

Marnowanie potencjału

Ograniczanie produkcji energii elektrycznej z OZE w
Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.



instrat

Instrat Policy Note 02/2023

Bernard Swoczyna

Warszawa, lipiec 2023

Rekomendujemy cytowanie:

B. Swoczyna, *Marnowanie potencjału. Ograniczanie produkcji energii elektrycznej z OZE w „Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.”*, Instrat Policy Note 02/2023

Treść publikacji dostępna na licencji:

Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0).



Autor:

Bernard Swoczyna

Publikacja dostępna jest do pobrania pod adresem:

www.instrat.pl/marnowanie-potencjalu

Kontakt:

Bernard Swoczyna,
Program Energia i Klimat
bernard.swoczyna@instrat.pl

Dane (arkusz kalkulacyjny) mogą zostać udostępnione na wniosek zainteresowanych osób.

Wszelkie błędy są nasze. Stosuje się zwyczajowe zastrzeżenia.

Projekt okładki:

Bernard Swoczyna i Anna Olczak

Redakcja:

Julia Zaleska

Instrat Policy Note 02/2023

Warszawa, lipiec 2023

ISBN: 978-83-967509-4-5

Publikacja powstała przy wsparciu Europejskiej Fundacji Klimatycznej (ECF).



Fundacja Instrat

ul. Hoża 51

00-681 Warszawa

Spis treści

Kluczowe wnioski i liczby	4
1. Wprowadzenie	5
2. <i>Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.</i>	6
2.1. Aktualizacja PEP2040 – dlaczego ma znaczenie?	6
2.2. Scenariusze mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w PEP2040	6
2.2. Potencjał produkcji OZE	10
2.3. Niewykorzystany potencjał	12
2.5. Porównanie PEP2040 z innymi dokumentami	15
3. Jak ulepszyć politykę energetyczną Polski?	18
4. Podsumowanie	19
5. Bibliografia	22

Kluczowe wnioski i liczby

70 TWh

Tyle energii elektrycznej z OZE (czyli prawie połowa obecnego rocznego zapotrzebowania odbiorców) może być za kilkanaście lat **tracone rocznie** ze względu na brak możliwości wykorzystania tej energii lub skoncentrowanie się państwa na energetyce jądrowej. Szacunki te wynikają z projektu aktualizacji *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* (PEP2040).

40%

To część możliwej produkcji energii z wiatru i słońca, która ma zostać zmarnowana według projektowanego scenariusza PEP2040. Wynika to m.in. z planowanego nieelastycznego funkcjonowania jądrowych elektrowni ciepłych działających blisko pełnej mocy nawet podczas słonecznej i wietrznej pogody.

7051

Tyle godzin ma wynosić średnie roczne wykorzystanie mocy z elektrowni jądrowych w 2040 r. (80,5% roku). W praktyce oznacza to, że każda z nich ma pracować niemal cały czas na pełnej mocy, bez względu na to, czy jest to potrzebne. Rządowi planiści, przygotowując nowy scenariusz, wyszli z założenia, że elektrownie jądrowe będą wynagradzane za produkcję prądu również wtedy, gdy nie będzie na niego zapotrzebowania i przyjęcie go będzie wymagało wyłączenia instalacji fotowoltaicznych oraz turbin wiatrowych. Tymczasem nowoczesne elektrownie jądrowe zazwyczaj mają możliwość dostosowania bieżącej produkcji do zapotrzebowania.

10 mln ton

To ilość węgla kamiennego, która ma zostać spalona przez polskie elektrownie w 2040 r. według proponowanego scenariusza aktualizacji PEP2040. Spadek emisji z sektora elektroenergetycznego względem 2021 r. ma wynieść 65%. Jednocześnie aż cztery kraje należące do Unii Europejskiej deklarują całkowitą dekarbonizację elektroenergetyki już w 2030 r. (Ember, 2023).

1. Wprowadzenie

Transformacja energetyczna w Polsce przyspiesza

W kwietniu 2023 r. w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym było już ponad 13 GW elektrowni słonecznych i ponad 8,5 GW elektrowni wiatrowych (MKiŚ za ARE, 2023). Odnawialne źródła energii są najszybciej rozwijającymi się źródłami energii elektrycznej w Polsce. W 2023 r. ich udział w krajowej generacji może po raz pierwszy osiągnąć jedną piątą.

Rozwój OZE jest hamowany przez regulacje utrudniające budowę instalacji lub brak zgody na przyłączenie ich do sieci

W 2022 r. odmowy przyłączenia otrzymały projekty elektrowni o łącznej mocy 51 GW (URE, 2023). Prawie wszystkie z nich dotyczyły OZE. Rozwój energetyki wiatrowej na lądzie jest blokowany przez przepisy odległościowe zakazujące ich budowy na ok. 97% terenu kraju – przed nowelizacją ustawy odległościowej było to 99,7% terenu (Instrat, 2023; PSEW, 2023). W przypadku większych instalacji fotowoltaicznych, a także biogazowni, największym problemem są braki zgód na przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. W 2022 r. znacznie spowolnił także rozwój prosumenckiej energetyki słonecznej. Wpłynęła na to zmiana systemu rozliczeń, które stały się mniej korzystne dla nowych instalacji.

Proponowana aktualizacja polityki energetycznej Polski przewiduje dla OZE nowe zagrożenie – przymusowe ograniczenia mocy

W opublikowanym scenariuszu do aktualizacji PEP2040 – w końcowym roku prognozy – aż 70 TWh energii odnawialnej nie zostaje wykorzystane. Jest to m.in. spowodowane tym, iż prąd wytwarzany w elektrowniach jądrowych i kogeneracji oraz działających na minimum technicznym jednostkach węglowych i gazowych ma priorytet i w pierwszej kolejności pokrywa zapotrzebowanie odbiorców.

Zaniżanie mocy energetyki odnawialnej oznacza stratę pieniędzy – podobnie jak eksploatacja elektrowni jądrowych przy niskim współczynniku wykorzystania mocy

Względy ekonomiczne, ochrona środowiska i konieczność dbania o bezpieczeństwo energetyczne wymagają, aby jak największy udział w miksie energetycznym miała wytwarzana w kraju energia o blisko zerowych kosztach zmiennych. Preferowanie elektrowni na importowane paliwa (w tym uran) jest niezgodne z tymi założeniami.

2. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.

2.1. Aktualizacja PEP2040 – dlaczego ma znaczenie?

Polityka energetyczna Polski to istotny dokument planistyczny brany pod uwagę przy opracowywaniu strategii przez rząd oraz innych interesariuszy

PEP2040 i jego aktualizacja mają merytoryczny wpływ m.in. na przesyłany do Brukseli *Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu*, strategię sektorowe dla górnictwa węgla kamiennego, plany rozwoju sieci przesyłowych i strategię przemysłów energochłonnych. Szczególnie w Polsce, gdzie znaczna część sektora elektroenergetycznego jest pod kontrolą rządu, krajowe dokumenty planistyczne mają moc sprawczą.

Polityka energetyczna państwa powinna być aktualizowana co 2–3 lata

Obecna wersja dokumentu pochodzi z 2021 r. i bardzo szybko stała się nieaktualna. Już wtedy była też krytykowana za niedostateczne ambicje klimatyczne. Od tego czasu polityka Unii Europejskiej względem emisji gazów cieplarnianych została zaostrzona, co wymaga rewizji całego polskiego dokumentu. Istotną zmianą, jaka nastąpiła wbrew przewidywaniom strategii z 2018 i 2021 r., jest nadzwyczaj szybki rozwój energetyki słonecznej, przede wszystkim w modelu prosumenckim. Niespodziewanym zjawiskiem jest też znaczny wzrost cen nośników energii, spowodowany m.in. atakiem Rosji na Ukrainę w 2022 r. Jednak najważniejszym czynnikiem, przemawiającym za aktualizacją PEP2040, jest konieczność przyspieszenia tempa transformacji energetycznej.

W 2023 r. rząd stanął przed wyzwaniem przyspieszonej dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego

Ze względu na dynamicznie zmieniające się otoczenie technologiczne i rynkowe, strategię energetyczne powinny być przedmiotem nieustannej analizy i bieżących korekt. Zmiana polityki energetyczno-klimatycznej UE, związana z pakietem „Fit for 55%” i programem „REPowerEU”, oznacza konieczność przyspieszenia odejścia od węgla i gazu.

Rząd przygotował scenariusz miksu energetycznego dla elektroenergetyki, który miał być podstawą do zmian w całej strategii. Ze względu na czynniki polityczne propozycja została jednak odłożona na półkę, a publicznie udostępniony został jedynie projektowany scenariusz (opisany jako scenariusz 3, uzupełnienie do załącznika 2), do którego odnosimy się w tej publikacji. Zawiera on słuszne elementy, ale jednocześnie opiera się częściowo na złych założeniach, które zaznaczamy w tej analizie.

Celem Fundacji InStrat jest wsparcie procesu prowadzenia polityki energetycznej naszego kraju poprzez zapewnienie danych i obliczeń pokazujących możliwość wyboru najkorzystniejszych dla wszystkich rozwiązań. Aktualizacja PEP2040 powinna uwzględniać nowe cele redukcji emisji gazów cieplarnianych i udziału OZE nie tylko w elektroenergetyce, ale też w innych sektorach gospodarki.

2.2. Scenariusze mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w PEP2040

Polityka energetyczna Polski w wersji przedstawionej w proponowanym nowym scenariuszu PEP zakłada szybszy rozwój energetyki jądrowej i odnawialnej

Najbardziej dynamicznie ma rozwijać się fotowoltaika (27 GW w 2030 r. i 45 GW w 2040 r.). Największy przyrost produkcji energii nastąpić ma natomiast w elektrowniach jądrowych (1 TWh w 2030 r. i 55 TWh w 2040 r.).

Moc zainstalowana OZE rośnie, ale co z tego wynika?



Moc odnawialnych źródeł energii elektrycznej w projekcie aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku

Źródła: ■ Fotowoltaika ■ Wiatr na lądzie ■ Wiatr na morzu ■ Biomasa i biogaz ■ Hydroenergetyka



Na podstawie dokumentu oznaczonego jako scenariusz 3, stanowiący załącznik nr 2 do projektu aktualizacji PEP2040

Opracowanie własne In strat · Dane: ARE za MKiŚ, entsoe, inne jeśli dostępne

Proponowany scenariusz 3 zakłada tylko umiarkowany przyrost mocy wiatrowych na lądzie

Choć lądowe moce wiatrowe są najtańszym źródłem energii elektrycznej, PEP2040 zakłada osiągnięcie zaledwie 14 GW w 2030 r. i 20 GW w 2040 r. Pomiędzy 2030 a 2040 r. przewiduje się 8% wzrostu możliwości produkcyjnych na jednostkę mocy. Wynika to prawdopodobnie z uwzględnienia lepszej efektywności nowych turbin przy słabym wietrze oraz zastąpienia części starych turbin nowymi i większymi w tych samych lokalizacjach. Tak powolny przyrost mocy sugeruje, że rząd nie zakłada wysokiej skuteczności nowelizacji zasady 10 H w pobudzeniu rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie.

Pozostałe technologie OZE mają być rozwijane stosownie do możliwości

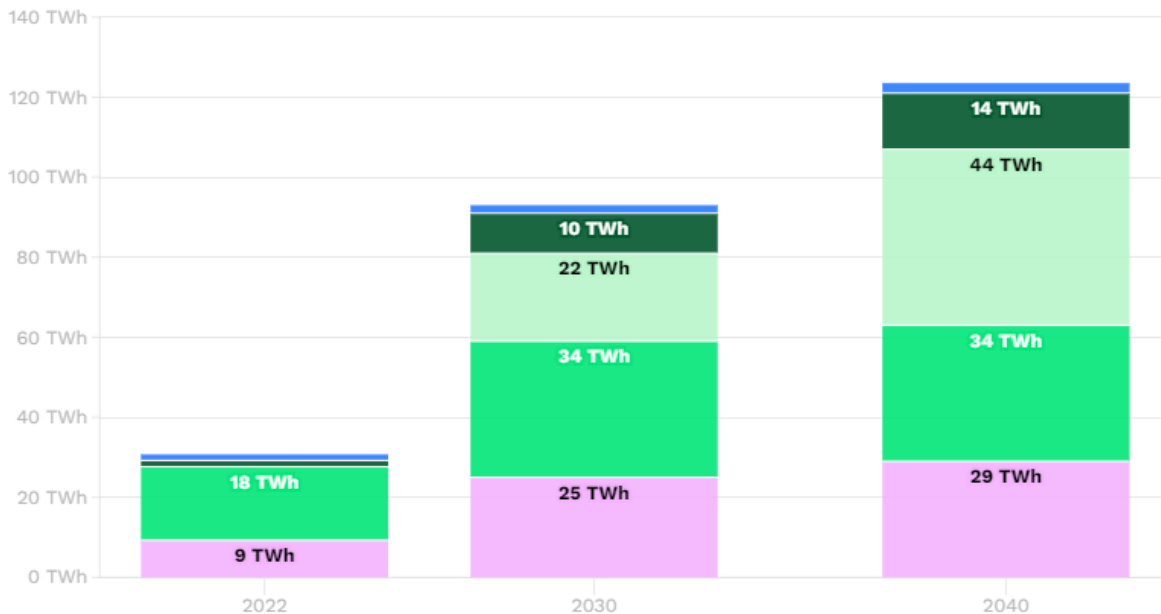
Już w 2030 r. mamy mieć prawie 6 GW turbin wiatrowych na morzu, co jest dość optymistycznym scenariuszem, biorąc pod uwagę możliwe opóźnienia (NIK, 2022). Do 2040 r. ta moc ma zostać potrojona. Biogazownie według scenariusza osiągają moc 2,5 GW w 2030 r. i 3,4 GW w 2040 r. Energetyka wodna na rzekach rozwija się do 1 GW w 2030 r. i 1,4 GW w 2040 r.

Produkcja energii z OZE zwiększy się czterokrotnie w ciągu kilkunastu lat



Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł według projektu aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku

Źródła: Fotowoltaika Wiatr na lądzie Wiatr na morzu Biomasa i biogaz Hydroenergetyka



Na podstawie dokumentu oznaczonego jako scenariusz 3, stanowiący załącznik nr 2 do projektu aktualizacji PEP2040

Opracowanie własne Instrat · Dane: ARE za MKiŚ, entsoe, inne jeśli dostępne

Istotna jest rola nowych technologii, w tym magazynów energii

W 2030 r. elektrownie opisane w nowym scenariuszu jako „pozostałe moce (magazyny, ESP, in.)” osiągną 5,5 GW, a w 2040 r. 11 GW. Ich wykorzystanie z biegiem lat jednak spada, o czym świadczy wolniejszy przyrost produkcji (oddawania) prądu do 6,8 TWh w 2030 r. i 8,9 TWh w 2040 r.

Niższe średnie wykorzystanie magazynów może wynikać z braku elastyczności innych źródeł energii. Pomimo dużych okresowych nadwyżek z OZE, energia z magazynów może nie być potrzebna przy założeniu wysokiej całorocznej generacji (zwłaszcza z elektrowni jądrowych). Za znaczną część wzrostu mocy, skategoryzowanych zbiorczo pod nazwą „innych technologii”, odpowiadają bateryjne magazyny energii elektrycznej, a także nowe elektrownie szczytowo-pompowe.

2.3. Potencjał produkcji OZE

Polityka energetyczna Polski przewiduje znaczny wzrost możliwości produkcyjnych polskich OZE

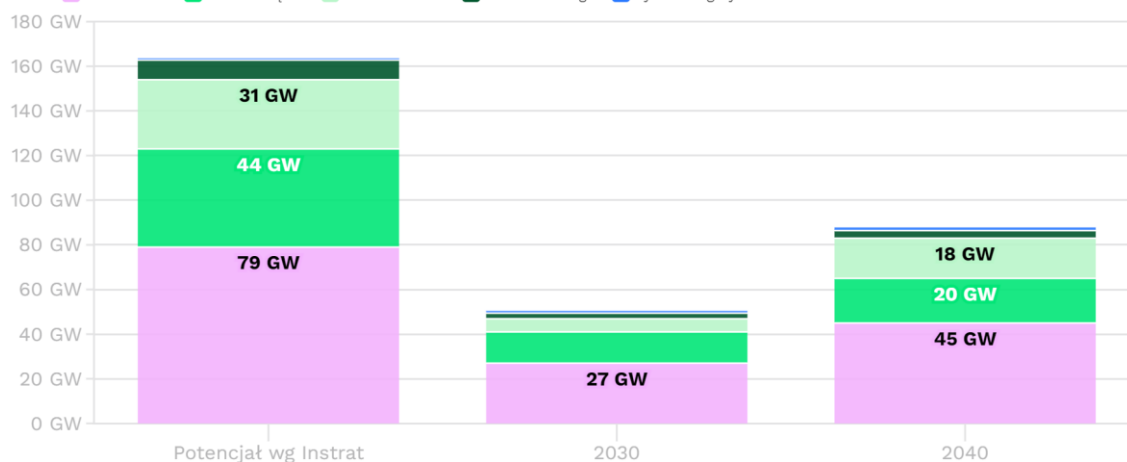
- W 2030 r. fotowoltaika ma osiągnąć zdolność wytwórczą na poziomie prawie 27 TWh rocznie, a w 2040 r. aż 47 TWh rocznie.
- Elektrownie wiatrowe na Bałtyku w 2030 r. osiągną potencjał 23,7 TWh, a w 2040 r. 73 TWh.
- Energia wiatrowa na lądzie (najtańsza wśród OZE) w 2030 r. będzie wynosiła 37 TWh, a w 2040 r. 57 TWh.

Zaktualizowany scenariusz PEP wykorzystuje potencjał OZE zaledwie w połowie



Rządowe plany rozwoju OZE są zauważalnie niższe niż ich potencjał, stąd ograniczenia przestrzenne nie są w tym przypadku istotną barierą

Źródło: Fotowoltaika Wiatr na lądzie Wiatr na morzu Biomasa i biogaz Hydroenergetyka



Dane PEP na podstawie dokumentu oznaczonego jako scenariusz 3, stanowiący załącznik nr 2 do projektu aktualizacji PEP2040. Obliczenia potencjału OZE na podstawie publikacji Fundacji Instrat "Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce". Potencjał nie uwzględnia tempa przyrostu mocy ani zapotrzebowania na prąd.

Dla energetyki wodnej przyjęto potencjał równy obecnej mocy zainstalowanej

Rozwój OZE w PEP2040 wciąż nie osiąga potencjału wyznaczonego przez warunki geograficzne

Przyjęcie 500 m odległości turbin wiatrowych od zabudowań dałoby możliwość postawienia w Polsce co najmniej 44 GW elektrowni wiatrowych (Instrat, 2021). Rozwój fotowoltaiki limitowany jest w praktyce możliwościami sieci energetycznej i ograniczonym popytem na prąd w słoneczne godziny. Powinno być to uwzględnione zarówno w rozwoju systemu

elektroenergetycznego, jak i w mechanizmach wynagradzania producentów OZE, aby uniknąć płacenia za prąd, którego nie ma kto zużyć.

Powierzchnia dostępna pod montaż fotowoltaiki z pewnością nie jest ograniczeniem dla rozwoju elektrowni słonecznych. Najlepszy dostępny areał (wliczając dachy budynków) pozwala teoretycznie na zainstalowanie w Polsce 79 GW, co parokrotnie przekracza obecne zapotrzebowanie na energię elektryczną w słoneczny dzień.

Potencjał biomasy rolnej, w tym biogazu, szacowany jest na niecałe 9 GW mocy zainstalowanej i 72 TWh produkcji rocznej (Instrat, 2021).

PEP2040 nie wyjaśnia przyczyn ograniczonego rozwoju OZE

Jak pokazuje przyrost mocy pochodzących z dachowej fotowoltaiki w ostatnich latach, rozwój oddolnej energetyki jest bardzo szybki. Potrzebne są tylko zniesienie blokad administracyjnych i możliwość przyłączenia do sieci nowych źródeł przy korzystnym schemacie rozliczeniowym.

Rządowa strategia nie podaje jednak powodu, dla którego potencjał OZE nie może być lepiej wykorzystany wcześniej, czyli już w 2030 r.

2.4. Niewykorzystany potencjał

Kluczowym błędem projektu aktualizacji polityki energetycznej Polski jest akceptacja ogromnych strat taniej energii

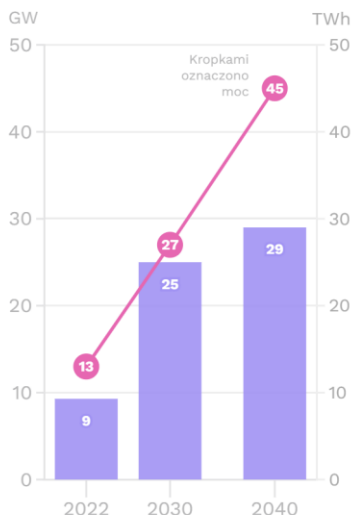
Z ujawnionych danych wynika, że ograniczenie produkcji energii sięgnie w 2040 r. aż 38% dla elektrowni fotowoltaicznych i 40% dla elektrowni wiatrowych na morzu i na lądzie. Tak znaczne ograniczenia dla najważniejszych technologii OZE stanowią zagrożenie dla ich opłacalności i nieuzasadnione naruszenie interesu odbiorców energii.

Produkcja zielonej energii rośnie wolniej niż moc źródeł OZE

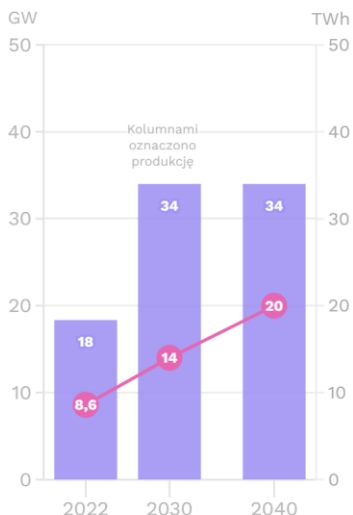


Przyrost generacji prądu z fotowoltaiki i wiatru (kolumny) nie jest tak szybki, jak przyrost ich mocy (kropki), co sugeruje, że energia z nowych instalacji nie jest w pełni wykorzystana.

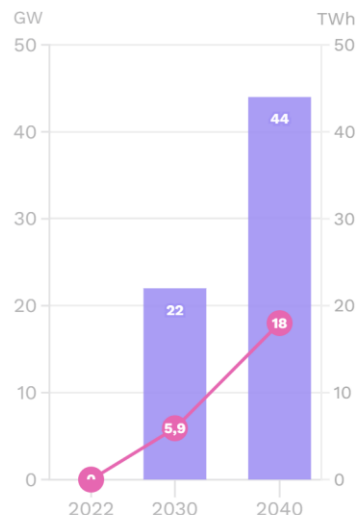
Fotowoltaika



Wiatr na lądzie



Wiatr na morzu



Na podstawie dokumentu oznaczonego jako scenariusz 3, stanowiący załącznik nr 2 do projektu aktualizacji PEP2040

Opracowanie własne InStrat · Dane: ARE za MKiŚ, entsoe, inne jeśli dostępne

Łatwo wskazać winnego rządowych ograniczeń dla OZE – to nieelastyczna, uprzywilejowana energia z elektrowni jądrowych

Projekt aktualizacji PEP2040 zakłada przymusowy odbiór praktycznie całej energii, jaką zgodnie z możliwościami technicznymi, mogą wyprodukować planowane w Polsce elektrownie jądrowe. Współczynnik wykorzystania mocy na poziomie 80,5% w 2040 r. sugeruje, że elektrownie jądrowe nie są przewidziane do pracy względem zapotrzebowania, lecz prawie na maksimum teoretycznych możliwości. Proponowana zmiana w PEP2040 uwzględnia niższy współczynnik wykorzystania mocy w pierwszych miesiącach istnienia nowych elektrowni jądrowych, oznacza to, że kilkuletnie elektrownie jądrowe będą działały jeszcze mniej elastycznie. Docelowo te elektrownie mają pracować z jeszcze wyższym obciążeniem - scenariusz PEP uwzględnia jednak ograniczenia techniczne tzw. wieku dziecięcego. To wymuszone redukcje produkcji w okresie rozruchu, a nie elastyczna współpraca z OZE, zaniżają współczynnik wykorzystania mocy jądrowych

Energia jądrowa jest dla Polski droższa od wiatrowej i słonecznej

Choć elektrownie jądrowe mogą obecnie produkować energię po niższym koszcie zmiennym od węglowych i od gazowych, koszt jej produkcji jest znacznie wyższy niż w przypadku w pełni rozwiniętych i stosowanych na szeroką skalę źródeł OZE. Korzyść z elastycznej pracy elektrowni jądrowych została potwierdzona wynikami symulacji systemu z dużym udziałem energii odnawialnej (Jenkins i in., 2018). Do kosztów energii jądrowej zalicza się m.in. paliwo

jądrowe, które w całości będzie importowane z zagranicy oraz koszty utrzymania i remontów ponoszone w większości na rzecz dostawców technologii z zagranicy.

Warto zaznaczyć, że Międzynarodowa Agencja Energetyki Atomowej (MAEA) wielokrotnie podkreślała zdolność elektrowni jądrowych do elastycznej pracy (MAEA, 2018) i korzystną rolę takiej pracy we współpracy z odnawialnymi źródłami energii elektrycznej (MAEA, 2020). Rozwiązanie to stosowane jest regularnie od wielu lat (LeCroy, 2021; OECD-NEA, 2011). Daje to konkretne korzyści przy kosztach zmiennych produkcji prądu, które, jak zauważa Agencja Energii Jądrowej OECD, są znacznie wyższe niż dla energetyki słonecznej i wiatrowej. Sam koszt paliwa jądrowego szacowany jest nawet na kilkanaście procent całkowitej ceny energii z elektrowni jądrowej (OECD-NEA, 2011).

Elektrownie wiatrowe i słoneczne są najmniej obciążające dla środowiska naturalnego

Produkcja energii przez turbiny wiatrowe i fotowoltaikę nie wiąże się ze zrzutem ciepła do rzek, jezior i mórz. Po wybudowaniu instalacji OZE, wykorzystanie ich nie wiąże się ze zużyciem paliwa ani emisjami szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery. Elektrownie biogazowe i na biomasę odpadową przyczyniają się do zamknięcia obiegu surowców rolnych i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z pól i produkcji nawozów.

Energetyka jądrowa powinna być wykorzystywana jako źródło podszczytowe

Ze względu na niższe koszty, mniejsze oddziaływanie na środowisko i na bilans płatniczy kraju, większość OZE powinna pracować w maksymalnym możliwym zakresie. Technologie niespełniające wymagań przyszłego miksu energetycznego należy wycofywać, a nie forsować na siłę wbrew interesowi społecznemu. Zakłady przemysłowe, rozważające budowę własnych źródeł energii elektrycznej i ciepłej, powinny być przygotowane również do wykorzystania okresowych nadwyżek energii elektrycznej z OZE. Działania takie umożliwią zmniejszenie zużycia importowanych nośników energii.

Rząd nie ma pomysłu na elastyczny system energetyczny

Energetyka wysokoemisyjna, z uwagi na znaczny koszt zmienny produkcji energii i szkody środowiskowe, powinna być uruchamiana tylko w przypadku niemożliwości pokrycia zapotrzebowania na prąd z innych źródeł. Potrzebne jest zwiększenie jej elastyczności, aby podczas pracy (choćby na minimum technicznym) nie generowała zbędnych kosztów i emisji. Jednocześnie należy rozwijać rynek usług elastyczności generacji i poboru energii elektrycznej. Pomoże to zwiększyć elastyczność produkcji OZE (np. biogazowni), a także da OZE wynagrodzenie za świadczenie usług, np. regulacji częstotliwości. Możliwe, że w miarę

spadku cen baterii litowo-jonowych, część tej roli przejmą bateryjne magazyny energii elektrycznej.

2.5. Porównanie z PEP2040 innymi dokumentami

Projekt aktualizacji PEP2040 z 2023 r. zakłada wyższą produkcję prądu z OZE względem poprzedniej wersji dokumentu

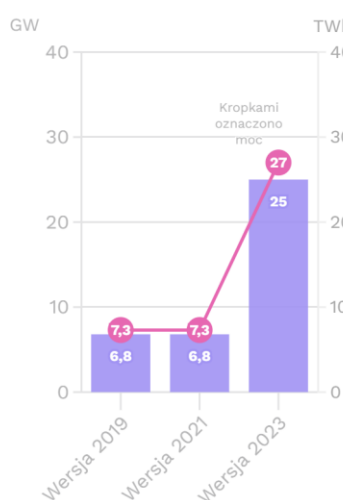
Wykorzystanie farm wiatrowych w 2030 r. wzrasta z 38 TWh do 56 TWh, a elektrowni słonecznych z 7 TWh do 25 TWh. Różnice te w 2040 r. są mniejsze – poprzednia wersja PEP2040 zakładała 55 TWh energii wiatrowej i 15 TWh słonecznej, gdy nowa prognozuje odpowiednio 78 TWh i 29 TWh.

Kolejne oficjalne dokumenty przewidują coraz wyższą produkcję energii elektrycznej ze źródeł OZE w 2030 roku

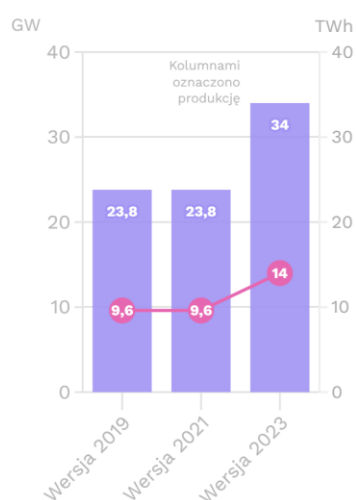


Zaktualizowany scenariusz Polityki Energetycznej Polski prognozuje wyższą moc zainstalowaną (kropki) i produkcję prądu (słupki) z fotowoltaiki i wiatru

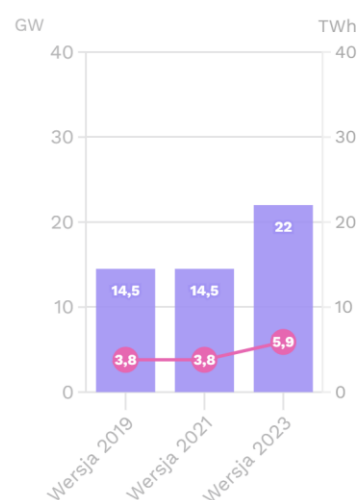
Fotowoltaika



Wiatr na lądzie



Wiatr na morzu



Na podstawie dokumentu oznaczonego jako scenariusz 3, stanowiący załącznik nr 2 do projektu aktualizacji PEP2040, oraz poprzednich, opublikowanych wersji PEP2040

Projekt aktualizacji PEP2040 idzie dalej niż dotychczas obowiązujący Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK)

KPEiK, przygotowany i wysłany do Komisji Europejskiej w 2019 r., zakładał szybszy rozwój fotowoltaiki i farm wiatrowych na lądzie niż wersja PEP2040 z 2018 r., ale wolniejszy rozwój farm wiatrowych na morzu. Zaktualizowany scenariusz do PEP2040 prześciga go pod wieloma względami, przewidując kilkukrotnie szybszy rozwój elektrowni słonecznych. Moc elektrowni wiatrowych w dokumencie dla KE zatrzymuje się na niecałych 10 GW, projekt

PEP2040 przewiduje natomiast ich stopniowy rozwój do dwa razy wyższej wartości. Energetyka wiatrowa na morzu, według zaktualizowanego dokumentu, również ma rozwijać się znacznie dynamiczniej.

Zaktualizowany scenariusz PEP2040 jest w niektórych aspektach bliższy *Planowi Rozwoju Systemu Przesyłowego (PRSP)* opublikowanemu przez Polskie Sieci Energetyczne

W *Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032* (tak brzmi pełna nazwa dokumentu) operator sieci przesyłowej zakłada osiągnięcie prawie 22 GW mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w 2032 r., co jest zbliżone do mocy 20 GW w 2030 r. ujętych w zaktualizowanym rządowym dokumencie.

Opracowany w 2022 dokument PSE nie uwzględniał dalszego rozwoju prosumenckiej fotowoltaiki, przez co prognozowana moc w energetyce słonecznej na 2032 r. sięgała zaledwie 14 GW. To poziom możliwy do osiągnięcia już w roku obecnym. PEP2040 w aktualnej wersji prognozuje 27 GW w 2030 r. i 45 GW mocy elektrowni słonecznych w 2040 r. PSE przewiduje działanie nieco ponad 1 GW elektrowni biomasowych i biogazowych w 2032 r. PEP2040 zakłada natomiast osiągnięcie 2,5 GW tych źródeł już w 2030 roku, co wymagać będzie mocniejszej polityki wsparcia. *Plan Rozwoju Sieci Przesyłowych* nie zakłada też przyłączenia elektrowni jądrowych przed 2032 r.

3. Jak ulepszyć politykę energetyczną Polski?

Dokument, który określa politykę energetyczną kraju, powinien mieć na celu przede wszystkim interes odbiorców i bezpieczeństwo energetyczne

W interesie społeczeństwa leży jak najszerszy dostęp do energii charakteryzującej się niskimi kosztami finansowymi, zdrowotnymi i środowiskowymi. Bezpieczeństwo energetyczne, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, mówi o pokryciu bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Szerokie korzystanie z energii pochodzącej z paliw kopalnych po 2030, a tym bardziej po 2040 r., nie spełnia wymagań ochrony klimatu przed przekroczeniem „punktów bez powrotu” i załamania ekosystemów, co zdaniem naukowców jest możliwe, gdy Ziemia ociepli się bardziej niż o 1,5–2°C, czyli klimat planety stanie się cieplejszy niż kiedykolwiek w ciągu ostatnich kilku milionów lat. Nieodzownym elementem bezpieczeństwa energetycznego jest zatem szybka dekarbonizacja elektroenergetyki.

Najtańszym nowym źródłem energii elektrycznej obecnie i w dającej się przewidzieć przyszłości są elektrownie wiatrowe i słoneczne

Te dwa źródła energii cechują najniższy koszt wytworzenia energii w cyklu życia (ang. *levelized cost of electricity* – LCOE) i niskie oddziaływanie na środowisko. Należy więc umożliwić im rozwój i dostarczanie energii na maksymalnym poziomie, jaki będzie możliwy do przyjęcia przez system. Inne źródła energii powinny być wykorzystywane w dalszej kolejności.

Energia jądrowa, choć jest niskoemisyjna, nie powinna konkurować z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych i słonecznych

Biznesplan i umowa sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni jądrowej powinny uwzględniać fakt, że już w momencie oddania elektrowni do użytku, nie będzie ekonomicznie zasadne utrzymywanie ich w ruchu (zwłaszcza na pełnej mocy) w momencie wysokiej produkcji z elektrowni wiatrowych i słonecznych. Umowa sprzedaży po stałej cenie doprowadzi do długotrwałego, nieuzasadnionego ekonomicznie dotowania energii jądrowej przez odbiorców.

Małe reaktory jądrowe to potencjalnie możliwe do zastosowania rozwiązanie technologiczne

Powinny one jednak pracować zgodnie z wymaganiami sieci, a nie wbrew nim. Historia zastosowania małych modułowych reaktorów do napędu statków i okrętów dowodzi, że nie zawsze wygrywają one konkurencję z innymi źródłami energii, nawet wykorzystującymi ropę naftową. Ograniczony zapas wysokowzbożonego uranu w reaktorze powoduje, że każda godzina pracy zbliża użytkownika do konieczności bardzo kosztownej wymiany paliwa. Ekonomicznie uzasadnione może być dłuższe wykorzystywanie ładunku paliwa poprzez czasowe wyłączanie reaktora i uzupełnianie go innymi źródłami mocy. Zakłady przemysłowe lub elektrociepłownie wykorzystujące energię jądrową powinny zdecydować się na instalację równolegle pracujących kotłów elektroodowych. Pozwoli to wykorzystać nadwyżki tańszej energii w sieci, pochodzącej z elektrowni wiatrowych i słonecznych.

Na rozwoju OZE i efektywności energetycznej skorzysta bilans handlowy kraju

Wobec pogarszającej się ekonomiki wydobycia węgla kamiennego i brunatnego w Polsce, priorytetem powinno być ograniczanie importu nośników energii – w pierwszej kolejności paliw kopalnych i biomasy leśnej, a w drugiej kolejności paliw jądrowych. Dzięki ograniczeniu importu paliw, Polska stanie się mniej podatna na awarie oraz na akty agresji przeciwko infrastrukturze krytycznej, takiej jak terminalne LNG czy morskie gazociągi. Dzięki obniżonemu zużyciu tych paliw nie trzeba będzie też inwestować miliardów złotych w infrastrukturę do ich przesyłu, która z czasem i tak stanie się niepotrzebna. Polepszenie bilansu handlowego kraju ograniczy, poprzez wzmocnienie kursu złotego, inflację i zwiększy siłę nabywczą naszych zarobków.

W Polsce konieczne jest zwiększenie elastyczności wytwarzania i zużycia energii elektrycznej

Elektrownie konwencjonalne, które zgodnie z przewidywaniami będą utrzymywane jeszcze przez przynajmniej kilka lat, powinny zostać poddane analizie dot. zasadności modernizacji zwiększającej ich elastyczność. Odnawialne źródła energii także należy zachęcać do działania w odpowiedzi na popyt – zwłaszcza źródła oparte o biomasę oraz biogazownie magazynujące gaz.

Odbiorcy energii elektrycznej powinni partycypować w bilansowaniu sieci, a w przypadku generacji zależnej od pogody, powinny zostać wprowadzone rozwiązania umożliwiające pomoc w pracy sieci poprzez kompensację mocy biernej lub wynagradzanie za dynamiczne utrzymywanie niewykorzystanej nadwyżki mocy.

4. Podsumowanie

Projekt aktualizacji *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* to krok w dobrą stronę, ale wciąż wymaga on ulepszenia

W nowej wersji znacznie podniesiony został udział energii elektrycznej ze słońca i z farm wiatrowych na lądzie. Wyższy udział prądu z OZE zbliża Polskę do wypełnienia celów klimatycznych, jednak wciąż nie jest on adekwatny do skali wyzwania oraz do możliwości kraju. Polki i Polacy skorzystają z szerszego otwarcia państwa na energię z wiatru, słońca oraz biogazu.

Jedną z wad zaproponowanego scenariusza jest brak lepszego wykorzystania potencjału OZE poprzez zwiększenie elastyczności systemu

Przewidywany po 2030 r. dalszy wzrost mocy nie przekłada się na wzrost produkcji i wykorzystania energii. O ile przed 2023 r. przypadki odgórnego przycinania produkcji elektrowni wiatrowych i słonecznych były incydentalne, o tyle projekt aktualizacji PEP2040 przewiduje w 2030 r. już ponad 7% niewykorzystanej energii z tych dwóch źródeł, a w 2040 r. aż 40% całych możliwości produkcyjnych ma być traconych bezpowrotnie.

Proponowany scenariusz do PEP2040 w nieuzasadniony sposób faworyzuje energetykę konwencjonalną, zwłaszcza atomową

W rządowych planach widać pierwszeństwo dla niektórych elektrowni ciepłych względem innych źródeł wytwórczych, w tym odnawialnych. Za wysoki udział niewykorzystanej energii z OZE odpowiada m.in. przewidywana praca „w podstawie” dla elektrowni jądrowych, w tym dla reaktorów modułowych (SMR).

Ten sam nieuzasadniony przywilej dotyczy elektrowni na biomasę i kogeneracji. Minimalne poziomy generacji dla jednostek konwencjonalnych powinny być uzasadnione istotnymi potrzebami sieci lub odbiorców. Jednostki te powinny być więc utrzymywane przez cały czas w ruchu wyłącznie wtedy, kiedy przemawia za tym potrzeba, której nie da się zaspokoić w inny sposób.

Rekomendujemy zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego

Elektrownie jądrowe, jeśli powstaną, powinny dostosować się do potrzeb systemu, a nie wymagać, aby to wszystkie inne elementy dostosowały się do nich. O pierwszeństwie powinny decydować względy ekonomiczne i środowiskowe (wpływ na szeroko pojęty ekosystem generacji prądu w danym momencie). Pod tym względem elektrownie wiatrowe i słoneczne mają przewagę nad wszystkimi innymi szeroko wykorzystywanymi źródłami prądu.

Paliwo jądrowe, choć jest tańsze od większości paliw kopalnych, stanowi koszt bezpośredni dla elektrowni i pośredni dla finalnych odbiorców energii. Musi ono być i przetwarzane za granicą i importowane, co pogarsza bezpieczeństwo energetyczne i bilans płatniczy kraju. W przypadku SMR wymiana prętów paliwowych może być wykonana wyłącznie u producenta, co uzasadnia oszczędne korzystanie z energii z tego źródła, aby uniknąć szybkiego wyczerpania wysokowzbogaconego uranu w reaktorze. Elektrownie jądrowe powinny służyć interesowi odbiorców energii, a nie być ustawiane do pracy „w podstawie”, co może prowadzić do nieekonomicznego sterowania systemem elektroenergetycznym.

Proponujemy wdrażanie inteligentnego wykorzystania energii oraz wzrost elastyczności produkcji po stronie energetyki konwencjonalnej i odnawialnej

Uaktualniona rola elektrowni konwencjonalnych, w tym węglowych i gazowych, powinna uwzględniać długie okresy wyłączenia i dynamiczną pracę w reżimie szczytowym. Elektrociepłownie powinny dołączyć do pracy regulacyjnej dzięki zastosowaniu odbiorników energii elektrycznej (w formie wielkoskalowych pomp ciepła i grzałek) oraz magazynów ciepła.

Bardzo ważne jest dostosowane do podaży zarządzanie odbiorem energii elektrycznej, szczególnie przy zastosowaniu narzędzi automatycznych i z wykorzystaniem prognoz produkcji oraz dynamicznych cen. Większy nacisk powinien zostać położony na rozwój magazynów energii, zarówno skojarzonych z generacją prądu (np. na farmach PV), jak i magazynów sieciowych oraz magazynów energii u odbiorców.

5. Bibliografia

- Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021a). *Wiatr w żagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce*. In strat Policy Paper 06/2021, <https://instrat.pl/zasada-10h/>.
- Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021b). *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*. In strat Policy Note 01/2021, <https://instrat.pl/potencjal-oze/>.
- Ember. (2022). *EU Power Sector 2030 Targets Tracker*, <https://ember-climate.org/data/data-tools/european-renewables-target-tracker/>.
- Energy.instrat.pl. (2023). *Moc zainstalowana*, https://energy.instrat.pl/installed_power.
- Jenkins, J.D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R.B., Ganda, F., de Sinsternes, F., Botterud, A. (2018). *The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy* “Applied Energy”, no. 222, s. 872-884., <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261918303180?via%3Dihub>
- Kopeć, J. (2023). *Elektrownie wiatrowe z rekordem produkcji, ale polskie prawo blokuje ich rozwój*, <https://instrat.pl/rekord-produkcji-onshore-prawo-blokuje-rozwoj/>.
- LeCroy, G. (2021). *A Brief Survey of Load-Following Capabilities in Modern Nuclear Power Plants*, <http://large.stanford.edu/courses/2021/ph241/lecroy2/>.
- MAEA. (2018). *Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation*, Międzynarodowa Agencja Energii Jądrowej, <https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>.
- MAEA. (2020). *What is the Clean Energy Transition and How Does Nuclear Power Fit In?*, Międzynarodowa Agencja Energii Jądrowej, <https://www.iaea.org/bulletin/what-is-the-clean-energy-transition-and-how-does-nuclear-power-fit-in>.
- OECD Nuclear Energy Agency. (2011). *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, <https://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf>.
- PSEW. (2023). *700 metrów w ustawie wiatrakowej: mała poprawka – drastyczne zmiany (ANALIZA)*, Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej, psew.pl/700-metrow-w-ustawie-wiatrakowej-mala-poprawka-drastyczne-zmiany-analiza/.

Słaboszowski, T., Malcharek, R., Mieszalska, M. (2022). *Zagrożenie bezpieczeństwa państwa. Opóźnienia w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej*. „Kontrola Państwowa” 5/2022, <https://www.nik.gov.pl/2022/05/opoznienia-w-rozwoju-morskiej-energetyki-wiatrowej-zagrozenie-bezpieczenstwa-kraju.html>.

URE. (2023). *Sprawozdanie z działalności Prezesa Regulacji Energetyki*, Urząd Regulacji Energetyki, <https://bip.ure.gov.pl/download/3/16983/Sprawozdanie2022.pdf>.

Yle News. (2023). *Finnish nuclear plant throttles production as electricity price plunges*, <https://yle.fi/a/74-20032375>.