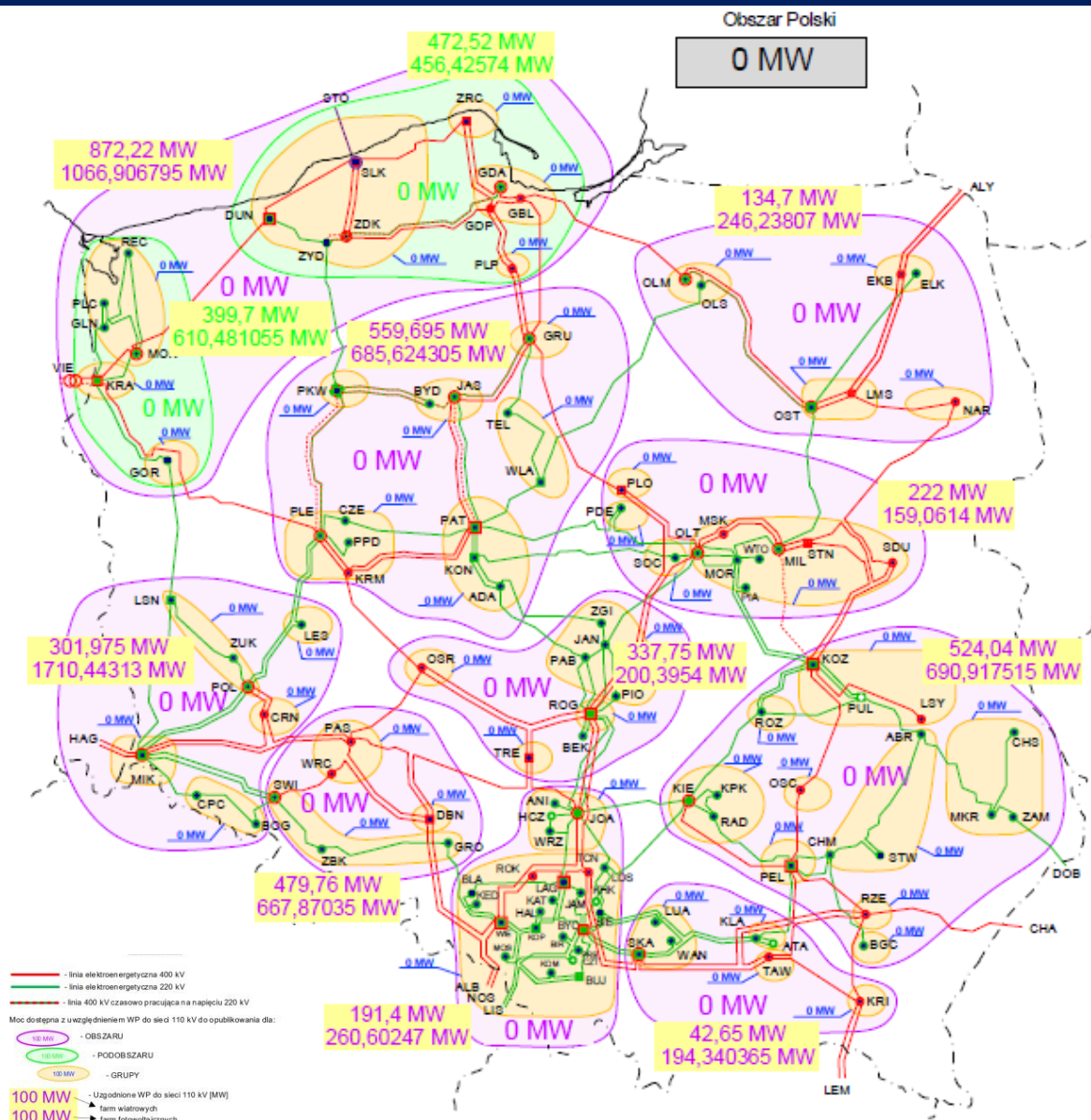
Przyczyny planowanych wycofań mocy wytwórczych [GW] w latach 2022-2036 w Polsce



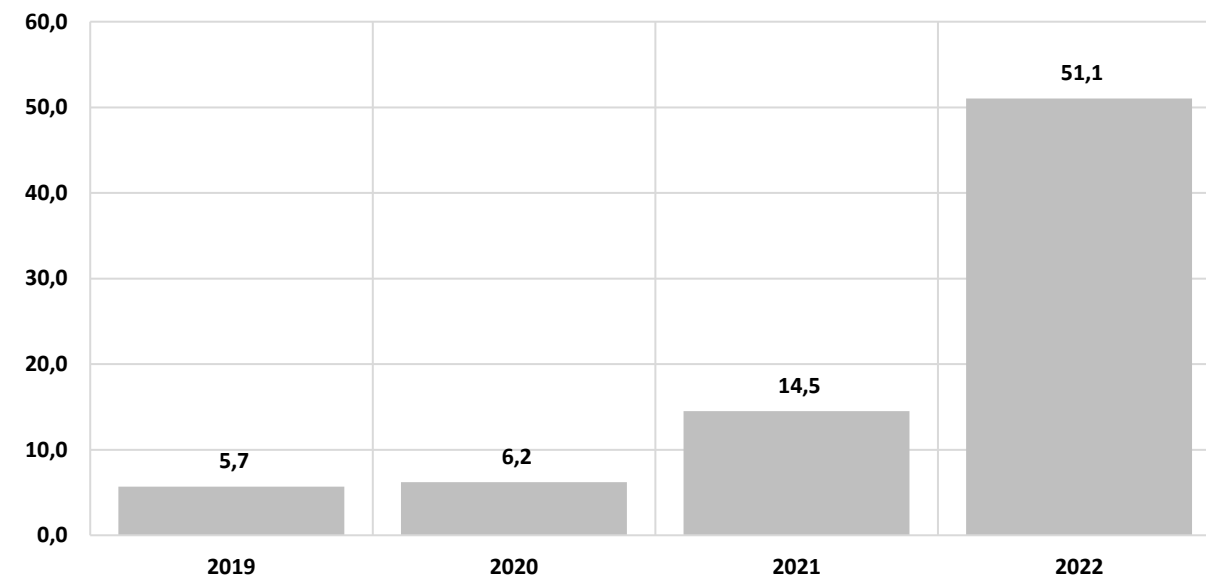
Źródło: opracowanie własne w oparciu dane URE****

Dostępność mocy przyłączeniowej

Schemat sieci przesyłowej z dostępnymi mocami przyłączeniowymi (31.08.2023)



Odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej według mocy wnioskowanej [GW]



Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane PSE i URE

- Rok 2022 był rekordowym rokiem pod względem wolumenu odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w Polsce.
- Powyższe zjawisko wskazuje na wyczerpywanie możliwości technicznych przyłączenia mocy oraz przyjęcia energii przez sieci (głównie dystrybucyjne) w wielu miejscach w skali kraju.

Co dalej?

Jak wyzwania funkcjonalne wpływają na wyzwania strategiczne?

Wyzwania funkcjonalne (operacyjne) mają bezpośrednie przełożenie na horyzont strategiczny (inwestycyjny).

Wyzwania *Dunkelflaute* oznaczają iż systemy elektroenergetyczne będą musiały posiadać odpowiednią ilość mocy sterowalnych (cieplnych, magazynowych), importowych oraz DSR zdolnych do pokrycia zapotrzebowania w okresach „suszy OZE”.

Wyzwania *duck curve* oznaczają iż systemy elektroenergetyczne będą musiały posiadać odpowiednią ilość elastycznych mocy cieplnych, mocy magazynowych, eksportowych oraz DSR zdolnych do zagospodarowania nadwyżek produkcji z OZE w okresach „klęski urodzaju”.

Oznacza to konieczność inwestycji infrastrukturalnych w „odpowiedni” miks zasobów:

- wytwórczych (cieplnych – np. gaz, gaz + CCS, atom, biopaliwa, wodór, OZE – np. PV, LEW, MEW)
- magazynowych (np. elektrowni szczytowo-pompowych, magazynów bateryjnych, magazynów grawitacyjnych)
- sieciowych (linie przesyłowe, linie dystrybucyjne, transformatory, kondensatory synchroniczne, automatyka zabezpieczająca)
- reakcji strony popytowej (np. elastycznych elektrolizerów).

Lecz jaki jest „odpowiedni” miks zasobów? (oraz inne pytania)

- Jaki jest „odpowiedni” miks zasobów?
- Czy deklarowane w danym horyzoncie cele (udział OZE, redukcja emisji, itd.) są osiągalne przez pryzmat kwestii i ograniczeń technicznych?
- Jak zaprojektować, sfinansować i wybudować nowy miks energetyczny?
- Jakie kwestie prawne, społeczne, ekologiczne (inne) należy uwzględnić?

Odpowiedź na powyższe pytania i przeprowadzenie transformacji energetycznej w sposób bezpieczny dla pacjenta wymaga przemyślanego, odpowiedzialnego oraz skoordynowanego:

- analizowania i budowania rozumienia zależności i wpływu (analizy techniczne, ekonomiczne, finansowe, prawne, środowiskowe)
- planowania oraz
- wykonania

w oparciu o odpowiedni kapitał intelektualny.

Przykładowe analizy służące planowaniu rozwoju systemu energetycznego mogą obejmować:

- Analizy otoczenia (prawnego, technologicznego) oraz megatrendów (w tym np. kosztów capex oraz LCOE technologii wytwórczych)
- Modelowanie optymalizacyjne zintegrowanego rozwoju miksu wytwórczo-magazynowego oraz przepustowości sieci minimalizujące łączny koszt budowy infrastruktury (integrated resource planning)
- Modelowanie finansowe na potrzeby oceny rentowności inwestycji (NPV) oraz pozyskania finansowania na rozwój infrastruktury
- Modelowanie rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych (dispatch modelling) z uwzględnieniem ograniczeń systemowych, pozwalające analizować pracę jednostek wytwórczych (w tym w dniach „suszy OZE” lub „kłęski urodzaju”), rozptywy mocy (np. na potrzeby analizy przyłączeń typu cable pooling), a także ścieżki cen hurtowych energii elektrycznej oraz emisji zanieczyszczeń
- Modelowanie typu whole-of-economy oraz cost-benefit analysis, uwzględniające powiązania między systemami energetycznymi (elektro, ciepło) a innymi sektorami oraz wpływem energetyki na gospodarkę
- Analizy prawne związane np. z pozyskaniem terenów pod rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, rozwojem cable pooling lub linii bezpośrednich, nowej architektury rynku, itp.
- Analizy oddziaływania na środowisko.

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.