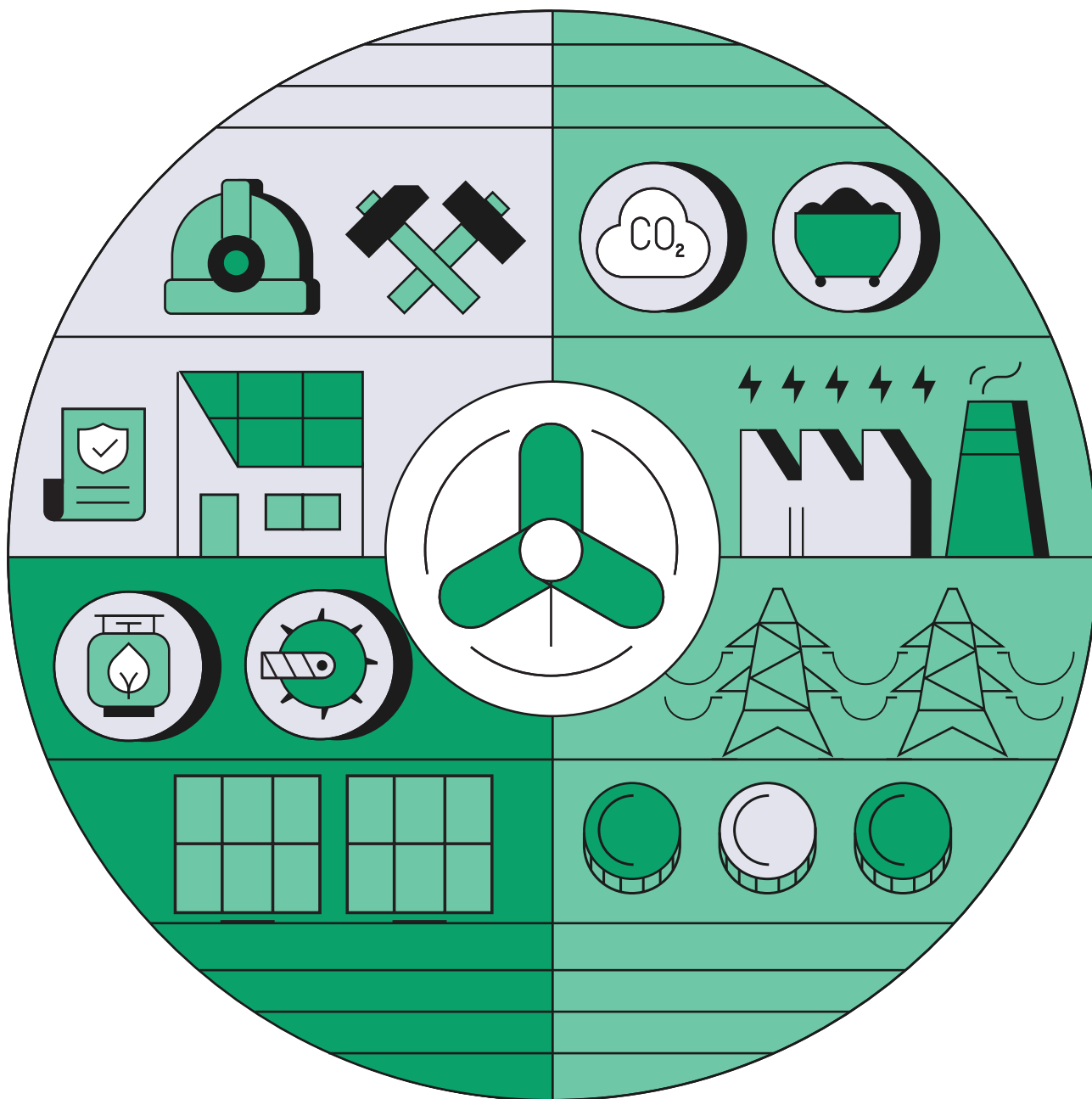


Praca w podstawie

Modelowanie kosztów niskiej elastyczności
polskiego systemu elektroenergetycznego



Praca w podstawie

Modelowanie kosztów niskiej elastyczności
polskiego systemu elektroenergetycznego



Instrat Policy Paper 04/2023

Patryk Kubiczek

Warszawa, sierpień 2023

Rekomendujemy cytowanie:

P. Kubiczek, *Praca w podstawie.*
Modelowanie kosztów niskiej elastyczności
polskiego systemu elektroenergetycznego,
Instrat Policy Paper 04/2023

Autorstwo:

Patryk Kubiczek

Współpraca:

Michał Smoleń
Bernard Swoczyna
Wojciech Żelisko

Redakcja:

Julia Zaleska

Projekt okładki i skład:

Anna Olczak

Kontakt:

Patryk Kubiczek, patryk.kubiczek@instrat.pl

Treść publikacji dostępna na licencji Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0).

Publikacja powstała przy wsparciu Europejskiej Fundacji Klimatycznej (ECF).

Treść publikacji jest dostępna do pobrania pod adresem: www.instrat.pl/praca-w-podstawie/.

Dane wejściowe i wyjściowe symulacji przedstawionych w publikacji dostępne są do pobrania pod adresem: <https://zenodo.org/record/8263172>.

Wszelkie błędy są nasze. Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

Instrat Policy Paper 04/2023
Warszawa, sierpień 2023

ISBN: 978-83-967509-5-2

Spis treści

Kluczowe wnioski i liczby	4
1. Wprowadzenie	5
2. Częściowo wyłączona fotowoltaika, choć węgiel wciąż płonie – przykład niskiej elastyczności KSE	6
3. Przyczyny niskiej elastyczności KSE	9
4. Modelowanie nieelastyczności KSE w PyPSA-PL	12
4.1. Wynik – praca bloków	16
4.2. Wynik – miks produkcji energii elektrycznej	17
5. Finansowe skutki ograniczeń niesynchronicznych źródeł energii	20
5.1. Wynik – niewykorzystana energia OZE i dodatkowe koszty	22
6. Jak zwiększyć udział OZE?	25
7. Większa elastyczność KSE to warunek udanej transformacji energetycznej	27
Bibliografia	28

Kluczowe wnioski i liczby



80–85%

To osiągalny chwilowy udział energii z wiatru i słońca w polskim miksie elektroenergetycznym, który pozwoliłby na minimalizację strat czystej energii w perspektywie 2030 r. Obecnie Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) z przyczyn technicznych może przyjąć maksymalnie ok. 55–60% energii z tych źródeł – reszta tej energii jest marnowana.



5–6 mld zł

Koszty wynikające z wyłączenia czystych źródeł energii oraz nadmierowej pracy elektrowni węglowych i gazowych na skutek niskiej elastyczności KSE w 2030 r. w scenariuszu bazowym. Zakłada on rozwój OZE zgodnie z propozycją nowego rządowego scenariusza prognostycznego upublicznioną w czerwcu 2023 r.



10–14 mld zł

Straty wynikające z niskiej elastyczności KSE w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE w 2030 r. Im więcej zainstalowanych mocy OZE, tym wyższe będą straty spowodowane niską elastycznością systemu.

- W dwie słoneczne niedziele kwietnia 2023 r. operator systemu nakazał ograniczenie produkcji z fotowoltaiki, choć wciąż czynnych było prawie 8 GW mocy konwencjonalnych (głównie węglowych).
- Przy użyciu nowych funkcjonalności modelu PyPSA-PL analizujemy czynniki, które mogą powodować „nadmiarową” pracę elektrowni konwencjonalnych.
- Nasza analiza wskazuje, że głównym czynnikiem, powodującym ciągłą pracę elektrowni węglowych w podstawie, jest konieczność zapewnienia stabilności systemu. Obecnie to właśnie jednostki konwencjonalne odpowiadają za dostarczenie rezerwy mocy oraz innych usług systemowych.
- W przyszłości stabilna praca KSE nie musi opierać się na elektrowniach na paliwa kopalne. Usługi systemowe mogą być dostarczane również przez inne rodzaje źródeł wytwórczych oraz magazyny energii. Wymaga to jednak odpowiednich przygotowań technicznych i zmian regulacyjnych. Dzięki temu KSE będzie w stanie przyjmować coraz więcej energii z OZE, a Polska zaoszczędzi na kosztach zakupu węgla i gazu.

1. Wprowadzenie

W Polsce pojawia się coraz więcej odnawialnych źródeł energii, co jest wyzwaniem dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Temat ten jest także coraz częściej poruszany w debacie publicznej.

Instalacje OZE napotykają na szereg ograniczeń jeszcze zanim zostaną włączone do KSE. Należy do nich m.in. czasochłonny proces uzyskiwania zgody przyłączeniowej do sieci – w przypadku sieci dystrybucyjnych często kończy się on odmową ze względu na tzw. uwarunkowania techniczno-ekonomiczne. Nawet jeśli instalacja zostanie przyłączona do sieci, nie oznacza to końca problemów.



Ograniczenia elastyczności¹ KSE mogą sprawiać, że duża część taniej energii z zależnych od pogody OZE (przede wszystkim źródeł słonecznych i wiatrowych) może zostać zmarnowana na skutek przymusowych wyłączeń zleconych przez operatora. Do takich sytuacji doszło już dwa razy w kwietniu i jeden raz w lipcu 2023 r. Przy dalszym dynamicznym rozwoju OZE w Polsce, będą one coraz częstsze.

W analizie tej krótko omawiamy, co dokładnie stało się 23 kwietnia 2023 r. Analizujemy także wybrane aspekty działania KSE, które ograniczają jego elastyczność oraz przyczyniły się (i nadal będą się przyczyniać) do niepełnego wykorzystania dostępnej mocy OZE.

Przy użyciu nowych funkcjonalności PyPSA-PL, autorskiego modelu polskiego systemu elektroenergetycznego rozwiniętego przez Fundację InStrat, pokazujemy, jakie dodatkowe koszty systemowe produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2030 r. może ta niedostateczna elastyczność wywoływać.

Co ważne, wskazujemy, że istnieją rozwiązania techniczne i regulacyjne, które mogą tę elastyczność istotnie zwiększyć. Skala możliwych do uniknięcia kosztów sugeruje, że warto takie działania podjąć.

¹ Przez elastyczność rozumiemy tu zdolność odpowiednio dużego i szybkiego reagowania jednostek wytwórczych oraz magazynów energii wchodzących w skład KSE na chwilowy bilans popytu i podaży mocy w KSE, by energia elektryczna mogła być dostarczana w sposób kosztowo optymalny. Elastyczność może być też zapewniona po stronie popytowej poprzez rozwiązania DSR (*Demand Side Response*), lecz nie są one przedmiotem tej analizy.

2. Częściowo wyłączona fotowoltaika, choć węgiel wciąż płonie – przykład niskiej elastyczności KSE

Operator sieci przesyłowej (Polskie Sieci Elektroenergetyczne – PSE) 23 kwietnia 2023 r. wprowadził stan zagrożenia dostaw energii elektrycznej spowodowany wysoką prognozą produkcji energii ze słońca. Stan zagrożenia pozwolił PSE na wydanie dyspozycji wyłączenia z sieci na kilka godzin części instalacji fotowoltaicznych. Odłączone farmy PV mogłyby dostarczyć w szczytowym momencie (między godziną 11.00 a 12.00) aż do 3 GW mocy. To ponad 20% całkowitej mocy zainstalowanej w tych źródłach w Polsce. Tak duża dostępność niewykorzystanej taniej energii ze słońca spowodowała, że ceny rozliczeniowe energii na rynku bilansującym spadły do poziomu tylko 20–30 zł/MWh² (wykres 1).

Przymusowe wyłączenia mocy OZE są nieuniknione i należy je rozumieć w szerszym kontekście

System elektroenergetyczny przyszłości to system, w którym moce zainstalowane OZE będą dużo wyższe. Będzie on cechował się stosunkowo częstymi koniecznymi wyłączeniami, gdyż zmienność produkcji źródeł OZE zależnych od pogody będzie wyższa niż zmienność zapotrzebowania. Innymi słowy, będą zdarzały się momenty, w których chwilowa dostępność OZE będzie większa niż całkowity popyt na energię elektryczną (uwzględniając zapotrzebowanie na import). Jedynym rozwiązaniem będzie wówczas po prostu wyłączenie lub ograniczenie mocy niektórych instalacji.

Taki typ przymusowych wyłączeń (ang. *curtailment*) jest uwzględniany w każdej analizie funkcjonowania systemów energetycznych z rosnącym udziałem OZE. Wynikowe scenariusze pokazują, że pewien poziom strat jest nieodłącznym elementem optymalnych ścieżek transformacji energetycznej. Lepiej stracić nadmiar produkcji OZE w słoneczną niedzielę niż cierpieć na niedobory energii w pozostałe dni.

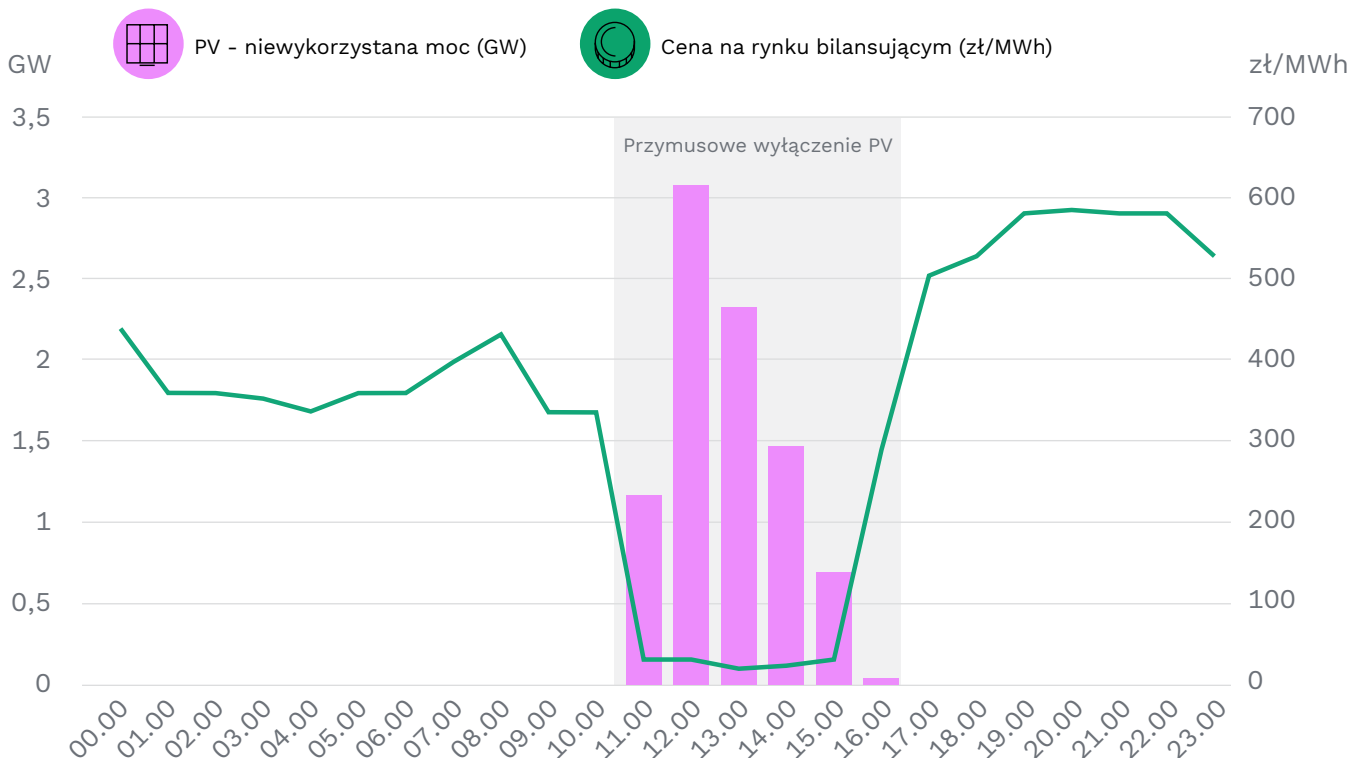
² Ceny te są ustalane na podstawie krańcowych kosztów produkcji energii elektrycznej w danej godzinie. Zwykle są to koszty najdroższej jednostki wytwórczej, której praca jest konieczna, by zbilansować popyt z podażą. Ceny na rynku bilansującym utrzymują się w 2023 r. zwykle na poziomie 500–600 zł/MWh.

Jednak 23 kwietnia ok. południa produkcja z OZE wcale nie wykroczyła ponad krajowe zapotrzebowanie. Źródła wiatrowe i słoneczne mogły potencjalnie dostarczyć „jedynie” 75% krajowego zużycia. Dlaczego więc trzeba było przykręcić OZE (wykres 2)?

Nie była to zbyt duża produkcja ze słońca, a brak technicznej możliwości dalszej redukcji generacji z elektrowni konwencjonalnych (na węgiel, gaz ziemny, a także na biomasę i biogaz) był przyczyną wprowadzenia stanu zagrożenia. Produkcja energii elektrycznej tego dnia w elektrowniach konwencjonalnych – związana ze zużyciem kosztownych paliw – nie spadła poniżej 7,9 GW. Tym samym **nie wykorzystano w pełni potencjału obniżenia kosztów i emisji**, które wynikają ze spalania paliw kopalnych. Trzeba zadać więc pytanie: dlaczego produkcja z elektrowni węglowych i gazowych³ nie została tego dnia zredukowana jeszcze bardziej⁴?

WYKRES 1. OKOŁO 8,7 GWH TANIEJ ENERGII ZE SŁOŃCA STRACONO 23 KWIETNIA 2023 R.

Oszacowane straty mocy PV na skutek przymusowych wyłączeń (GW) oraz ceny rozliczeniowe na rynku bilansującym (zł/MWh) 23 kwietnia 2023 r.



Źródło: opracowanie własne Fundacji Infracore na podstawie danych Transparency Platform ENTSO-E oraz PSE. • Oszacowana wartość to różnica między prognozą produkcji źródeł PV z godz. 8.00 23 kwietnia 2023 r. a jej zaraportowaną wartością. Zgodnie z komunikatem PSE, założono, że wyłączenie mocy PV miało miejsce tylko w przedziale godzin 11.00-17.00. • Ceny rozliczeniowe na rynku bilansującym w przybliżeniu odpowiadają jednostkowym kosztom zmiennym produkcji energii elektrycznej przez krańcowe źródła wytwórcze (tj. zajmujące ostatnie miejsce w tzw. merit order).

³ W tych godzinach funkcjonowały również elektrownie i elektrociepłownie biomasowe oraz biogazowe, jednak ich sumaryczna moc jest jak dotąd niewielka. Elastyczność części z nich jest ograniczona z przyczyn technicznych (np. braku możliwości dłuższego składowania biogazu). Małe jednostki nie podlegają też bezpośredniej kontroli operatora.

⁴ Przymusowe wyłączenia PV zdarzyły się także 30 kwietnia 2023 r. Czytelników zainteresowanych pogłębioną analizą obu sytuacji przymusowych wyłączeń zachęcamy do zapoznania się z opinią Forum Energii na ten temat (Forum Energii, 2023a). Warto zaznaczyć, że w KSE w przeszłości występowały także sytuacje przymusowego wyłączania farm wiatrowych (wnp.pl, 2023).

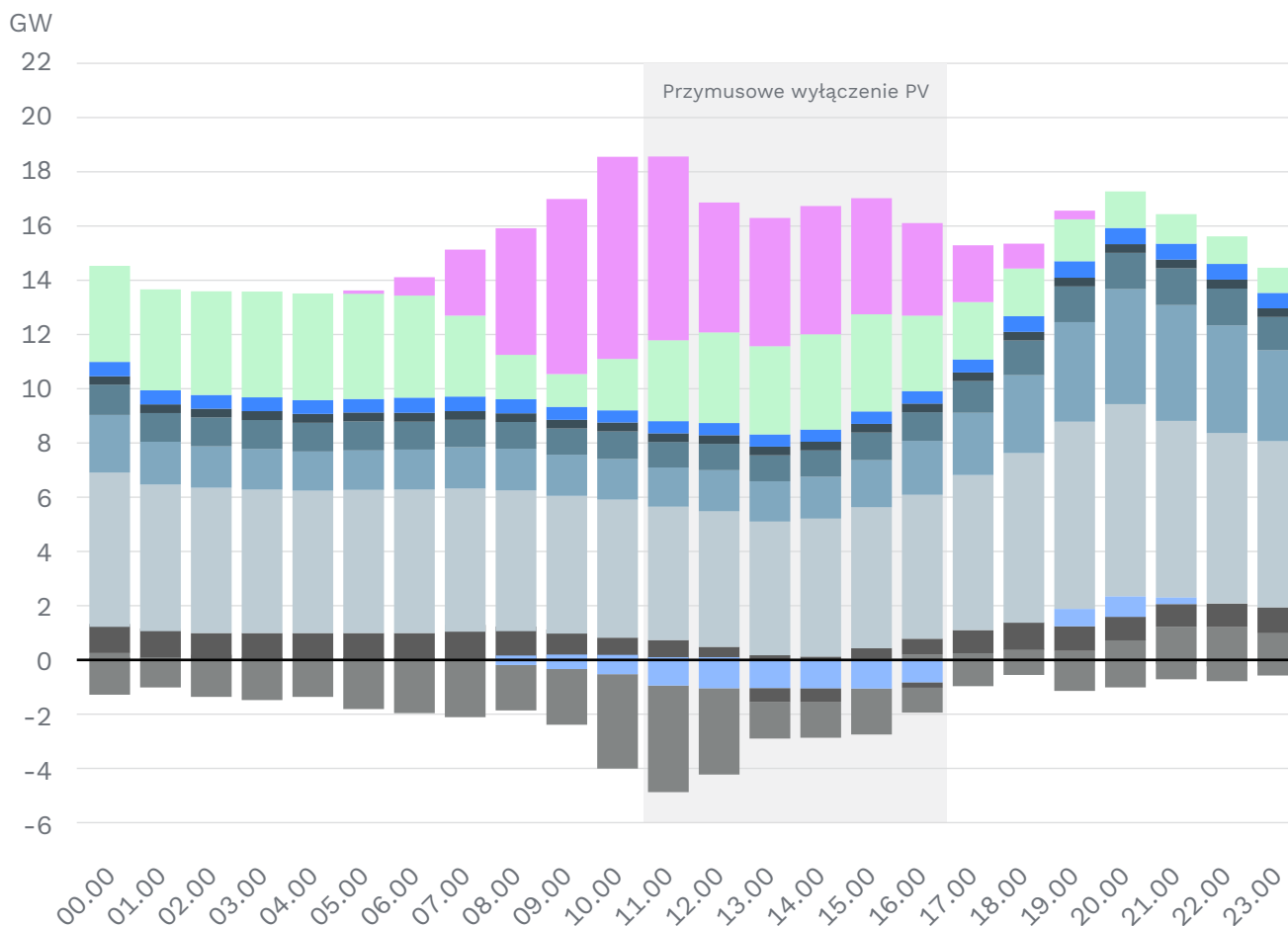
WYKRES 2. MIMO NADMIARU ENERGII Z OZE, OBCIĄŻENIE ELEKTROWNI KONWENCYJONALNYCH NIE SPADŁO PONIŻEJ 7,9 GW

Produkcja energii elektrycznej, pobór mocy przez elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) oraz import i eksport energii elektrycznej (GW) 23 kwietnia 2023 r.

Pobór mocy – źródła



Generacja mocy – źródła



Źródło: opracowanie własne Fundacji Instraat na podstawie danych Transparency Platform ENTSO-E oraz PSE. • Wartości produkcji oparte o godzinowe dane z Transparency Platform ENTSO-E. Analiza uwzględniająca dane PSE na temat zapotrzebowania oraz na temat generacji całkowitej źródeł JWCD i nJWCD sugeruje, że dane Transparency Platform są zaniżone o ok. 1 GW.

3. Przyczyny niskiej elastyczności KSE

Jednym z możliwych powodów, dla których elektrownie konwencjonalne nie zrobiły miejsca dla OZE, jest niska elastyczność ich bloków wytwórczych. Bloki te mają pewne minimum techniczne generacji (ok. 40–50%), poniżej którego nie mogą pracować. Oznacza to, że jedyną metodą ograniczenia ich mocy poniżej minimum jest ich całkowite wyłączenie. Proces wyłączania i ponownego włączania bloków wytwórczych jest jednak procesem czasochłonnym (co najmniej 6–8 godzin dla elektrowni węglowych).

Gdybyśmy więc wyłączyli niepotrzebne bloki węglowe w słoneczne niedzielne popołudnie, mogłyby one nie być gotowe do przejęcia generacyjnej pałeczki po zmroku, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną osiąga najwyższe poziomy. Proces wyłączania i ponownego uruchamiania jest także kosztowny, gdyż prowadzi do większego zużycia turbin i spalania drogiego paliwa rozruchowego. Może więc się okazać, że kilka godzin pracy takich bloków opłaca się nawet przy wynagrodzeniu niższym od rzeczywistego kosztu produkcji, byle tylko uniknąć kosztu ponownego rozruchu.

Innym powodem, dla którego elektrownie konwencjonalne pracują pomimo niskich cen rynkowych energii elektrycznej, może być kogeneracja w elektrociepłowniach. Podczas produkcji ciepła, np. na potrzeby miejskich systemów ciepłowniczych, prąd jest niejako produktem ubocznym. Dotyczy to przede wszystkim elektrociepłowni w sezonie grzewczym, kiedy średnio dostarczają one do systemu ok. 3 GW mocy elektrycznej (poza sezonem grzewczym dostarczają one tylko ok. 1 GW mocy w związku z grzaniem ciepłej wody użytkowej). Rozwój magazynów ciepła oraz alternatywnych metod jego produkcji (np. pomp ciepła) spowoduje jednak, że wkład kogeneracji do nieelastyczności KSE mocno spadnie.

Ograniczenia elastyczności KSE wynikają jednak nie tylko z ograniczeń technicznych bloków wchodzących w jego skład, ale także z konieczności zapewnienia odpowiednich parametrów pracy systemu jako całości.

System elektroenergetyczny to delikatna maszyna – wykroczenie poza marginesy bezpieczeństwa pociągnęłoby za sobą katastrofalne skutki, takie jak awarie urządzeń czy wręcz wielodniowy blackout. Nawet, gdyby np. elektrownie węglowe można było uruchomić w ciągu kwadransa wraz z zachodzącym słońcem, i tak musielibyśmy utrzymać część z nich w trybie pracy podczas dnia, ponieważ to one utrzymują parametry sieci w odpowiednich ryzach.







Zapewnianie stabilności systemu odbywa się za pomocą tzw. usług systemowych

Jedną z takich usług jest dostarczanie operacyjnej rezerwy mocy czynnej. Bilans generacji i poboru mocy w KSE musi być zachowany w każdej chwili z odpowiednim marginesem bezpieczeństwa, by parametry pracy sieci, takie jak częstotliwość (50 Hz), zostały utrzymane w określonych granicach. Gdy bilans zostaje zakłócony, np. na skutek awarii elektrowni, sieci energetycznej lub dużego odbiorcy (fabryki czy centrum handlowego), system musi się odpowiednio dostosować, zwiększając lub zmniejszając produkcję. Czynnikiem ryzyka jest też produkcja energii z zależnych od pogody OZE. Prognozy pogody nie są przecież nieomyłne, więc produkcja może nagle osiągnąć poziomy niższe lub wyższe od przewidywanych⁵.

W KSE wyróżnia się trzy rodzaje rezerw mocy czynnej: pierwotną, wtórną i zastępczą (tabela 1), przy czym to te dwie pierwsze wartości mają największy wpływ na pracę systemu. Obecnie jedynie jednostki konwencjonalne na węgiel i gaz (konkretnie Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane – JWCD) dostarczają rezerwy pierwotnej i wtórnej, choć taką techniczną możliwość miałyby także elektrownie szczytowo-pompowe (Forum Energii, 2023b; KPRM, 2021).

Wymóg dostarczania rezerwy pierwotnej i rezerwy wtórnej przez elektrownie JWCD, w połączeniu z ich wysokimi minimami technicznymi powoduje, że duża liczba bloków musi działać ze stosunkowo wysokim obciążeniem, nawet gdy w systemie są dostępne tańsze i czystsze odnawialne źródła energii.

TABELA 1. RODZAJE REZERW MOCY CZYNNEJ W KSE

Rodzaj rezerwy	Zapotrzebowanie	Czas aktywacji
PIERWOTNA (FCR – <i>Frequency Containment Reserve</i>)	 Około 170 MW w górę i w dół	 30 sekund
WTÓRNA (FRR – <i>Frequency Restoration Reserve</i>)	 Około 500 MW w górę i w dół	 5 minut
ZASTĘPCZA (RR – <i>Replacement Reserve</i>)	 9% chwilowego zapotrzebowania na moc pomniejszone o rezerwę pierwotną i wtórną – ok. 1300 MW w górę	 30 minut

Źródła: PSE, 2022; ENTSO-E, 2022a.

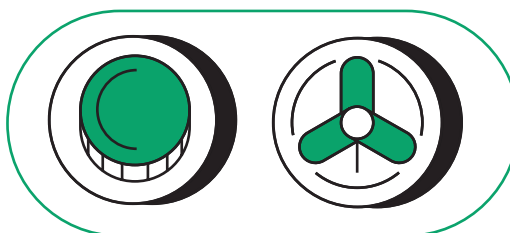
⁵ Warto zaznaczyć, że wymagany poziom rezerwy mocy powinien być zwiększany w momentach dużego udziału zależnych od pogody źródeł odnawialnych – uwzględnia to już nowa propozycja warunków bilansowania przedstawiona przez PSE (PSE, 2023).

Skalę koniecznej nadmiarowej produkcji energii ilustruje opisany przykład. Załóżmy, że jeden blok konwencjonalny o mocy 200 MW i minimum technicznym 45% może dostarczyć w wymaganym czasie rezerwę mocy pierwotnej i wtórnej w wysokości 5% własnej mocy osiągalnej⁶. Oznacza to, że taki blok dostarcza 10 MW rezerwy (w górę i dół), pracując na 50% swoich możliwości (gdyby zszedł jeszcze niżej, do minimum technicznego, nie miałby możliwości dalszego zmniejszenia produkcji). Blok generuje wtedy moc 100 MW. By wypełnić sumaryczne zapotrzebowanie na rezerwę w wysokości 670 MW, potrzeba zatem 67 bloków 200 MW (lub odpowiednio mniejszej liczby bloków o większej mocy) generujących w sumie 6,7 GW mocy. Oczywiście w KSE pracują bloki o różnych minimach technicznych, przez co wartość 6,7 GW mocy, która musi być zawsze dostarczana przez konwencjonalne elektrownie JWCD, jest tylko poglądoma.



Opisany przykład sugeruje, że zapotrzebowanie na rezerwę mocy czynnej może być głównym powodem, dla którego poziom produkcji konwencjonalnej KSE nie spada poniżej 8 GW.

Taka zależność została bezpośrednio przedstawiona w analizie niemieckiego systemu elektroenergetycznego, który również boryka się z problemem wymuszonego poziomu pracy elektrowni konwencjonalnych w podstawie. Według niemieckiego regulatora rynku energii elektrycznej, to właśnie zapotrzebowanie na rezerwę mocy czynnej (inaczej: regulację częstotliwościową) było głównym (poza zapotrzebowaniem na ciepło produkowane w skojarzeniu z energią elektryczną) powodem pracy elektrowni konwencjonalnych nawet w momentach ujemnych cen energii (Bundesnetzagentur, 2021).



⁶ Jest to optymistyczne założenie, jeśli chodzi o rezerwę pierwotną – 5% to ok. dwa razy więcej niż technicznie osiągalny przyrost mocy elektrowni konwencjonalnych w ciągu 30 sekund, czyli czasu aktywacji rezerwy pierwotnej. Jednocześnie 5% mocy osiągalnej to przedział mocy udostępniany operatorowi przez elektrownie na potrzeby rezerwy wtórnej (PSE, 2022), choć wymóg aktywacji rezerwy w ciągu 5 minut pozwoliłby na zaoferowanie nawet do ok. 25% mocy osiągalnej jako rezerwy wtórnej.

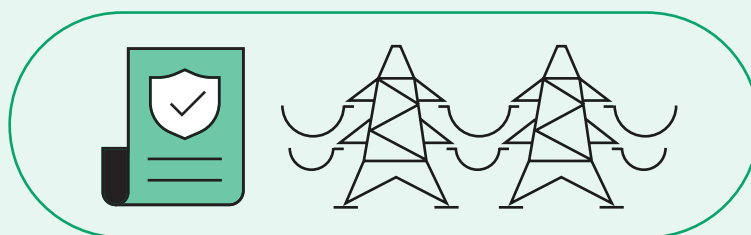
4. Modelowanie nieelastyczności KSE w PyPSA-PL

Co to jest PyPSA-PL?

Analizy ilościowe przeprowadzamy przy użyciu autorskiego modelu KSE zbudowanego przy użyciu biblioteki PyPSA (Brown i in., 2018). Wersja 2.0 naszego modelu PyPSA-PL pozwoliła na identyfikację i analizę optymalnych kosztowo scenariuszy rozwoju i funkcjonowania polskich mocy wytwórczych do roku 2030 (Kubiczek i Smoleń, 2023).

Przeprowadzane przez nas symulacje działania KSE opierają się na autorsko opracowanym zestawie założeń dotyczących zapotrzebowania na energię elektryczną, warunków pogodowych, kosztów inwestycyjnych i operacyjnych (w tym cen paliw i uprawnień do emisji), a także możliwościach transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Nowe funkcjonalności przedstawione w tej publikacji będą zawarte w wersji 2.1 modelu PyPSA-PL, która zostanie publicznie udostępniona, podobnie jak poprzednia wersja (Kubiczek, 2023).

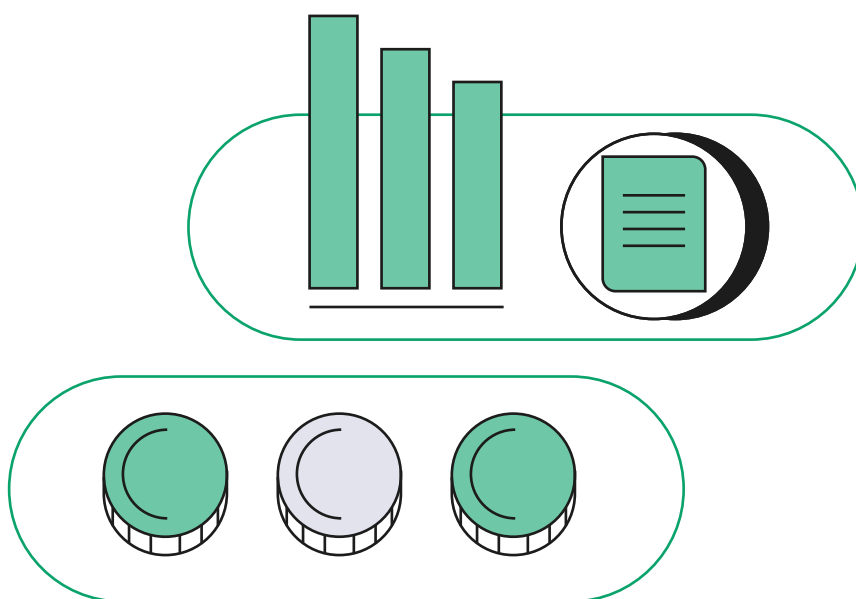


Do tej pory jedynymi ograniczeniami elastyczności OZE, uwzględnianymi w modelu PyPSA-PL, była wymuszona praca elektrociepłowni węglowych i gazowych oraz zastępcza rezerwa operacyjna mocy wynosząca 9% zapotrzebowania.

Na potrzeby obecnej analizy zaimplementowaliśmy w PyPSA-PL dodatkowe funkcjonalności:



- ograniczoną elastyczność bloków elektrowni na węgiel, gaz ziemny i biomasę drzewną (z których większość to JWCD): niezerowe koszty ich uruchamiania i wygaszania, minimalny czas w stanie uruchomionym i wygaszonym oraz minimalny poziom obciążenia w stanie uruchomionym,
- wymóg dotyczący rezerwy pierwotnej mocy, a więc zdolności systemu do zwiększenia lub zmniejszenia mocy czynnych elektrowni konwencjonalnych (JWCD) w ciągu 30 sekund, o wartość odpowiadającą sumie 0,9% bieżącej mocy w całym systemie oraz 1% bieżącej mocy osiągananej przez elektrownie wiatrowe i słoneczne⁷.

W tym ćwiczeniu traktujemy charakterystykę techniczną pracy elektrowni konwencjonalnych w sposób uproszczony, rozróżniając parametry tylko pomiędzy blokami na węgiel i biomasę a blokami gazowo-parowymi (CCGT).



⁷ Nie odwzorowujemy więc bezpośrednio wszystkich usług systemowych – skupiamy się tylko na rezerwie pierwotnej. Dodanie np. rezerwy wtórnej nie miałoby jednak już tak dużego wpływu na wynik, gdyż jednostki, których praca jest wymuszona koniecznością dostarczania rezerwy pierwotnej, mogłyby jednocześnie dostarczać rezerwę wtórną.

TABELA 2. PARAMETRY TECHNICZNE BLOKÓW ELEKTROWNI KONWENCJONALNYCH PRZYJĘTE NA POTRZEBY MODELOWANIA PYP-SA-PL

Parametr	Blok elektrowni	
	 Na węgiel lub biomasę drzewną	 Na gaz ziemny (CCGT)
Minimalny poziom obciążenia w stanie uruchomionym	45%	40%
Minimalny czas w stanie uruchomionym lub wygaszonym	6 godzin	2 godziny
Koszt uruchomienia (na jednostkę mocy zainstalowanej)	380 zł/MW	169 zł/MW
Tempo zmiany obciążenia w trakcie uruchamiania lub wygaszania*	17% na godzinę	40% na godzinę
Maksymalne tempo zmiany obciążenia (w górę i w dół) w stanie uruchomionym	4% na minutę	5% na minutę
Maksymalny wkład do rezerwy pierwotnej (jako procent mocy zainstalowanej)	2%	2,5%

Źródło: opracowanie własne Instratu na podstawie (ENTSO-E, 2022b) i własnych założeń.

* Od początku procesu uruchomienia do momentu synchronizacji z siecią blok ma zerową moc. Nasze założenie opisuje proces uruchamiania w sposób przybliżony, zakładając, że blok może pracować z niewielką mocą już od samego początku.

Modelowanie przeprowadzamy dla dwóch scenariuszy mocy zainstalowanej w KSE w 2030 r.: **bazowego i ambitnego**. Poziom mocy OZE w scenariuszu bazowym inspirowany jest ostatnią propozycją Ministerstwa Klimatu i Środowiska dotyczącą aktualizacji *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* (MKiŚ, 2023). Moce OZE w scenariuszu ambitnym odpowiadają natomiast scenariuszowi wysokich ambicji zaprezentowanemu w naszym raporcie *Polski nie stać na średnie ambicje* z marca 2023 r. (Kubiczek i Smoleń, 2023).

Poza mocą OZE, scenariusze różnią się też mocą elektrowni na gaz ziemny. Scenariusz ambitny zakłada, że do 2030 r. powstanie siedem nowych bloków gazowo-parowych o łącznej mocy 3,8 GW. Scenariusz bazowy (w którym zapotrzebowanie na uzupełnienie OZE w bilansowaniu systemu jest większe) zakłada natomiast powstanie dziesięciu nowych bloków o łącznej mocy 5,9 GW.

TABELA 3. SCENARIUSZE MOCY ZAINSTALOWANEJ BRUTTO W KSE W 2030 R.

Technologia	Moc zainstalowana w 2030 r. (GW)	
	Scenariusz bazowy	Scenariusz ambitny
 PV – gruntowe	 11,4	 13,9
 PV – dach	 15,6	 23,3
 Wiatr – ląd	 14	 21,6
 Wiatr – morze	 5,9	 5,9
 Gaz ziemny	 9,8	 7,7
 Węgiel kamienny	 15,9	 15,9
 Węgiel brunatny	 5,2	 5,2
 Inne OZE	 2,7	 2,7
 Inne nie-OZE	0,2	0,2
 Woda – ESP	 4,4	 4,4
 Baterie	 1,7	 1,7
 Interkonektory	 6,4	 6,4

Źródło: opracowanie własne na podstawie: MKiŚ, 2023; Kubiczek i Smoleń, 2023.

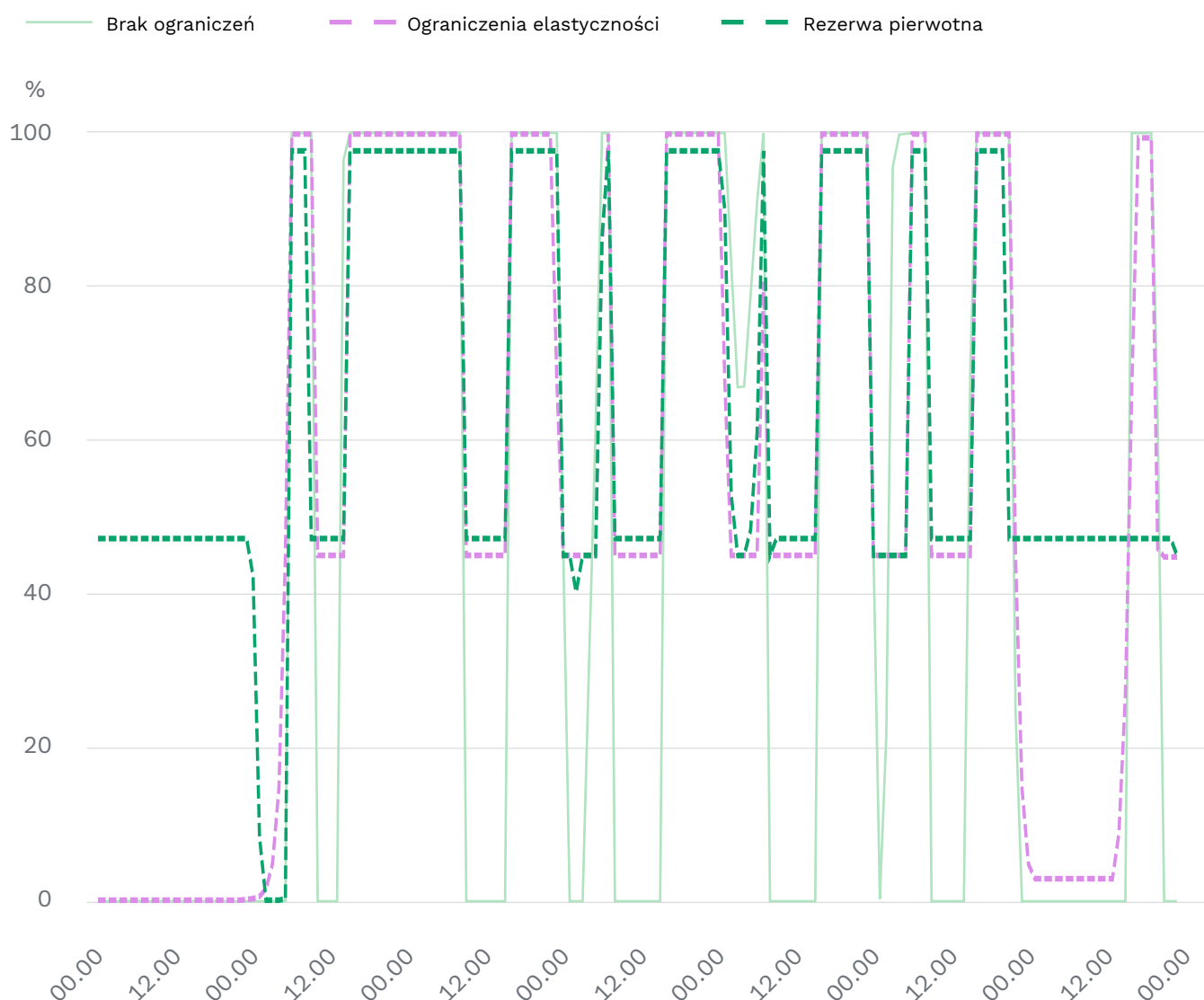
4.1. Wynik – praca bloków

Wpływ dodatkowych ograniczeń na typowy profil pracy bloku węglowego w scenariuszu bazowym (będący wynikiem optymalizacji PyPSA-PL przy celu minimalizacji rocznych kosztów operacyjnych) przedstawiony został na wykresie 3.

WYKRES 3. OGRANICZENIA TECHNICZNE MAJĄ WPŁYW NA PROFIL PRACY DUŻYCH BLOKÓW KONWENCJONALNYCH

Profil obciążenia wybranego bloku węglowego w 2030 r.

Wariant ograniczeń



Źródło: opracowanie własne Fundacji Instraat na podstawie modelowania PyPSA-PL (scenariusz bazowy mocy zainstalowanych).

• **Ograniczenia elastyczności** to niezerowe koszty uruchamiania i wygaszania, minimalny czas w stanie uruchomionym i wygaszonym oraz minimalny poziom obciążenia w stanie uruchomionym dla bloków na gaz ziemny, węgiel oraz biomasę drzewną. Są one zaimplementowane w PyPSA-PL w sposób przybliżony. • W wariantcie ograniczeń związanych z **rezerwą pierwotną** (FCR) założono, że tylko bloki JWCD na węgiel i gaz ziemny mogą dostarczać rezerwę, co wymusza ich nadmiarową pracę. Warunek minimalnego poziomu obciążenia umożliwiającego dostarczenie rezerwy jest zaimplementowany w sposób przybliżony.

W wariancie zakładającym brak dodatkowych ograniczeń profil obciążenia bloku węglowego charakteryzuje się częstymi włączeniami i wyłączeniami oraz dużymi godzinowymi zmianami obciążenia (od 0 do 100% w ciągu godziny). W rzeczywistości żadna elektrownia węglowa nie może pracować w takim trybie z przyczyn technicznych.

Profil pracy w wariancie z ograniczeniami elastyczności bloku jest dużo bardziej realistyczny – procesy uruchamiania i wygaszania są wydłużone w czasie. Są one również dużo rzadsze, co często skutkuje wymuszoną pracą w minimum technicznym (45%). W dalszym ciągu zdarzają się jednak pełne wyłączenia – blok wyłącza się przed północą i wraca do sieci dopiero po południu.

Natomiast po wprowadzeniu wymogów dotyczących rezerwy pierwotnej mocy w całym systemie, blok działa niemal przez cały czas, pomimo że często sprzedaje energię poniżej ponoszonych kosztów. To praca w wymuszeniu, wynikająca z potrzeby stabilizacji całego systemu. Minimum pracy bloku w tym wariancie jest również podwyższone (o ok. 2 punkty procentowe), by miał on przestrzeń do dostarczenia rezerwy w dół.

Oczywiście, przedstawione profile również nie są w pełni realistyczne⁸ i nie spełniają ściśle narzuconych warunków. Jest to wynikiem ich przybliżonej implementacji w modelu PyPSA-PL. Ścisła implementacja zmieniałaby matematyczny charakter modelu optymalizacyjnego, drastycznie zwiększając zapotrzebowanie na moc obliczeniową⁹. Jednakowoż, przeprowadzona przez nas jakościowa analiza wyników profili obciążenia sugeruje, że oczekiwane ograniczenia zostały w dużej mierze prawidłowo odzwierciedlone.

4.2. Wynik – miks produkcji energii elektrycznej

Nieco nieoczekiwanie, nasze wyniki sugerują, że **ograniczona elastyczność pracy bloków praktycznie nie ma wpływu na miks produkcji energii elektrycznej**. W obu scenariuszach produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego jest większa tylko o ok. 0,5 TWh, przy delikatnym spadku produkcji z węgla (0,1–0,3 TWh). Wpływ na produkcję OZE jest jeszcze mniejszy – jej redukcja jest praktycznie niezauważalna. Jest to spowodowane faktem, że nie tylko właściwości pojedynczych bloków, ale także ich liczba, determinują elastyczność systemu. Przykładowo, nawet jeśli w danej chwili jeden

⁸ Nie uwzględniamy również zmiennej sprawności bloków – praca na minimum czy maksimum technicznym oznacza nieoptymalne wykorzystanie paliwa. Uwzględnienie tego elementu drastycznie zwiększa jednak zapotrzebowanie na moc obliczeniową, w niewielkim stopniu wpływając na całokształt miksu elektroenergetycznego.

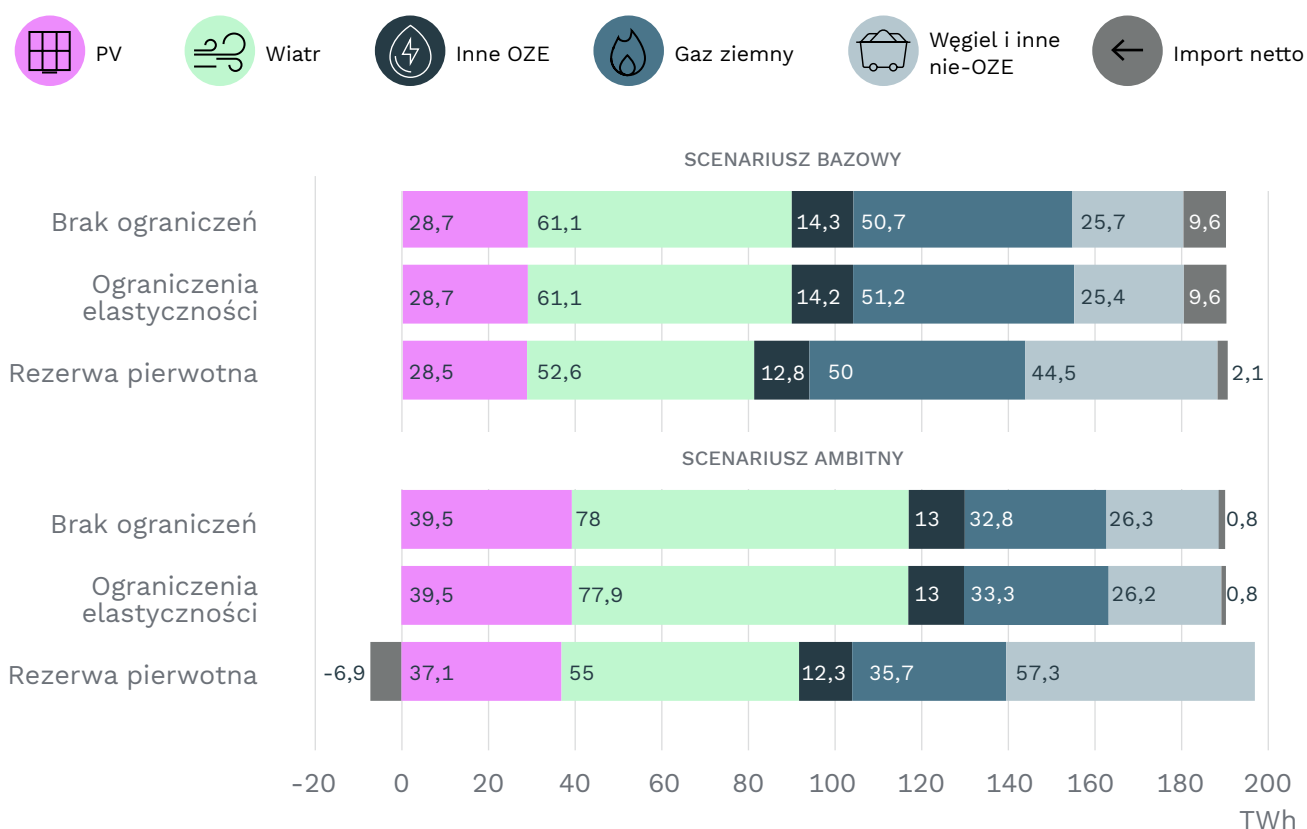
⁹ Konkretnie, wprowadzenie ścisłych więzów uwzględniających dwa stany, w których może znajdować się blok: włączony i wyłączony (tzw. *unit commitment*) zmienia charakter problemu optymalizacyjnego z LP (*Linear Programming*) na MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*). Na potrzeby naszej analizy korzystamy ze zlinearyzowanych więzów *unit commitment*, które są dostępne w bibliotece PyPSA od wersji 0.23.0. Warunek pracy, co najmniej na poziomie minimum technicznego, by dostarczać rezerwę mocy, został również zaimplementowany w sposób liniowy.

blok musi pracować w sposób wymuszony w minimum technicznym, często znajdzie się drugi blok, który może zredukować swoją moc, utrzymując całkowitą produkcję konwencjonalną na poziomie wariantu bez ograniczonej elastyczności bloków.

Zmniejszona elastyczność bloków konwencjonalnych przekłada się również na zwiększone wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowych i bateryjnych magazynów energii. Mogą one stanowić krótkoterminowy substytut dla pracy nieelastycznych bloków, nawet mimo strat na konwersji energii¹⁰.

WYKRES 4. OGRANICZENIA ZWIĄZANE Z WYMOGIEM DOSTARCZANIA PIERWOTNEJ REZERWY MOCY PRZEZ JWCD MOGĄ MIEĆ DUŻO WIĘKSZY WPŁYW NA MIKS PRODUKCJI NIŻ OGRANICZENIA ELASTYCZNOŚCI BLOKÓW KONWENCJONALNYCH

Miks krajowej produkcji energii elektrycznej netto w 2030 r. (TWh)



Źródło: opracowanie własne Fundacji Instrat na podstawie modelowania PyPSA-PL. • Ograniczenia elastyczności to niezerowe koszty uruchamiania i wygaszania, minimalny czas w stanie uruchomionym i wygaszonym oraz minimalny poziom obciążenia w stanie uruchomionym dla bloków na gaz ziemny, węgiel oraz biomasę drzewną. **Ograniczenia elastyczności** nie są zastosowane do elektrowni w krajach ościennych, dlatego profile importu i eksportu energii elektrycznej są ustalone na podstawie wariantu bez ograniczeń, by uniknąć zawyżenia elastyczności wynikającej z wymiany handlowej. • W wariantcie ograniczeń związanych z **rezerwą pierwotną** (FCR) założono, że tylko bloki JWCD na węgiel i gaz ziemny mogą dostarczać rezerwę w wysokości 0,9% zapotrzebowania na moc plus 1% produkcji z wiatru i słońca. • Założono 189,4 TWh zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 r.

¹⁰ Oczywiście, zarządzanie systemem elektroenergetycznym w tak optymalny sposób, w jaki robi to model PyPSA-PL, będzie w praktyce niemożliwe, chociażby ze względu na ograniczoną zdolność operatora do prognozowania zapotrzebowania na moc i produkcji z OZE. Z tego powodu wpływ ograniczonej elastyczności bloków na miks produkcji może być w rzeczywistości większy niż ten wynikający z naszych symulacji.

Miks produkcji energii elektrycznej po wprowadzeniu wymogu rezerwy pierwotnej dostarczanej przez JWCD jest już jednak znacząco odmienny od wariantu wyjściowego (bez dodatkowych ograniczeń).

W scenariuszu bazowym średni *baseload* elektrowni konwencjonalnych, wynikający z zapotrzebowania na rezerwę pierwotną, to 3,3 GW bloków na gaz i 3,2 GW bloków na węgiel. W scenariuszu ambitnym są to odpowiednio 2,5 GW (gaz) i 4,3 GW (węgiel)¹¹. Do tego dochodzi praca wymuszona elektrociepłowni konwencjonalnych, która w naszym modelu praktycznie nigdy nie spada poniżej 1 GW. Przy średnim poborze mocy w KSE w 2030 r. wynoszącym 24 GW (uwzględniającym eksport i pobór magazynów energii) oznacza to, że w danej godzinie źródła energii inne niż gaz ziemny i węgiel, mogą dostarczać nie więcej niż ok. 70% zapotrzebowania na moc. To zdecydowanie za mało, by utrzymać wynik 68% udziału OZE w wypełnianiu rocznego krajowego zapotrzebowania (wynik dla scenariusza ambitnego bez zastosowania dodatkowych ograniczeń). W tym wariantcie udział OZE w generacji spada do 55%. Nawet w scenariuszu bazowym, średnio ambitny wynik ok. 55% udziału OZE, spada do 50%.

W praktyce ograniczenie na chwilowy udział OZE ze względu na wymóg konwencjonalnego *baseload* będzie jeszcze większe, gdyż w tej analizie nie uwzględniliśmy zapotrzebowania na rezerwę wtórną i zastępczą.

Z drugiej strony, nasze scenariusze zakładają ustalony poziom mocy zainstalowanej. Gdyby inwestycje w moce gazowe były przedmiotem optymalizacji uwzględniającej nowe ograniczenia, powstałoby ich więcej. Przy naszych założeniach cenowych¹² gaz ziemny jest tańszym źródłem energii niż węgiel, a w dodatku elektrownie gazowe mogą dostarczyć więcej rezerwy przy mniejszym minimum technicznym. Nieoptymalny miks mocy zainstalowanych może zatem zawyżać dodatkowe koszty działania systemu wynikające z jego nieelastyczności. Dlatego, by oszacować te koszty, skorzystamy z uproszczonej, ale prawdopodobnie bardziej miarodajnej metodologii opartej na tzw. wskaźniku SNSP (*System Non-Synchronous Penetration*), która nie uwzględnia w sposób szczegółowy charakterystyk pracy poszczególnych jednostek wytwórczych (patrz dalej).

¹¹ Ta proporcja wynika z niższej mocy zainstalowanej bloków gazowych w scenariuszu ambitnym przyjętym na potrzeby tej analizy (tabela 3).

¹² Zbieżnych z założeniami zawartymi w raporcie *Polski nie stać na średnie ambicje* (Kubiczek i Smoleń, 2023).

5. Finansowe skutki ograniczeń niesynchronicznych źródeł energii

Jak przedstawiliśmy, wymóg rezerwy mocy czynnej może mieć duży wpływ na optymalny miks produkcji KSE. Nie można jednak pomijać, innych niż regulacja częstotliwościowa, usług pełnionych przez elektrownie konwencjonalne. Szczególnym wyzwaniem dla systemu będzie większy udział w produkcji energii elektrycznej źródeł niesynchronicznych, takich jak elektrownie wiatrowe i słoneczne.

Testowanie i wdrażanie odpowiednich rozwiązań technicznych, umożliwiających wzrost udziału tych źródeł, będzie wymagało czasu. Przez to, w perspektywie co najmniej kilku lat, działanie KSE bez udziału źródeł synchronicznych (tj. elektrowni konwencjonalnych) nie będzie możliwe.

Usługi systemowe

Do usług systemowych, innych niż regulacja częstotliwościowa (tj. rezerwa mocy czynnej), zaliczają się:

- regulacja napięciowa, czyli regulacja mocy biernej,
- zapewnienie stabilności kątowej, czyli utrzymanie systemu w stanie synchronicznym,
- dostarczanie prądu zwarciovego umożliwiającego odpowiednio szybkie wykrycie i reakcję na awarię komponentów sieci,
- inercja spowalniająca zmiany parametrów sieci powstałe wskutek zaburzeń częstotliwości.

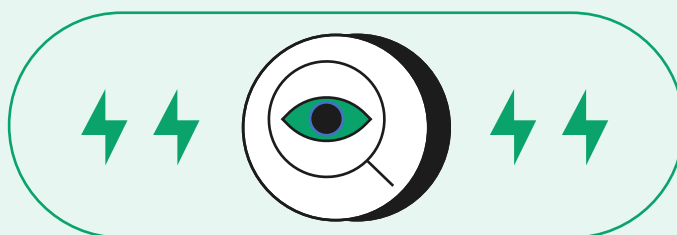
Usługi systemowe obecnie dostarczane są do systemu jako inherentne właściwości pracy elektrowni konwencjonalnych, a nie jako osobno wynagradzane usługi (EU-SysFlex, 2022). Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród europejskich operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych sugerują, że największym wyzwaniem dla systemów elektroenergetycznych z dużym udziałem OZE będzie spadek inercji (ENTSO-E, 2020).

Źródłem inercji systemów elektroenergetycznych opartych na konwencjonalnych elektrowniach jest wirująca masa turbin generujących energię elektryczną. W przypadku nieoczekiwanych sytuacji w sieci (tj. nieplanowanych nagłych wyłączeń jednostek wytwórczych lub linii przesyłowych, skokowych wzrostów lub spadków poboru) obecność tej wirującej masy sprawia, że tempo zmian częstotliwości jest ograniczone.

Innymi słowy, wirująca masa daje pewien bufor bezpieczeństwa operatorowi sieci przesyłowej w postaci czasu na aktywację rezerwy mocy. Ma to na celu przywrócenie równowagi między produkcją a poborem energii elektrycznej.

Oparte na inwerterach (falownikach) źródła energii, takie jak elektrownie wiatrowe i słoneczne (a także bateryjne magazyny czy międzysystemowe konektory na prądzie stałym), nie posiadają wirującej masy. W systemach elektroenergetycznych z dużym udziałem tych tzw. niesynchronicznych źródeł, operator ma zatem mniej czasu na reakcję na nieprzewidziane awarie w systemie.

Stanowi to wyzwanie technologiczne, które jest jednak możliwe do rozwiązania poprzez zastosowanie tzw. wirtualnej inercji. Jest to rodzaj bardzo szybkiej rezerwy mocy (szybszej niż rezerwa pierwotna), która może być zapewniana np. przez magazyny bateryjne.



Identyfikacja konkretnego zapotrzebowania na inne niż rezerwa mocy czynnej usługi systemowe, to zadanie niemożliwe do zrealizowania bez szczegółowych danych o KSE, które posiadają tylko operatorzy sieci. Z tego powodu konieczność działania w systemie źródeł synchronicznych będziemy reprezentować syntetycznie, **jako maksymalny procentowy udział źródeł niesynchronicznych w chwilowym miksie generacji energii elektrycznej w każdej godzinie w roku**, czyli tzw. osiągalną maksymalną wartość SNSP (*System Non-Synchronous Penetration*). Wartość ta oznacza w przybliżeniu, jak duży procent energii elektrycznej z wiatru, słońca i importu¹³ możemy bezpiecznie osiągnąć w każdej godzinie w roku.

Metodologia obliczania i wykorzystania metryki SNSP do oceny możliwości zwiększenia udziału zależnych od pogody odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym została stworzona przez irlandzkich operatorów sieci przesyłowej (EirGrid, 2018). Jej zaletą jest transparentność i sprowadzenie złożonych technicznych zagadnień do jednego wskaźnika, który może zostać wykorzystany podczas formułowania generalnych celów strategicznych w obszarze rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Polski operator sieci przesyłowej (PSE) nie wyznacza maksymalnych bezpiecznych dla KSE poziomów SNSP, więc założenie, że istnieje jedna maksymalna wartość SNSP jest tylko przybliżeniem. Historycznie najwyższa wartość parametru SNSP w KSE to ok. 62% w dzień roboczy (10 maja 2023 r.) i ok. 52% w dzień wolny od pracy (23 kwietnia 2023 r.). Na potrzeby tej analizy przyjmujemy, że te rekordowe wartości wyznaczają, ile mocy ze źródeł niesynchronicznych KSE jest obecnie w stanie przyjąć. Zakładamy, że maksymalny osiągalny poziom SNSP zawiera się w przedziale 55–60%¹⁴.

5.1. Wynik – niewykorzystana energia OZE i dodatkowe koszty

Gdyby maksymalny poziom SNSP w KSE utrzymał się w 2030 r. na podobnym poziomie co obecnie, oznaczałoby to, że w scenariuszu bazowym 6–9% energii OZE zostałyby niewykorzystane. W scenariuszu ambitnym byłoby to natomiast aż 17–20%. Warto podkreślić, że nawet w przypadku braku ograniczeń na udział źródeł niesynchronicznych, pewien procent energii OZE jest niewykorzystany (w przypadku scenariusza ambitnego jest to ok. 4%)¹⁵.

¹³ Import energii elektrycznej przez interkonektory na prądzie stałym jest traktowany jako źródło niesynchroniczne. Interkonektory na prądzie zmiennym są traktowane jako źródło niesynchronicznie tylko częściowo, do poziomu maksymalnej dozwolonej wartości SNSP.

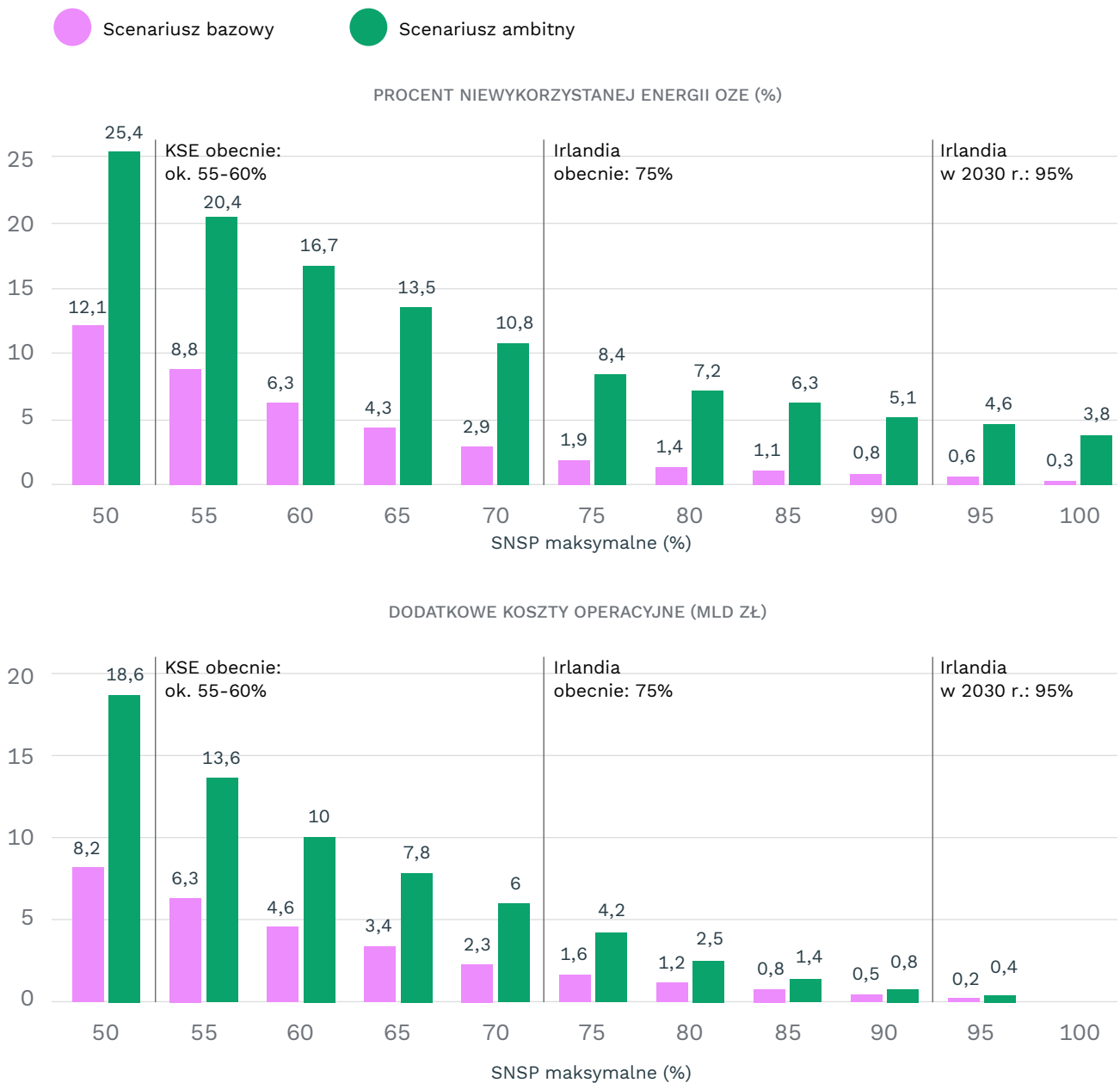
¹⁴ Maksymalny poziom SNSP może zależeć od chwilowego obciążenia systemu – założony przez nas przedział to przedział średniego maksymalnego poziomu SNSP.

¹⁵ Procent ten zależy od transgranicznych mocy przesyłowych, które można wykorzystać do eksportu nadmiaru produkcji OZE, oraz (w mniejszym stopniu) od mocy i pojemności krótko- i średnioterminowych magazynów energii (baterie, ESP). W rozważanych scenariuszach nie ma możliwości długoterminowego magazynowania energii, np. w formie wodoru generowanego w procesie elektrolizy.

Dzieje się to w chwilach, w których możliwa produkcja z OZE przekracza krajowe zapotrzebowanie i możliwość eksportu, przy zachowaniu wcześniej zaimplementowanych ograniczeń dotyczących m.in. pracy elektrociepłowni.

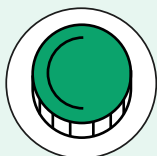
WYKRES 5. PODWYŻSZANIE TECHNICZNIE MOŻLIWEGO CHWILOWEGO UDZIAŁU ŹRÓDEŁ NIESYNCHRONICZNYCH W KSE TO MNIJ SZMARNOWANEJ ENERGII OZE I WIĘCEJ OSZCZĘDNOŚCI NA KOSZTACH OPERACYJNYCH

Niewykorzystana energia OZE (*curtailment*) i dodatkowe koszty operacyjne produkcji energii elektrycznej w 2030 r. wynikające z mniejszego niż 100% technicznie możliwego udziału źródeł niesynchronicznych w KSE



Źródło: opracowanie własne Fundacji Instraat na podstawie modelowania PyPSA-PL. • Koszty operacyjne obejmują koszty paliw, koszty opłat za emisje CO₂ oraz inne koszty zmienne produkcji energii elektrycznej, a także saldo wydatków na import i wpływów z eksportu energii elektrycznej. • **Dodatkowe koszty operacyjne** to różnica kosztów operacyjnych pomiędzy wariantem mniejszego niż 100% maksymalnego SNSP a wariantem bez ograniczeń. Koszty operacyjne bez ograniczenia na SNSP maksymalne to 51,5 mld zł dla scenariusza bazowego i 40,5 mld zł dla scenariusza ambitnego. • **SNSP** (System Non-Synchronous Penetration) to ułamek całkowitej chwilowej produkcji energii elektrycznej pochodzący ze źródeł niesynchronicznych (PV, wiatr, baterie, interkonektory na prąd stały).

Utrzymanie obecnego poziomu ograniczeń dotyczących chwilowego udziału źródeł niesynchronicznych, przy dalszym dynamicznym rozwoju OZE, przekłada się na straty finansowe.

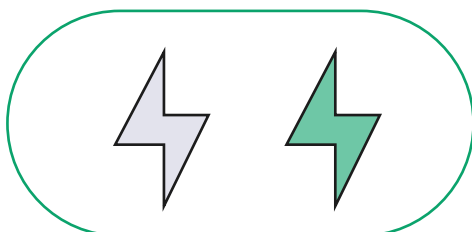
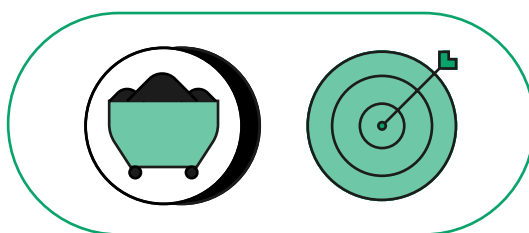


Dodatkowe koszty paliw, opłaty za emisje CO₂ i inne koszty zmienne, a także straty na saldzie handlu energią elektryczną wynoszą 5–6 mld zł w scenariuszu bazowym i aż 10–14 mld zł w scenariuszu ambitnym.

Straty wynikające z ograniczonej elastyczności rosną w scenariuszu ambitnego rozwoju OZE, choć w dalszym ciągu przekłada się on na niższe koszty zaopatrzenia kraju w energię elektryczną w porównaniu do ścieżki bazowej, zakładającej bardziej ograniczony rozwój OZE.

Dobra wiadomość jest taka, że zależność dodatkowych kosztów i SNSP maksymalnego jest nieliniowa. Oznacza to, że zwiększenie SNSP maksymalnego powyżej poziomu 80–85% przynosi już stosunkową małą redukcję dodatkowych kosztów operacyjnych.

Innymi słowy, wystarczy by KSE mógł w 2030 r. w sposób stabilny **działać przy udziale 80–85% źródeł niesynchronicznych, by w satysfakcjonującym stopniu wykorzystać skalę oszczędności**, jakie oferuje rozwój OZE.



6. Jak zwiększyć udział OZE?

Niniejsza analiza pokazała, że zmniejszanie ograniczeń technicznych na udział OZE w miksie produkcji energii elektrycznej przynosi wymierne systemowe korzyści finansowe.



W zależności od scenariusza rozwoju OZE, możliwe oszczędności wynikające z podwyższenia SNSP maksymalnego z obecnych 55–60% do 80–85% w 2030 r. to 5–10 mld zł. Odpowiada to średniej oszczędności 25–50 zł na każdej skonsumowanej w KSE megawatogodzinie energii elektrycznej.

Warto takie działania podjąć, gdyż skala oszczędności jest duża i odpowiada w przybliżeniu rocznym inwestycjom w sieci dystrybucyjne w Polsce.

Operator sieci przesyłowej (we współpracy z operatorami sieci dystrybucyjnych) powinien zatem podejmować działania, które pozwolą na utrzymanie stabilnej pracy systemu również w sytuacji dużego chwilowego udziału niesynchronicznych źródeł inwerterowych.

Do działań takich należy przede wszystkim zaliczyć rozwój systemów wirtualnej inercji opartych o ultraszybką zautomatyzowaną odpowiedź pracy bateryjnych magazynów energii na niestabilności w sieci. Dzięki rozwojowi baterii będziemy mogli wyłączać więcej bloków węglowych w słoneczne i wietrzne godziny. Operator powinien również umożliwić wykonywanie usług systemowych instalacjom OZE, gdyż wiele z nich ma ku temu techniczne możliwości.

W ramach działań zmierzających do redukcji ograniczeń, wynikających z charakterystyk pracy jednostek konwencjonalnych, operator powinien doceniać zalety źródeł o wysokiej elastyczności. Należą do nich elektrownie gazowo-parowe (które już istnieją w systemie) lub bardziej elastyczne szczytowe źródła o szybkim czasie uruchamiania, takie jak elektrownie OCGT czy silniki tłokowe (których jest bardzo niewiele)¹⁶.

¹⁶ O tych i o innych rozwiązaniach wpływających na wzrost elastyczności KSE pisało w 2019 r. szerzej Forum Energii w raporcie *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego* (Forum Energii, 2019).



Jak pokazuje jednak nasza analiza, priorytetem musi być odejście od modelu, w którym usługi systemowe dostarczane są tylko przez konwencjonalne elektrownie ciepłne.

Polski regulator sektora energetycznego (URE), podobnie jak niemiecki regulator, powinien przeprowadzić badanie mające na celu identyfikację konkretnych technicznych powodów dla konieczności pracy w podstawie elektrowni konwencjonalnych. Takie działania byłoby ważnym krokiem w kierunku jej redukcji.

Dobrym przykładem mogą być działania podjęte przez operatorów sieci przesyłowej w Irlandii, gdzie w przeszłości pojawiały się problemy związane z niskim poziomem inercji na skutek dużego udziału energii z wiatru w miksie produkcji. W 2011 r. ustanowiono ograniczenie na chwilowy udział źródeł niesynchronicznych (SNSP) na poziomie 50%, po czym ten limit sukcesywnie podnoszono. Obecnie wynosi on 75%, a w 2030 r. ma wynieść 95% (EirGrid, 2022).

Jest to osiągnięcie na tyle istotne, że Irlandia, jako wyspa, jest niezależnym systemem elektroenergetycznym niesynchronizowanym ani z Wielką Brytanią, ani z kontynentalną Europą. Jej system nie może zatem liczyć na dodatkową stabilizację wynikającą z połączenia z większym systemem (Gaffney i in., 2019).

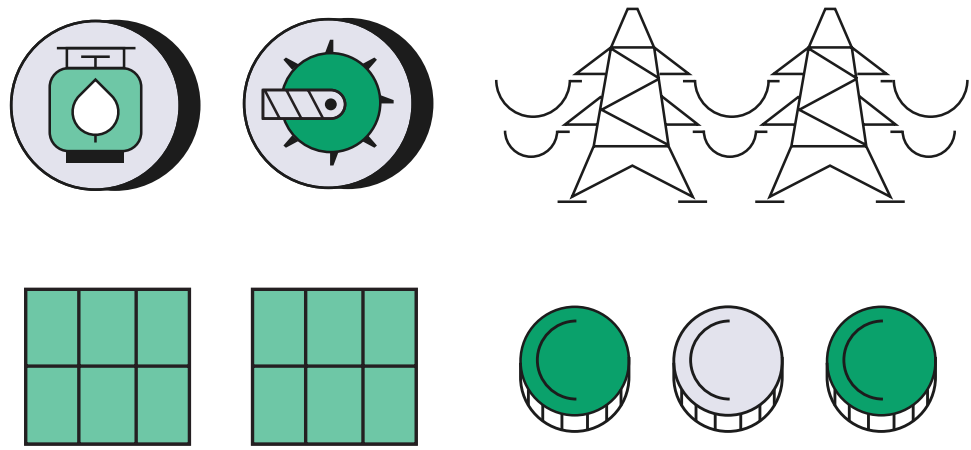
Polska jest częścią kontynentalnego systemu elektroenergetycznego, ale musi się też przygotować na coraz większą obecność importu energii generowanej przez źródła niesynchroniczne w krajach ościennych. Z tej perspektywy zaproponowany w niniejszej pracy poziom 80–85% maksymalnego SNSP w Polsce na 2030 r. wydaje się być celem realistycznym, o który warto zabiegać.

7. Większa elastyczność KSE to warunek udanej transformacji energetycznej

W przedstawionej analizie zwróciliśmy uwagę na wyzwania związane z szybkim rozwojem OZE w Polsce. Koszty generowane przez częste wyłączenia jednostek OZE, wynikające z ograniczonej elastyczności KSE, będą rosły ponadproporcjonalnie szybko do rozwoju zainstalowanej mocy OZE. To z kolei spowoduje dodatkowe, choć możliwe do uniknięcia, koszty produkcji energii elektrycznej, które będą odczuwalne przez odbiorców końcowych.

Istnieje również ryzyko, że nadmierowe wyłączenia elektrowni słonecznych i wiatrowych zniechęcą inwestorów i spowolnią rozwój tych źródeł (albo przełożą się na wyższe faktyczne koszty energii w ramach kontraktów różnicowych). Utrudni to Polsce spełnienie jej zobowiązań dotyczących ograniczenia emisji CO₂.

Zwiększenie elastyczności KSE jest zatem już teraz koniecznym warunkiem udanej transformacji energetycznej.



Bibliografia

- Brown, T., Hörsch, J., & Schlachtberger, D. (2018). *PyPSA: Python for Power System Analysis*. Journal of Open Research Software, 6(1), 4. <https://doi.org/10.5334/jors.188>.
- Bundesnetzagentur. (2021). *Bericht über die Mindestzeugung 2021*. Bundesnetzagentur. www.bnetza.de/mindesterzeugung.
- EirGrid. (2018). *System Non-Synchronous Penetration. Definition and Formulation*. EirGrid Group. <https://www.eirgrid-group.com/site-files/library/EirGrid/SNSP-Formula-External-Publication.pdf>.
- EirGrid. (2022). *Electricity Grid to Run on 75% Variable Renewable Generation Following Successful Trial*. EirGrid Group. <https://www.eirgridgroup.com/newsroom/electricity-grid-to-run-o/>.
- ENTSO-E. (2020). *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters*. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2022/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf.
- ENTSO-E. (2022a). *ENTSO-E Balancing Report 2022*. https://ee-public-nc-downloads.azureedge.net/strapi-test-assets/strapi-assets/2022_ENTSO_E_Balancing_Report_Web_2bddb9ad4f.pdf.
- ENTSO-E. (2022b). *PEMMDB National Estimates*. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/eraa-downloads/>.
- EU-SysFlex. (2022). *European Flexibility Roadmap*. <https://eu-sysflex.com/eu-sysflex-presents-european-flexibility-roadmap/>.
- Forum Energii. (2019). *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*. Forum Energii. <http://forum-energii.eu/pl/analizy/elastycznoscckse>.
- Forum Energii. (2023a). *Stan zagrożenia marnotrawstwem*. Forum Energii. <https://forum-energii.eu/pl/blog/stan-zagrozenia-marnotrawstwem>.
- Forum Energii. (2023b). *System elektroenergetyczny potrzebuje ciepłownictwa*. Forum Energii. <http://www.forum-energii.eu/pl/analizy/kse-kogeneracja>.
- Gaffney, F., Deane, J. P., Gallachóir, B. P. Ó. (2019). *Reconciling high renewable electricity ambitions with market economics and system operation: Lessons from Ireland's power system*. Energy Strategy Reviews, 26, 100381. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100381>.
- KPRM. (2021). *Rola elektrowni szczytowo-pompowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym: Uwarunkowania i kierunki rozwoju*. Zespół Ekspertki do spraw Budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowych. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów. <https://www.gov.pl/web/premier/komunikat-cir-raport-zespołu-ekspertkiego-ds-budowy-elektrowni-szczytowo-pompowych>.
- Kubiczek, P. (2023). *PyPSA-PL: Optimisation model of the Polish energy system [Python]*. InStrat. <https://github.com/instrat-pl/pypsa-pl>.
- Kubiczek, P., Smoleń, M. (2023). *Polski nie stać na średnie ambicje. Miliardy złotych oszczędności dzięki szybkiemu rozwojowi OZE do 2030 r.* InStrat Policy Paper 03/2023. InStrat. <https://instrat.pl/pypsa-marzec-2023/>.
- MKiŚ. (2023). *Scenariusz 3. Do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040>.
- PSE. (2022). *Sprawozdanie dotyczące bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w latach 2020-2021*. <https://www.pse.pl/documents/20182/fdb1458d-3df3-44d1-9432-4-5218d09250c?safeargs-646f776e6c6f61643d74727565>.
- wnp.pl. (2023). *Zaczynamy wyłączać wiatraki. Elektrownie słoneczne też będą zatrzymywane*. wnp.pl. <https://www.wnp.pl/energetyka/zaczynamy-wylaczac-wiatraki-elektrownie-sloneczne-tez-beda-zatrzymywane,673450.html>.

