



Stanowisko Eksperskiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu ws. uzupełnienia prognoz dla sektora elektroenergetycznego w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.

W związku z przedstawieniem 12 czerwca 2023 r. przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska do prekonsultacji dokumentu "Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę" stanowiącego aktualizację Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., Eksperska Rada ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu przedstawia swoje stanowisko w tej sprawie. Niniejsze stanowisko jest rozwinięciem poprzednich rekomendacji publikowanych przez Radę w czerwcu 2022 r. (link: <https://rada-energetyczna.pl/stanowisko-rady-w-sprawie-zalozen-do-pep-2040>) w kontekście prezentowanych przez administrację rządową założeń do aktualizacji PEP 2040 r. Rada pragnie zwrócić uwagę na następujące kluczowe aspekty związane z aktualizacją analiz prognostycznych dla sektora elektroenergetycznego:

1. Dobry kierunek transformacji energetyki w zgodzie z trendami rynkowymi i polityką klimatyczną UE

W pierwszej kolejności, **należy pozytywnie ocenić istotny wzrost ambicji w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii zawarty w projekcie**. Prognozowane 50 GW mocy zainstalowanej w OZE do 2030 r. i 88 GW do 2040 r. stanowią istotny wzrost udziału energii odnawialnej w krajowym miksie energetycznym w stosunku do obecnie obowiązującej wersji PEP 2040. **Zgodnie z przyjętymi założeniami aktualizacji, ma to się przełożyć na 47% udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r., co jest konkretnym postępem w porównaniu do aktualnej strategii i celu 32% udziału OZE w 2030 r. i tylko 40% w 2040 r.** W tym zakresie, widać znacznie większe uwzględnienie aktualnych trendów regulacyjnych i rynkowych, oraz dopasowanie krajowej strategii energetycznej do wyzwań klimatycznych i energetycznych.

Dodatkowy scenariusz kierunkowo adekwatnie odpowiada na wyzwania energetyczne związane z wojną w Ukrainie i koniecznością przyspieszenia odejścia od paliw kopalnych w energetyce. W związku z tym, że Polska jest zobowiązana do przedstawienia Komisji Europejskiej projektu rewizji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (dalej: KPEiK) do końca czerwca 2023 r., jest to **dobry moment na rewizję poziomu ambicji naszego kraju w zakresie tempa transformacji energetycznej**. Jest to także konieczne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju i adekwatności mocy w systemie elektroenergetycznym.

Projekt uzupełnienia PEP 2040 r. stanowi dobrą podstawę do aktualizacji KPEiK oraz opracowania Strategii Długoterminowej (zgodnie z Rozporządzeniem UE o zarządzaniu unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu 2018/1999). Polska powinna była opracować Strategię Długoterminową do 1 stycznia 2020 r. – te trzy dokumenty (PEP 2040, KPEiK oraz Strategia) muszą być ze sobą spójne i komplementarne. Przyjęty kierunek szybszej transformacji energetycznej pozwoli także Polsce zmniejszyć deficyt netto w zakresie zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO₂, w porównaniu do

wielkości krajowej puli aukcyjnej, co jest niezmiernie istotne z punktu widzenia rachunku kosztów i korzyści z realizacji polityki klimatycznej UE dla polskiej gospodarki.

Szczególnie ważne jest **uwzględnienie w projekcie dużego potencjału rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce i jego rewizja w górę z 11 GW do 18 GW w 2040 r.** Dostrzeżony został także większy potencjał rozwoju fotowoltaiki z **prognozowanym wzrostem mocy zainstalowanej do 27 GW w 2030 r. i 45 GW w 2040 r.** Należy też pozytywnie ocenić ambitne założenia projektu w zakresie rozwoju sieci, elektromobilności i pomp ciepła.

2. Ograniczony potencjał rozwoju farm wiatrowych na lądzie i fotowoltaiki

Wątpliwości budzi jednak ujęcie potencjału **rozwój energetyki wiatrowej na lądzie**. Rozwój tej technologii, pomimo tego, że charakteryzuje się najniższymi uśrednionymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (tzw. LCOE) wydaje się **istotnie niedoszacowany**. Niecałe 14 GW mocy wiatrowych na lądzie do 2030 r. oraz 20 GW w 2040 r. nie stanowi w opinii Rady realizacji faktycznego potencjału rozwoju tej technologii, a tym bardziej **trudno wytłumaczyć praktyczną stagnację w produkcji energii w tej technologii – ok. 34 TWh zarówno w 2030 jak i w 2040 r.** Uwaga ta jest częściowo zasadna także w przypadku energii z elektrowni słonecznych, z których produkcja w 2035 i 2040 r. jest podobna (ok. 29 TWh), pomimo istotnego wzrostu mocy zainstalowanej.

Takie ograniczanie produkcji nie jest natomiast widoczne w zakresie farm wiatrowych na morzu. Można mieć zatem wrażenie, że **produkcja energii elektrycznej z OZE, a zwłaszcza z farm wiatrowych na lądzie i z fotowoltaiki jest w analizie „ręcznie” ograniczana po 2030 r.** w celu zrobienia miejsca w KSE na planowane na lata 30te nowe bloki jądrowe.

Zakładany do 2040 r. wzrost mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych do 18 GW wydaje się istotny, ale biorąc pod uwagę przewidywane przyszłe potrzeby wytwarzania energii elektrycznej z OZE wynikające z dekarbonizacji szeroko rozumianej energetyki **moc morskich elektrowni wiatrowych zasilających polski system elektroenergetyczny powinna rosnąć znacząco szybciej.**

3. Nierealistyczne założenia makroekonomiczne w zakresie rentowności energetyki węglowej w porównaniu z energetyką gazową

Należy poprzeć kierunek dokumentu związany z utrzymaniem produkcji energii elektrycznej przez elektrownie węglowe w średnim terminie w celu uniknięcia alternatywy, jaką jest intensywny rozwój energetyki gazowej i powiązany wzrost uzależnienia od importu błękitnego surowca oraz „zabetonowania” na dekady emisji CO₂ (tzw. *carbon lock-in*). Tym niemniej, wydaje się, że **w projekcie przyjęto mało realistyczne założenia przede wszystkim w kontekście prognoz cen węgla i uprawnień do emisji CO₂ w celu niejako wymuszenia pracy jednostek węglowych.**

Projekt zakłada **spadek cen węgla w długim terminie z 24 PLN/GJ w 2025 r. do ok. 15 PLN/GJ w 2030 r. i 2040 r.,** co budzi wątpliwości w związku z obserwowanym wzrostem kosztów wydobycia krajowego węgla. Zakładamy bowiem, że krajowa energetyka ma korzystać wyłącznie z polskiego węgla – w związku z dodanym filarem w aktualizowanej PEP 2040 związany z suwerennością energetyczną. Jednocześnie, projekt zawiera dość **wysokie prognozy cen gazu ziemnego – ponad 50 EUR/MWh w 2030 r.,** co **stwarza wrażenie „urentownienia” na siłę energetyki węglowej względem gazowej.**

To samo można powiedzieć o prognozach cen uprawnień do emisji, które są istotnie zaniżone – wynoszą **80 EUR/t w 2025 i 2030 r.** – podczas gdy dostępne prognozy głównych ośrodków analitycznych,

w związku z właśnie uzgodnionymi regulacjami pakietu „Gotowi na 55”, wskazują na **ceny uprawnień w przedziale 150-200 EUR/t w 2030 r.** To kolejny istotny czynnik mający wpływ na szacowane koszty energetyki węglowej.

Powyższe założenia wydają się istotnie wpływać na zakładany stos jednostek wytwórczych w KSE (tzw. *merit order*), czyniąc jednostki węglowe tańszymi od gazowych w średnim terminie, co może budzić wątpliwości. W efekcie, **prognozowana w projekcie produkcja energii elektrycznej jednostek węglowych w 2030 r. jest w opinii Rady istotnie zawyżona (ok. 57 TWh w elektrowniach i dodatkowo ok. 12 TWh w elektrociepłowniach węglowych)**, kosztem zaniżonej generacji z jednostek gazowych – ok. 29 TWh, pomimo aż 13 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach i CHP gazowych.

Sugerujemy, aby opracowywane prognozy oprzeć również na analizach wrażliwości, uwzględniających alternatywne scenariusze cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, w szczególności przewidujące wyższe ceny węgla i uprawnień do emisji CO₂.

W projekcie mowa jest o niezbędnej **modernizacji bloków węglowych klasy 200 MW** (w domyśle bloków parowych na parametry podkrytyczne), tym niemniej **nie jest jasne czy NABE – nowy podmiot docelowy przejmujący aktywa węglowe od spółek – będzie w stanie przeprowadzić te inwestycje**, które są odkładane przez obecnych właścicieli. W tym kontekście, warto jest uzupełnić scenariusz o założone koszty odkładanych remontów średnich i remontów kapitalnych bloków węglowych, w tym koszty modernizacji tych jednostek i ewentualne koszty dla odbiorców związane z utrzymaniem rynku mocy lub wprowadzeniem innego mechanizmu wsparcia kosztów stałych.

Należy również zwrócić uwagę, że zwłaszcza w sytuacji, w której pozostawione w eksploatacji bloki węglowe na parametry podkrytyczne, zmodernizowane i dostosowane do pracy z istotnie większą zmiennością obciążenia, będą pełnić w przyszłości rolę wyłącznie jednostek podszczytowych, szczytowych i rezerwowych, ich koszty funkcjonowania powinny podlegać racjonalizacji, a w szczególności powinny zostać zmniejszone wszystkie składniki ich kosztów stałych, które można ograniczyć.

W tym kontekście, warto także zwrócić uwagę na **mało realistyczne założenia dotyczące rozwoju czystych technologii węglowych**, pomimo braku nowych inwestycji w moce wytwórcze oparte na tym paliwie. Brak bowiem uzasadnienia ekonomicznego rozwoju tych technologii na istniejących jednostkach.

4. Optymistyczne założenia dotyczące kosztów i tempa rozwoju energetyki jądrowej, w tym SMR

Projekt zawiera **bardzo optymistyczne założenia w zakresie tempa rozwoju energetyki jądrowej** i zakłada oddanie do eksploatacji pierwszego dużego bloku już w 2033 r., a następnie kolejnych łącznie 7,8 GW do 2040, co ma stanowić prawie ¼ całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Rozumiejąc strategiczny wybór oparcia polskiego miksu w długim terminie na kombinacji OZE i energetyki jądrowej – ale także analizując zwłaszcza tempo i koszty realizacji ostatnich projektów jądrowych oddawanych do eksploatacji w Europie oraz stopień zaawansowania inwestycji w Polsce – **założenia te mogą być zbyt optymistyczne**. Szczególne wątpliwości może budzić planowane rozpoczęcie pierwszej produkcji energii z reaktorów SMR już w 2030 r., które w 2040 r. mają już produkować 15 TWh prądu w Polsce (ok. 2 GW mocy) – mając na uwadze fakt, że technologia ta nie jest jeszcze komercyjnie dostępna. Trzeba się również liczyć ze szczególnymi trudnościami z wdrożeniem technologii SMR w Polsce, w sytuacji, gdy dotychczas nie mamy elektrowni jądrowych. Technologia SMR jest niesprawdzona i potencjalnie niegwarantująca bezpieczeństwa, o relatywnie wyższych jednostkowych nakładach

inwestycyjnych koniecznych do poniesienia przy budowie pierwszych tego typu obiektów i wyższych niż w przypadku elektrowni dużych elektrowni jądrowych wyposażonych w reaktory klasy 1000 MW.

5. Zachowawcze założenia dotyczące tempa rozwoju magazynów energii i brak uwzględnienia DSR

Z drugiej strony warto zwrócić uwagę na **mało optymistyczne i budzące wątpliwości założenia projektu w zakresie tempa rozwoju magazynów energii** – szacuje się 2,5 GW magazynów w 2030 r. i 5 GW w 2040 r. Dla porównania, analogiczna analiza Bloomberg¹ zakłada dwa razy więcej mocy zainstalowanej w magazynach w Polsce w 2040 r. Niedostateczna moc magazynów energii będzie skutkować nieracjonalnym ograniczeniem odbioru energii ze źródeł fotowoltaicznych i z farm wiatrowych. Można zatem zadać pytanie skąd bierze się optymizm w zakresie tempa rozwoju technologii jądrowych, a pesymizm w kontekście przybywania w Polsce magazynów energii, które już dziś zaczynają się stopniowo rozwijać.

Rozwój magazynów energii w Polsce wymaga jednak dodatkowego mechanizmu wsparcia poza rynkiem mocy w celu przyspieszenia tej technologii, np. poprzez stworzenie dedykowanego programu wsparcia nakładów inwestycyjnych z Funduszu Modernizacyjnego. Alternatywą jest zmiana konstrukcji rynku na taki adekwatnie wynagradzający elastyczność w systemie. Wydaje się również, że w aktualizacji PEP 2040 nie rozważono potrzeby budowy wielkoskalowych sezonowych magazynów energii.

Jednocześnie **w dokumencie praktycznie pominięto rolę elastyczności strony popytowej** w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. W związku z nowymi regulacjami dotyczącymi reformy rynku energii elektrycznej UE, Polska będzie musiała opracować strategię dedykowaną właśnie rozwojowi DSR oraz magazynów energii wraz ze środkami służącymi do realizacji jej celów.

Zarówno większe wykorzystanie magazynów energii jak i elastyczności strony popytowej powinno skutkować wyższym wykorzystaniem potencjału energii pochodzącej z lądowych farm wiatrowych i z fotowoltaiki.

6. Brak uwzględnienia gazów odnawialnych w analizach prognostycznych

W projekcie całkowicie **ominięto rolę gazów odnawialnych w transformacji energetycznej sektora elektroenergetycznego** i szerzej polskiej gospodarki poprzez *sector coupling*. Brakuje np. uwzględnienia roli zielonego wodoru produkowanego przez sektor elektroenergetyczny w celu dekarbonizacji sektorów przemysłowych. Praktycznie pominięty jest w tym aspekcie także biometan.

Być może ta kwestia będzie zaadresowana szerzej w dalszej aktualizacji PEP 2040 w zakresie zapowiadanych analiz międzysektorowych, biorąc pod uwagę trendy związane z elektryfikacją innych sektorów gospodarki i dalej postępującym łączeniem się sektorów.

7. Brak uwzględnienia wymiany transgranicznej

Analizy rządowe po raz kolejny **pomijają kompletnie kwestię wymiany transgranicznej**, która jest filarem unijnego rynku energii elektrycznej i opierają się wyłącznie na krajowym bilansie mocy. Przy

¹ https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF_Poland_Power-Transition-Outlook-2023.pdf.

aktualnych trendach regulacyjnych i rynkowych, **można spodziewać się rosnącego importu energii elektrycznej do Polski** w związku z utrzymującą się w średnim terminie wiodącą rolą energetyki węglowej w krajowym miksie energetycznym i szacowanym dalszym wzrostem cen energii w związku przede wszystkim z rosnącymi kosztami CO₂. Należy przy tym podkreślić, że wymiana transgraniczna jest bardzo istotnym elementem elastyczności systemu energetycznego. Można zgodzić się z celem budowy rezerwy mocy w oparciu o własne jednostki tj. nie budować bezpieczeństwa energetycznego w oparciu o jednostki zagraniczne, ale nieuwzględnianie wpływu zdolności importowo-eksportowych w obecnej architekturze rynku elektroenergetycznego UE prowadzi do nieodpowiedniego zamodelowania rachunku ekonomicznego działania jednostek w przyszłości. Uwzględnienie konieczności działania jednostek wytwórczych na połączonym rynku europejskim premiowałoby magazyny energii, elastyczność strony popytowej oraz jednostki gazowe kosztem jednostek węglowych.

Wymiana transgraniczna ma duże znaczenie dla obniżenia kosztów utrzymania rezerw mocy – w większych systemach koszt utrzymania rezerw jest niższy, ponadto pozwala na optymalizację wykorzystania OZE. Budowa połączeń transgranicznych pozwala na zmniejszenie kosztów dostaw energii dla odbiorców.

8. Brak analizy alternatywnych scenariuszy rozwoju ciepłownictwa

W dokumencie **nie uwzględnia się we właściwy sposób pilnej potrzeby modernizacji ciepłownictwa, zarówno ciepłownictwa sieciowego (systemowego), jak i ciepłownictwa opartego o indywidualne źródła ciepła oraz konsekwencji tych procesów dla innych podsektorów energetyki**. Wspomina się o rozwoju zastosowania pomp ciepła do ogrzewania budynków, ale pomija się np. kwestię konieczności modernizacji źródeł ciepła sieciowego, rozwoju układów kogeneracyjnych, również w kontekście ich zdolności do elastycznego bilansowania mocy w systemie elektroenergetycznym.

9. Rozwój sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych

Rozwój sieci elektroenergetycznych został słusznie hasłowo wskazany jako jedno z priorytetowych zadań. Dokument nie odnosi się jednak do szczegółowych celów i wymaganego harmonogramu tej modernizacji.

Podsumowanie

Projekt aktualizacji analiz prognostycznych dla sektora elektroenergetycznego zawiera **znaczne przyspieszenie transformacji energetycznej w kierunku niskoemisyjnym** w stosunku do obecnie obowiązującej PEP 2040, co należy ocenić pozytywnie. Kierunek aktualizacji w większym stopniu uwzględnia aktualne trendy regulacyjne i rynkowe wynikające z polityki klimatycznej UE, czy spadających kosztów technologii OZE.

Tym niemniej, nie można się oprzeć wrażeniu, że kluczowe założenia makroekonomiczne mające wpływ na rentowność energetyki węglowej zostały uwzględnione w sposób dyskusyjny – **uzasadniający dobrą tezę o istotnej roli energetyki węglowej w średnim terminie**. Odbywa się to kosztem niższego tempa rozwoju energetyki gazowej w średnim oraz OZE w długim terminie. Ponadto, w związku z obserwowanymi opóźnieniami i rosnącymi kosztami najnowszych elektrowni jądrowych w Europie, oraz

niepewnościami dotyczącymi tempa komercjalizacji SMR, warto przeanalizować dodatkowy scenariusz z możliwym opóźnieniem rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Założenia te są bowiem obarczone dużym marginesem błędu.

Projekt nie uwzględnia także w sposób adekwatny kluczowych technologii dla transformacji energetycznej, które są priorytetem kolejnych aktualizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE, w tym reformy rynku energii i pakietu „Gotowi na 55” – a zwłaszcza **magazynów energii, elastyczności strony popytowej czy rozwoju gazów odnawialnych**.

Brak także analizy wpływu nieskoordynowanego rozwoju pogodozależnych technologii OZE na wzrost kosztów systemowych, które mogą być zmuszeni ponieść odbiorcy końcowi – w związku z potencjalnymi rekompensatami za ograniczanie produkcji źródeł odnawialnych. W szczególności brakuje symulacji generacji tych źródeł na tle planowanego zapotrzebowania w KSE odbiorców końcowych z uwzględnieniem minimalnego poziomu generacji źródeł konwencjonalnych niezbędnego dla utrzymania parametrów technicznych KSE.

Aktualizowane analizy nie uwzględniają także nowych ścieżek cen energii elektrycznej i ciepła w Polsce w średnim i długim terminie, co jest istotnym brakiem dokumentu.

Pragniemy również podkreślić konieczność uwzględniania perspektywy odbiorców energii w strategicznych dokumentach dotyczących transformacji energetycznej. Szczególnie w przypadku odbiorców przemysłowych coraz większą rolę zaczyna odgrywać emisyjność zużywanej energii. Z punktu widzenia nowoczesnej gospodarki zapewnienie dostępu do energii o zerowym bądź minimalnym śladzie węglowym staje się dla przedsiębiorstw wyznacznikiem konkurencyjności, przyciągania nowych inwestycji i utrzymania w istniejących łańcuchach dostaw.

Projekt aktualizacji PEP 2040 powinien zostać przyjęty jak najszybciej, w związku z wymogiem przedłożenia Komisji Europejskiej projektu aktualizacji KPEiK do końca czerwca br. oraz opóźnieniem w przyjmowaniu Strategii Długoterminowej. Brak aktualnej polityki energetycznej kraju niekorzystnie wpływa na inwestycje i bezpieczeństwo energetyczne kraju. **Jednakże, niezależnie od tego, czy projekt zostanie przyjęty jeszcze przed październikowymi wyborami parlamentarnymi, czy zajmie się nim już nowy rząd, ta wersja dokumentu jest dobrym punktem startowym do dalszych prac nad aktualizacją PEP 2040.** Bez względu na zdarzenia polityczne, nowa PEP 2040 powinna być przyjęta możliwie szybko przede wszystkim z uwagi na strategiczny interes państwa związany z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego.

Z najpilniejszych działań do podjęcia przed wyborami, poza przyjęciem aktualizacji PEP 2040, należy wymienić przede wszystkim:

- **Przyjęcie nowelizacji ustawy OZE transponującej dyrektywę RED II.**

Projekt ma w pełni implementować postanowienia RED2 oraz wprowadzać nowy rodzaj pomocy – wsparcie operacyjne dla instalacji pracujących w wybranych technologiach, którym skończył się pierwotny 15-letni okres wsparcia. Ma zostać planowo przyjęty przez Sejm do końca tej kadencji.

- **Przyjęcie nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne.**

Projekt ma na celu transpozycję dyrektyw i wdrożenie rozporządzeń dotyczących organizacji rynku energii i gazu, w tym w zakresie uprawnień ich nowych uczestników. Dodatkowo zawiera przepisy umożliwiające budowę linii bezpośrednich łączących instalacje OZE z odbiorcami przemysłowymi. Ma także być planowo przyjęty przez Sejm do końca tej kadencji.

- **Ustanowienie Funduszu Transformacji Energetyki (FTE)** poprzez nowelizację ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

FTE ma być kluczowym instrumentem wspierającym transformację energetyczną w krajowym sektorze energetycznym i ciepłowniczym. Fundusz ma być zasilany 40% pulą uprawnień przeznaczonych na aukcje w ramach polskiej puli krajowej. Tymczasem projekt nowelizacji jest zamrożony od ponad roku, a środki z aukcji uprawnień trafiają głównie na rekompensaty cen energii dla odbiorców, zamiast także wspierać transformację.

- **Przyspieszenie kluczowych ustaleń z instytucjami finansowymi i Komisją Europejską w zakresie ustanowienia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE).**

Niezależnie od finalnych decyzji w zakresie ustanowienia NABE, potrzebne jest pilne rozstrzygnięcie w tej sprawie, ponieważ obecnie trwający stan niepewności ma negatywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce. Państwowe firmy energetyczne nie podejmują decyzji o modernizacji istniejącej węglowej floty wytwórczej – a zwłaszcza bloków klasy 200 MW do elastycznej pracy i bilansowania OZE – w związku z wizją jej wydzielenia do NABE, która się nieustannie odwleka. Z kolei nie jest jasne czy NABE będzie w stanie takie procesy przeprowadzić i czy znajdzie środki na niezbędne modernizacje. Istotna będzie informacja czy rolą NABE będzie właśnie modernizacja bloków klasy 200 MW i kiedy taka decyzja zostanie zakomunikowana.

- **Podjęcie szybkich działań w zakresie rozwoju mechanizmów wykorzystujących elastyczność strony popytowej oraz budowę magazynów energii u odbiorców.**

Konieczne jest przyspieszenie działań pozwalających na wykorzystanie potencjału odbiorców w mechanizmach elastyczności poprzez umożliwienie pełnego ich udziału w rynkach krótkoterminowych oraz mechanizmach elastyczności. W szczególności długo oczekiwane zmiany dotyczące niezależnych agregatorów w ramach nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne oraz agregacji usług bilansujących przez Dostawców Usług Systemowych w ramach reformy rynku bilansującego są opóźniane. Brak także mechanizmów skutecznie wspierających budowę magazynów energii u odbiorców, efektywniejszych dla optymalizacji kosztów systemu elektroenergetycznego (ograniczenie wpływu wąskich gardeł w sieci energetycznej i strat sieciowych). Wykorzystanie tych mechanizmów jest kluczowe dla pełnego wykorzystania potencjału OZE i ograniczenia niezbędnych nakładów na inwestycje w zasoby wytwórcze i sieci energetyczne, jednocześnie znacząco obniżając emisje CO₂ związane z wykorzystaniem źródeł konwencjonalnych do bilansowania systemu.

Rada Energetyczna – kim jesteśmy?

W skład Ekspertckiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu wchodzi osoby z bogatym i różnorodnym doświadczeniem w zakresie energetyki i gospodarki, przemysłu, spraw międzynarodowych. Celem Ekspertckiej Rady jest wsparcie procesów decyzyjnych w obszarach kluczowych dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski i ochrony klimatu. Rada działa na zasadzie non-profit, nie promuje żadnych konkretnych technologii ani firm. Więcej informacji – na stronie: <https://rada-energetyczna.pl/>.

Kontakt

Jadwiga Winiarska
jadwiga.winiarska@forum-energii.eu
+48 517-819-907