



Rekomendacje Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu w sprawie najważniejszych działań w obszarze polityki klimatyczno-energetycznej dla nowego rządu RP

1. Podstawowe zasady zarządzania transformacją energetyczną	1
2. Pakiet strukturalny	3
3. Pakiet dla odnawialnych źródeł energii	7
4. Pakiet dla ciepłownictwa i efektywności energetycznej	10
5. Pakiet dla sieci elektroenergetycznych	11
6. Pakiet dla odbiorców i rynku energii	12

1. Podstawowe zasady zarządzania transformacją energetyczną

Biorąc pod uwagę dynamicznie zmieniające się warunki zewnętrzne oraz wybory parlamentarne, zdefiniowanie na nowo i uporządkowanie podstawowych zasad zarządzania obszarem polityki energetyczno-klimatycznej w Polsce powinno być priorytetem przyszłego rządu.

Istotne jest uzyskanie **konsensusu ponadpartyjnego dla następujących podstawowych założeń** polskiej polityki energetycznej:

- Niezbędne jest przyjęcie perspektywy, iż **transformacja energetyczno-klimatyczna powinna służyć wzmocnieniu konkurencyjności gospodarczej kraju** i być skorelowana nie tylko z interesami sektora energetycznego, ale przede wszystkim odbiorców – zarówno gospodarstw domowych jak i przedsiębiorstw. Powinna się także wiązać z budowaniem niezbędnych kompetencji na rynku pracy dla rozwoju nowoczesnego przemysłu, czy z rozwijaniem i wdrażaniem innowacji, a także zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i ciągłości dostaw energii do odbiorców.

- Potrzeba dekarbonizacji energetyki wynika również z konieczności uniezależnienia od importu paliw – z dążenia do samowystarczalności w pokrywaniu potrzeb energetycznych Europy w perspektywie kilkudziesięciu lat, w sytuacji zmniejszających się własnych zasobów paliw kopalnych. Odnosi się to w szczególności do Polski.
- By dobrze wykorzystać szanse wynikające z transformacji energetycznej, należy trafnie zidentyfikować główne trendy, które mają swoje odzwierciedlenie m.in. w analizach Międzynarodowej Agencji Energetycznej, czy Komisji Europejskiej. Jest to przede wszystkim **elektryfikacja oraz integracja sektorów (tzw. *sector coupling*), które dotychczas bazowały na paliwach kopalnych**, tj. ciepła i chłodu, transportu czy procesów przemysłowych.
- Potrzeba transformacji energetycznej wynika z wielu czynników, w tym przede wszystkim ze: starzenia się infrastruktury wytwórczej i sieciowej, konieczności ograniczenia wzrostu cen energii w polskiej gospodarce, zasadności minimalizowania oddziaływań energetyki na środowisko i klimat oraz z postępu technologicznego. Kluczowa jest także konieczność zapewnienia konkurencyjności przemysłu i uniezależnienia się od importu paliw kopalnych.
- **Szybkie ograniczanie emisyjności i rozwiązanie spodziewanego problemu deficytu mocy wytwórczych jest niezbędne dla bezpieczeństwa kraju. To istotne również dla wzmocnienia konkurencyjności gospodarki**, zapewnienia jej atrakcyjności dla inwestorów i dostępności energii elektrycznej po przystępnej cenie. Skala transformacji jest ogromna, co niesie ze sobą potrzebę gigantycznych inwestycji, które muszą być sfinansowane nie tylko przez państwo, ale też konieczne będzie zaangażowanie kapitału prywatnego i międzynarodowego.
- Ważny będzie rozwój wiedzy i kompetencji oraz **zapewnienie znaczącego udziału polskich firm w łańcuchu dostaw urządzeń i usług dla inwestycji niskoemisyjnych.**
- Rola węgla w krajowej energetyce stopniowo się kończy i **należy przygotować się do zamknięcia zdecydowanej większości generacji węglowej najpóźniej w latach trzydziestych, wraz z opracowaniem strategii dla obszarów górniczych.** Jednocześnie kluczowy jest plan budowy nowych mocy, które we wskazanym czasie zapewnią bezpieczeństwo dostaw.
- Podstawową zasadą w energetyce powinny być reguły rynkowe: **swobodnego kształtowania się cen na rynku hurtowym i detalicznym energii elektrycznej oraz sygnałów cenowych** dla elastyczności. Należy wzmocnić nadzór regulacyjny dla zapobiegania manipulacjom. Sygnały cenowe powinny stymulować niezbędne inwestycje w energetyce, zgodnie z racjonalną Polityką Energetyczną Polski. Jest to droga do minimalizacji kosztów inwestycji, zwiększania konkurencji i zaangażowania wielu podmiotów. **Odstępstwa od reguł rynkowych powinny mieć charakter tymczasowy i być stosowane w wyjątkowych wypadkach. Ich wprowadzenie musi być uzależnione od wcześniej ustalonych transparentnych i obiektywnych wskaźników zaistnienia kryzysu cen energii i paliw.**

- Ponieważ sytuacja na rynkach energetycznych powoli się uspokaja (po pandemii COVID-19 i ataku Rosji na Ukrainę), należy **przywrócić zaufanie do procesu legislacyjnego**. **Konieczna jest poprawa** transparentności i jakości stanowienia prawa. Dialog z uczestnikami rynku oraz konsultacje społeczne powinny **uwzględniać interesy wszystkich podmiotów oraz odbiorców**. Regulacje powinny wynikać z długoterminowych strategii i być tworzone z wyprzedzeniem. Dotyczy to nie tylko energetyki, ale całokształtu funkcjonowania państwa.
- Rząd powinien prowadzić **transparentną, obiektywną i spójną politykę informacyjną**, publikując kluczowe dane, komunikując wyzwania, a także przedstawiając rozwiązania. Spójna komunikacja pomoże w akceptacji społecznej wprowadzanych rozwiązań i będzie przyspieszała wdrażanie zmian. Należy zainicjować **cykliczne sprawozdania oraz ponadpartyjne konsultacje z prowadzonej polityki klimatyczno-energetycznej** – z uwagi na jej długoterminowy wymiar przekraczający jedną czy dwie kadencje rządów – i otworzyć publiczną dyskusję na poziomie technicznym, a nie politycznym.
- **Należy zweryfikować zakres centralizacji polskiego sektora energetycznego** na rzecz jasnego podziału zadań pomiędzy kluczowymi podmiotami i wzmocnienia odpowiedzialności za ich realizację – w zakresie regulacji, przesyłu, obrotu i nadzoru właścicielskiego.
- Konieczne jest pilne wypracowanie oraz przedstawienie modelu biznesowego rozwoju energetyki jądrowej oraz transparentnej analizy kosztów i korzyści. Jest to niezbędne dla zapewnienia konsensusu w zakresie realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej. Kwestią priorytetową dla nowego rządu będzie też wypracowanie modelu wsparcia rozwoju energetyki jądrowej w Polsce i skuteczna jego notyfikacja Komisji Europejskiej.

2. Pakiet strukturalny

Rząd nie ma obecnie profesjonalnych narzędzi zarządzania transformacją energetyczną, co wynika z kilku czynników:

- Brak spójnej, długofalowej strategii działania, co przekłada się na brak współpracy pomiędzy odpowiedzialnymi instytucjami.
- Niewystarczające zasoby analityczne.
- Nieadekwatne do skali wyzwań zasoby kadrowe w administracji publicznej podlegające konkurencji rynku w związku z poziomem wynagrodzeń w sferze budżetowej i konkurencyjnymi płacami w obszarach gospodarki związanymi z transformacją energetyczną.
- Silne upolitycznienie i realizacja strategii energetycznej w oderwaniu od trendów regulacyjnych i rynkowych.

Transformacja energetyczna gwarantująca bezpieczeństwo dostaw energii musi być priorytetem dla przyszłego rządu. Dlatego proponujemy:

- Uwzględnienie w exposé przyszłego premiera strategii działania na rzecz transformacji energetycznej jako najważniejszego zadania dla nowego rządu.
- Wyznaczenie ministra odpowiedzialnego za transformację energetyczną i wybór na to stanowisko osoby zdolnej do budowania sojuszy i merytorycznie przygotowanej.
- Wzmocnienie kadrowe administracji oraz Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (dalej: "CAKE").

Poniżej przedstawiamy listę najważniejszych działań do podjęcia przez nowy rząd.

2.1 Priorytetowe działania dla nowego ministra ds. transformacji energetycznej

Nowy minister ds. transformacji energetycznej powinien w pierwszej kolejności zająć się najpilniejszymi kwestiami, takimi jak:

- **Określenie strategicznych celów polityki klimatyczno-energetycznej**

poprzez przyjęcie zaktualizowanych oraz spójnych dokumentów, tj.: Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (dalej: "PEP 2040"), Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (dalej: "KPEiK"), Strategii Długoterminowej w zakresie w zakresie redukcji emisji CO₂ oraz Strategii dla Ciepłownictwa.

Dokumenty strategiczne są niezbędne dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego. **Nowa PEP 2040 powinna zostać przyjęta jak najszybciej, w związku z potrzebą określenia strategicznych kierunków technologicznych i tempa transformacji energetycznej. W parze ze Strategią Długoterminową w zakresie redukcji emisji CO₂ (do 2050 r.), PEP 2040 jest kluczowa dla zmobilizowania inwestycji niskoemisyjnych, których obecnie jest za mało w stosunku do potrzeb.** Ponadto, Polska jest zobowiązana przedłożyć Komisji Europejskiej finalny KPEiK do czerwca 2024 r.

Projekt aktualizacji PEP 2040 przedstawiony przez MKiŚ do prekonsultacji w czerwcu br. stanowi dobrą podstawę do aktualizacji KPEiK. Przyjęty kierunek szybszej transformacji energetycznej pozwoli 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.

Konieczne będzie także **jak najszybsze opracowanie, przyjęcie i publikacja Strategii Długoterminowej w zakresie redukcji emisji CO₂** – termin na realizację tego zobowiązania upłynął 1 stycznia 2020 roku.

W sektorze ciepłowniczym wymagane są pilne działania związane z dostosowaniem regulacji do wyzwań płynących z unijnego pakietu "Gotowi na 55", które powinny zostać wskazane w nowej Strategii dla Ciepłownictwa.

- **Wydzielenie aktywów węglowych ze spółek w zgodzie z przepisami UE ds. pomocy publicznej i konkurencji**

Z uwagi na stopień zaawansowania prac nad wydzieleniem aktywów węglowych, Rada BEiK popiera kontynuację tego procesu pod warunkiem dookreślenia sposobu oraz kosztów i korzyści działania nowego podmiotu. Kluczowe będzie zapewnienie kształtowania konkurencyjnych cen energii na rynku po wydzieleniu.

Obecnie trwający stan niepewności co do przyszłości aktywów węglowych ma negatywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce. Spółki z udziałem Skarbu Państwa nie podejmują decyzji o modernizacji istniejącej węglowej floty wytwórczej – m.in. bloków klasy 200 MW w związku z wizją jej wydzielenia, która się nieustannie odwleka. Bilans mocy z roku na rok ma coraz gorsze perspektywy. Jest to szczególnym wyzwaniem w związku z wciąż utrzymującą się niepewnością i ryzykami na rynkach gazowym i elektroenergetycznym w UE.

Niezwykle istotne jest przy tym jasne określenie ram czasowych funkcjonowania elektrowni węglowych, a także wypracowanie obiektywnych i transparentnych mechanizmów “uwalniania” mocy przyłączeniowych po wyłączonych elektrowniach. W tym kontekście fundamentalne jest także zaplanowanie budowy mocy, które zastąpią jednostki węglowe i skoordynowanie w czasie zastępowania mocy odstawianych nowymi jednostkami wytwórczymi i magazynami energii. Ważne, aby te plany były realne czasowo i finansowo.

- **Ustanowienie Funduszu Transformacji Energetyki**

W celu przyspieszenia transformacji sektora energetycznego w Polsce, priorytetowe jest ustanowienie Funduszu Transformacji Energetyki (FTE) poprzez nowelizację ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

FTE powinien być ważnym instrumentem wspierającym transformację energetyczną w krajowym sektorze energetycznym i ciepłowniczym i zostać zasilony co najmniej 40% pulą uprawnień przeznaczonych na aukcje w ramach polskiej puli krajowej (rokrocznie do 2030 r.). Jego koncepcja pojawiła się jeszcze w 2019 r., kiedy rząd polski zrezygnował z opcji przedłużenia derogacji dla wytwórców energii od zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ w czwartym okresie rozliczeniowym EU ETS, w zamian deklarując utworzenie FTE od 2021 r. Miał być to instrument napędzający transformację energetyczną poprzez przyspieszenie inwestycji w nowe moce niskoemisyjne.

Tymczasem projekt nowelizacji ustawy wprowadzający FTE jest zamrożony od półtora roku, a środki z aukcji uprawnień trafiają głównie na rekompensaty cen energii dla odbiorców, zamiast przede wszystkim wspierać transformację.

Rekomendacja 1: Nadanie absolutnego prymatu w przyszłym rządzie transformacji energetycznej i określenie jej modelu wraz z realizacją najpilniejszych działań do podjęcia przez nowego ministra ds. transformacji energetycznej.

2.2. Wsparcie rozwoju kadr administracji publicznej w obszarze energetyki

Palącym problemem administracji publicznej są **braki kadrowe, nieustające rotacje i braki w zapleczu analitycznym**. Tworzy to patologiczny układ opierania regulacji i strategicznych decyzji na grze interesów biznesowych i politycznych. **Istotnym problemem jest niski poziom wynagrodzeń oraz duży popyt na wiedzę w zakresie transformacji energetycznej z rynku.**

Kluczowe decyzje dotyczące kierunków rozwoju sektora energetycznego w Polsce są warte wiele miliardów złotych i **trzeba zadbać o kompetentne i zmotywowane do wzięcia odpowiedzialności za nie kadry poprzez adekwatny wzrost wynagrodzeń.**

Staje się to tym bardziej pilne z uwagi na zbliżającą się polską Prezydencję w Radzie UE w pierwszej połowie 2025 r. i nadchodzące zintensyfikowane wyzwania w obszarze realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu oraz nową kadencją Komisji Europejskiej po wyborach w UE.

Rekomendacja 2: Reforma systemu wynagrodzenia pracowników administracji publicznej w obszarze transformacji energetycznej i adekwatne przygotowanie kadr do polskiej Prezydencji w Radzie UE.

2.3. Wzmocnienie Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych

W dobie kumulujących się potrzeb, szans/wyzwań i zobowiązań Polski w obszarze transformacji energetycznej, niezbędne jest funkcjonowanie silnego merytorycznie rządowego ośrodka analitycznego wspierającego decyzje polityczne w zakresie kierunku i tempa transformacji energetycznej, biorąc pod uwagę ilościowe koszty i korzyści dla polskiej gospodarki. Taki ośrodek powinien pełnić funkcje analityczne, planować sposoby efektywnego kosztowo wdrażania polityki publicznej, monitorować procesy i udostępniać w przystępny sposób dane. Powinien też aktywnie wspierać komunikację i edukację społeczną, procesy konsultacji społecznych i dialog – również z partnerami biznesowymi.

Ośrodek analityczny powinien być rozwijany na bazie funkcjonującego już Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE). Centrum powinno zostać wzmocnione kadrowo i budżetowo w celu realizacji bieżących analiz związanych ze ścieżkami rozwoju krajowego mixu energetycznego i transformacji krajowej energetyki oraz powiązanych sektorów gospodarki.

Prace CAKE powinny być finansowane przez rząd, ale pozostawać możliwie niezależne od wpływów politycznych, co pozwoliłoby ośrodkowi prowadzić badania mające na celu dostarczanie rzetelnych informacji i analiz dla podejmowania decyzji dotyczących klimatu i energetyki. Rezultaty prac analitycznych CAKE powinny wspierać ministra właściwego ds. transformacji energetyczno-klimatycznej i inne instytucje.

Rekomendacja 3: Wzmocnienie kadrowe i finansowe Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych w celu wsparcia procesu decyzyjnego w zakresie transformacji energetycznej Polski.

3. Pakiet dla odnawialnych źródeł energii

3.1 Znoszenie barier rozwoju OZE – przyspieszenie transformacji energetycznej

OZE są technologiami wytwarzania energii o najniższym LCOE (uśrednionym koszcie wytworzenia energii elektrycznej), a procesy inwestycyjne są szybsze w porównaniu do innych źródeł energii. Rozwój OZE pozwala na zmniejszenie hurtowych cen energii oraz importu paliw kopalnych. Energetyka prosumencka w oparciu o OZE pozwala na decentralizację energetyki i pojawienie się nowych graczy rynkowych.

W 2030 r. co najmniej 50% zapotrzebowania na energię elektryczną netto w Polsce powinno pochodzić ze źródeł odnawialnych. W rzeczywistości może to być znacznie więcej. Nowy cel dla rozwoju OZE powinien być odzwierciedlony w PEP2040 i kolejnym KPEiK.

Dla uzupełnienia spodziewanej luki wytwórczej w połowie lat dwudziestych istotne jest nie tylko rozwijanie, ale też integrowanie w KSE zeroemisyjnych źródeł. Aby wykorzystać pełny potencjał OZE należy **odblokować istniejące bariery regulacyjne oraz modernizować sieci i wdrażać mechanizmy elastyczności** – tak po stronie podażowej, jak i popytowej.

Ograniczany obecnie potencjał szybkiego rozwoju OZE w sektorze elektroenergetycznym w Polsce tkwi m.in. w odmowach wydawania warunków przyłączenia nowych mocy, o czym szerzej piszemy niżej, w Pakiecie dla Sieci.

Należy także **zaktualizować harmonogram aukcji i postawić znacznie bardziej ambitne cele rozwoju mocy OZE w kolejnych latach**, tak aby zmobilizować firmy do rozwijania projektów i jak największej konkurencji.

Konieczne jest wykorzystanie potencjału ciepłownictwa systemowego w zakresie wsparcia działania krajowego systemu elektroenergetycznego, wynikającego z niezbędnej do realizacji transformacji tego sektora zgodnie z pakietem UE "Gotowi na 55".

Istotną rolę w kontekście rozwoju infrastruktury energetycznej będą odgrywały gminy, na których spoczywają obowiązki planowania i zagospodarowania przestrzennego. Przyjęcie odpowiednich planów zagospodarowania przestrzennego może istotnie przyspieszyć rozwój projektów związanych z odnawialnymi źródłami energii. Dlatego ważne jest, aby umożliwić jak najszerszy udział gmin jako partnerów w tym procesie.

3.1.1 Maksymalizacja wykorzystania potencjału farm wiatrowych na lądzie

Cel rozwoju tej technologii w Polsce zawarty w dokumentach rządowych jest istotnie niedoszacowany, pomimo że charakteryzuje się ona najniższymi uśrednionymi kosztami wytworzenia energii elektrycznej. **Niecałe 14 GW mocy wiatrowych na lądzie do 2030 r. oraz 20 GW w 2040 r. w projekcie aktualizacji PEP 2040 nie stanowi, w opinii Rady, realizacji faktycznego potencjału rozwoju tej technologii.** Do pełnej realizacji potencjału lądowych farm wiatrowych w Polsce niezbędne będzie dalsze zwiększanie elastyczności KSE – budowa źródeł szczytowych,

magazynów energii i rozwój DSR. Potrzebny będzie także rozwój elektrolizerów które będą zagospodarowywać nadwyżki energii elektrycznej, dostarczając bezemisyjny wodór dla gałęzi gospodarki, których nie można w ekonomicznie uzasadniony sposób zelektryfikować. Istotne jest również włączanie ciepłownictwa do bilansowania KSE.

Konieczna jest **dalsza szybka liberalizacja ustawy odległościowej z obecnej zasady 700 m do 500 m odległości od zabudowań**, zgodnie z wcześniejszym konsensusem wypracowanym w konsultacjach publicznych. Eksperti Ambiens szacują, że wzrost wymaganego dystansu o 200 m powoduje redukcję dostępnego dla rozwoju lądowych farm wiatrowych obszaru aż o 44% w całej Polsce.

Rekomendacja 4: Zwiększenie potencjału rozwoju lądowych farm wiatrowych do 2030 i 2040 r. Dalsza liberalizacja ustawy odległościowej z 700 m do 500 m odległości od zabudowań. Rewizja zasad planowania przestrzennego.

3.1.2 Optymalizacja wykorzystania potencjału energetyki wiatrowej na morzu

Priorytetowym zadaniem w obszarze morskich farm wiatrowych jest upewnienie się, że dotychczas przydzielone inwestorom lokalizacje do budowy nowych mocy zostaną (łącznie około 18 GW do 2040 r.) jak najszybciej zrealizowane.

Jednakże, zgodnie z analizami PSEW, **realny potencjał rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce sięga nawet 33 GW do 2040 r.** Dla pełnego wykorzystania tego potencjału i utrzymania zainteresowania inwestorów w całym łańcuchu dostaw konieczne jest:

- Określenie docelowej wielkości tego sektora wykraczającej poza 2040 r.
- Rozpoczęcie prac nad zmianą Planu Zagospodarowania Przestrzennego Polskich Obszarów Morskich.
- Uproszczenie i przyspieszenie procedur związanych z realizacją poszczególnych etapów inwestycji w morskie farmy wiatrowe, co wymaga m.in. wzmocnienia kadrowego odpowiednich organów administracyjnych.
- Włączenie się w prace na poziomie unijnym i między krajami basenu Morza Bałtyckiego dotyczące rozwoju hybrydowych połączeń transgranicznych (przyłączanie morskich farm wiatrowych do dwóch lub więcej krajów).
- Określenie realnych celów podażowych i popytowych jak i działań dla rozwoju potencjału gospodarki wodorowej.

Kluczowe będzie także skuteczne zwiększenie kompetencji i konkurencyjności krajowej produkcji komponentów do budowy morskich farm wiatrowych (tzw. *local content*), co będzie miało duże znaczenie w obliczu rosnącej globalnej konkurencji na rynku dostawców dla morskich farm wiatrowych. Skala inwestycji związanych z rozwojem tego sektora energetyki jest bardzo duża i nie można doprowadzić do tego, aby udział krajowego przemysłu w ich budowie był mocno ograniczony.

Rekomendacja 5: Podjęcie prac zmierzających do zwiększenia wykorzystania potencjału morskich farm wiatrowych w Polsce oraz ich roli w dekarbonizacji innych sektorów gospodarki. Maksymalizacja udziału krajowych firm w budowie i obsłudze przyszłych morskich farm wiatrowych.

3.1.3 Rozwój energetyki prosumenckiej i lokalnej

Energetyka prosumencka w Polsce szybko się rozwija – konieczne jest adekwatne ujęcie jej w przyszłych ramach strategicznych. Liczba instalacji prosumenckich wzrosła ponad 20-krotnie w latach 2018-2023 z 0,3 GW do 9,3 GW.

Niezbędne jest wyznaczenie konkretnych celów jej rozwoju, określenie kluczowych regulacji wspierających i włączenie prosumentów (zarówno indywidualnych jak i zbiorowych) poprzez współudział w bilansowanie KSE – w sposób umożliwiający ich dalszy rozwój.

W celu realizacji tych postulatów zasadne jest stworzenie mechanizmów zachęt gwarantujących postęp elektryfikacji innych sektorów gospodarki, w tym transportu czy ciepłownictwa i ogrzewnictwa w sposób korzystny dla systemu elektroenergetycznego poprzez:

- **modyfikację systemu wsparcia oraz taryf**, aby w większym wymiarze wspierać elektryfikację i elastyczność systemu energetycznego;
- **ukierunkowanie zachowania prosumentów na bilansowanie dobowe** (poprzez specjalne taryfy elastyczne m.in. dla pomp ciepła, zasobników ciepłej wody, ładowarek elektrycznych i fotowoltaiki prosumenckiej skłaniające do maksymalizacji autokonsumpcji);
- **rozwińnięcie wsparcia dla budowy/organizacji społeczności energetycznych** zwiększających lokalne wykorzystanie energii produkowanej przez prosumentów (agregacja usług/odbioru, obrót lokalny) i zwiększających indywidualne korzyści z tym związane (brak wyłączeń, przesunięcie dobowe itd.)

3.1.4. Ułatwienie rozwoju OZE odbiorcom przemysłowym

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 pozycji w łańcuchach dostaw. Polski miks energetyczny jest jednym najbardziej emisyjnych w UE, co jest dużym obciążeniem dla firm działających w międzynarodowych łańcuchach dostaw.

Rozwój energetyki przemysłowej w celu autoprodukcji jest racjonalnym kierunkiem rozwoju OZE, gdyż biznes dysponuje adekwatnym kapitałem, posiada dostęp do wiedzy profesjonalistów i świadomość konieczności redukcji śladu węglowego. Odbiorcom energochłonnym zależy także na przystępnych i przewidywalnych cenach energii.

W związku z tym, rekomendujemy określić cele rozwoju OZE w przemyśle w dialogu z przedstawicielami głównych branż energochłonnym tak, aby ułatwić operatorom sieci planowanie

i zredukowanie kosztów linii bezpośredniej (poprzez rozporządzenie taryfowe), uprościć zasady planowania przestrzennego, a ściślej:

- **w planach zagospodarowania przewidzieć instalacje OZE na terenach przemysłowych i poprzemysłowych**, co przyspieszy proces budowy nowych mocy;
- uwzględnić w warunkach przyłączenia sposób odbioru energii;
- pozwolić gminom na **przygotowanie stref dedykowanych OZE**, co wynika z nowej dyrektywy UE o odnawialnych źródłach energii.

Relatywnie prostym i szybkim rozwiązaniem jest stworzenie możliwości inwestowania przemysłu we własne źródła, także poprzez **przyspieszenie procedur pozwoleńowych**. Rada rekomenduje rozważenie stworzenia, zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej, **mechanizmu rządowych gwarancji dla zawieranych umów PPA (power purchase agreements)** w tym dla projektów z linią bezpośrednią łączącą instalacje wytwórcze OZE z odbiorcami przemysłowymi. Ponadto zgodnie z europejskimi trendami **ważne jest podejmowanie działań pozwalających zawierać umowy PPA także przez małe i średnie przedsiębiorstwa**.

Należy także w **większym stopniu wspierać polskich odbiorców energochłonnych**, którzy borykają się z nadal wysokimi cenami energii elektrycznej i gazu ziemnego. **Aktualny rządowy mechanizm wsparcia w kwocie 5 mld PLN jest nieadekwatny do potrzeb krajowego przemysłu**.

Konieczne jest zaproponowanie mechanizmów systemowych dla utrzymania przemysłu energochłonnego w Polsce, w zgodzie z przepisami pomocy publicznej UE, w kontekście presji jaką wywiera nie tylko kryzys energetyczny, ale konkurencja innych globalnych gospodarek – Stanów Zjednoczonych i Chin. Pilne jest stworzenie ułatwień dla przemysłu w celu korzystania z taniej energii oraz stworzenie ambitnego programu efektywności energetycznej i dekarbonizacji przemysłu, co pozwoli trwale w dłuższej perspektywie obniżyć koszty.

Rekomendacja 6: Modyfikacja systemu wsparcia energetyki prosumenckiej i odbiorców energochłonnych. Rewizja wydawania pozwoleń i kwestii przyłączeń dla nowych mocy; promocja rozwoju umów PPA, w tym również dla MŚP. Zwiększenie wsparcia przemysłu z tytułu rosnących kosztów paliw i energii.

4. Pakiet dla ciepłownictwa i efektywności energetycznej

Koszty ogrzewania stają się ogromnym wyzwaniem. Polska potrzebuje przede wszystkim całościowej polityki wsparcia efektywności energetycznej w budynkach. **Istotne są również nowe modele finansowania efektywności oraz rozwój norm i standardów**, które uniemożliwią złej jakości termomodernizacje.

Istotne staje się ograniczenie roli gazu w polskim ciepłownictwie i ogrzewnictwie – ponieważ w dużym stopniu jest to surowiec importowany, o który konkurują inne sektory gospodarki.

W tym kontekście **ważna jest elektryfikacja ogrzewania i rozwój systemów ciepłowniczych**, które będą współpracować z KSE i pomagać w jego bilansowaniu.

Należy zwiększyć atrakcyjność systemu białych certyfikatów – w sposób, który znacząco zwiększy ambicję inwestycji w efektywność energetyczną.

4.1. Transformacja ciepłownictwa systemowego

Priorytetowym krokiem dla nowego rządu w tym obszarze jest opracowanie i przyjęcie strategii dla ciepłownictwa oraz określenie ścieżki dekarbonizacji tego segmentu.

Stan ekonomiczny branży ciepłownictwa systemowego **wymaga pilnej zmiany mechanizmów regulacyjnych w zakresie sposobu kształtowania cen ciepła oraz finansowania modernizacji ciepłownictwa systemowego.** Zapewnienie zdolności podmiotów ciepłowniczych do pozyskania finansowania dłużnego umożliwi realizację wymaganych inwestycji w obszarze wytwarzania i dostarczania ciepła.

Przyszłość racjonalności zaopatrzenia w ciepło zależy od odpowiedniej synergii różnych jego form. Z punktu widzenia administracyjnego kluczem do sukcesu w tym obszarze będzie ustalenie zdrowych zasad planowania zaopatrzenia w ciepło.

4.2. Transformacja ogrzewnictwa – ogrzewania w budynkach indywidualnych

Priorytetem jest dostosowanie strategii ogrzewnictwa do regulacji pakietu “Gotowi na 55”, w tym nowej dyrektywy budynkowej. Transformacja sektora budynków indywidualnych to proces rozłożony na wiele lat, który musi być dobrze zaprojektowany, aby nie doprowadzić do marnotrawienia środków i utraty zakładanych korzyści.

Pierwszym krokiem powinna być **nowelizacja przyjętej w lutym 2022 r. długoterminowej strategii renowacji budynków i dostosowanie jej celów do zwiększonych wymogów dyrektywy budynkowej**, a także zmiana mechanizmów jej wdrażania. Powinna temu towarzyszyć szeroka i spójna kampania informacyjna uwypuklająca korzyści dla odbiorców i informująca o programach wsparcia dla odbiorców wrażliwych.

5. Pakiet dla sieci elektroenergetycznych

Sieci dystrybucyjne i przesyłowe są kluczowe dla polskiej transformacji energetycznej. Jednym z głównych problemów w tym aspekcie jest aktualnie kwestia odmów przyłączenia do sieci nowych mocy wytwórczych opartych na OZE. Skala odmów i szacunki dotyczące nakładów inwestycyjnych (w stare, nieokablowane, nieinteligentne sieci) pokazują, że to jest słabe ogniwo. Zgodnie z danymi URE, OSD odmówili w 2022 r. wydania warunków przyłączenia dla projektów OZE o łącznej mocy zainstalowanej ok. 51 GW (ok. 7 tys. odmów).

W celu zmiany sytuacji, niezbędne jest **zwiększenie transparentności procedowania wniosków o wydanie warunków przyłączeniowych** nie tylko na poziomie OSP, ale także na poziomie OSD poprzez:

- a) **upublicznianie informacji w zakresie dostępnych mocy przyłączeniowych oraz zgłoszonych wniosków o przyłączenie;**
- b) udostępnianie listy oczekujących wniosków na wolne moce przyłączeniowe wraz z ich priorytetyzacją;
- c) **publikowanie ekspertyz, na podstawie których były udzielane odmowy przyłączenia;**
- d) **dokładny przegląd infrastruktury sieciowej** – tak, by ewentualne odmowy przyłączenia nowych instalacji wynikały z rzeczywistych zagrożeń dla pracy sieci, a nie teoretycznych przeciążeń określonych w analizach rozptylowych, które nie wpływają na bezpieczeństwo systemu;
- e) **udrożnienie kolejki projektów** po wnioski o warunki przyłączenia do sieci poprzez ustawowe rozwiązanie problemu projektów nierealizowanych;
- f) **uwzględnienie mechanizmów DSR w minimalizacji kosztów rozbudowy sieci** oraz problemów z utrzymaniem poziomu napięcia.

Można także na dalszym etapie **rozważyć wdrożenie wsparcia finansowego dla OSD z tytułu zmniejszenia procentowego odmów przyłączenia OZE do sieci**, co zostało zaplanowane w KPO.

Niezbędne będzie równoległe przyspieszenie tempa modernizacji i budowy nowych sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych w celu umożliwienia integracji nowych mocy niskoemisyjnych z KSE. W projekcie aktualizacji PEP 2040, MKiŚ szacuje skalę niezbędnych nakładów dochodzącą do 500 mld PLN do 2040 r. **Środki na inwestycje powinny w maksymalnym stopniu pochodzić z dostępnych funduszy UE na ten cel oraz z przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂** – możliwie minimalnie obciążając odbiorców końcowych w Polsce poprzez podniesienie taryfy przesyłowej.

Rekomendacja 7: Zmiana regulacji umożliwiająca zmniejszenie liczby odmów dla wniosków o przyłączenie do sieci. Zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci oraz maksymalizacja wykorzystania dostępnych środków unijnych.

6. Pakiet dla odbiorców i rynku energii

6.1 Zniesienie limitów cen energii na rynku hurtowym

W ostatnim okresie na polskim rynku energii elektrycznej i ciepła doszło do szeregu interwencji krajowych mających na celu ograniczenie cen. W przypadku energii elektrycznej, ceny hurtowe zostały ograniczone do kosztów zmiennych elektrowni konwencjonalnych, a w przypadku odnawialnych źródeł energii do poziomu cen referencyjnych w aukcjach.

Aktualne przepisy krajowe wprowadzające limity cen dla wytwórców powinny zostać wyeliminowane z końcem 2023 r. Na potrzebę odejścia od takich interwencji wskazuje m.in.

Komisja Europejska w swoich najnowszych rekomendacjach, a sytuację na rynku stabilizuje także ostatni głęboki spadek cen gazu ziemnego i idąca za nim obniżka cen energii elektrycznej w UE i w Polsce.

Ewentualne wprowadzanie w przyszłości limitów cen energii powinno być brane pod uwagę jedynie awaryjnie i zgodnie ze ściśle określonymi kryteriami, w okresach kryzysowych związanych z ekstremalnie wysokimi cenami energii. W innym razie będzie ono ograniczało inwestycje w nowe moce. Okresy kryzysowe cen energii uruchamiające limity cenowe powinny być regulacyjnie zdefiniowane i ograniczone czasowo – tj. maksymalnie do jednego roku. Przykładowym rozwiązaniem może być mechanizm tymczasowego automatycznego mrożenia cen na rynku hurtowym (*relief valve*) uruchamianego w sytuacji ponownego kryzysu cenowego, który postuluje Parlament Europejski w swoim stanowisku do projektu rozporządzenia UE o rynku energii elektrycznej.

Rekomendacja 8: Zniesienie limitów cenowych dla wytwórców energii na rynku hurtowym od 2024 r. i utrzymanie takiej opcji wyłącznie w sytuacji awaryjnej, związanej z ekstremalnie wysokimi cenami energii.

6.2 Wprowadzenie mechanizmu rynkowej wyceny rezerwy operacyjnej na rynku bilansującym

Wprowadzenie mechanizmu rynkowej wyceny rezerwy operacyjnej (tzw. *scarcity pricing*) było jednym z warunków, na które Polska zgodziła się w zamian za zgodę Brukseli na wprowadzenie w kraju rynku mocy.

Taki mechanizm pozwalający wytwórcom na **adekwatne wynagrodzenie dostępności mocy w okresie wysokiego popytu na energię** i zwiększający przychody jednostek wytwórczych na rynku wzmocni impuls do inwestycji w nowe moce wytwórcze i pomoże zapewnić odpowiednie rezerwy mocy w dobie coraz większego udziału źródeł odnawialnych (pogodzależnych) w KSE. Mechanizm powinien zostać wdrożony już w 2021 r. jednak nie został wprowadzony do dziś.

Rekomendacja 9: Wprowadzenie mechanizmu rynkowej wyceny rezerwy operacyjnej na rynku bilansującym na początku 2024 r.

6.3 Przywrócenie obligo giełdowego dla wytwórców

W celu przywrócenia konkurencji na krajowym rynku energii elektrycznej należy powrócić do obligo giełdowego, tym bardziej jeśli zrealizuje się koncepcja wydzielania aktywów węglowych spółek energetycznych. W takim scenariuszu, udział NABE w krajowym wytwarzaniu energii elektrycznej będzie wiodący (ok. 50% udziału w segmencie wytwarzania energii), a podmiot ten będzie miał dominującą pozycję na rynku.

Z tego względu **aktywa wytwórcze wydzielone ze spółek powinny mieć przywrócony 100% obowiązek handlu energią elektryczną na giełdzie.**

Rekomendacja 10: Przywrócenie obliża giełdowego dla wytwórców węglowych wydziałowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa.

6.4 Zapewnienie sygnałów cenowych do oszczędzania energii

Utrzymanie mrożenia cen energii dla odbiorców końcowych czy też zwiększanie limitów zużycia energii elektrycznej objętych mrożeniem (z 2 do 3 MWh rocznie) są sprzeczne z pilną potrzebą oszczędzania energii, zwiększania efektywności energetycznej i dekarbonizacji miksu energetycznego kraju. **Należy zatem odejść od mrożenia cen energii dla wszystkich gospodarstw domowych.**

Wsparcie w postaci mrożenia cen co do zasady powinno być stosowane tylko w sytuacji kryzysów cenowych i być zorientowane na mniej zamożne gospodarstwa domowe, aby pozostali odbiorcy mieli impuls do oszczędzania energii.

Definicja okresu kryzysowego w zakresie poziomu cen energii, który uprawniałby do wprowadzenia takich regulacji powinna być zbieżna z definicją dotyczącą możliwości wprowadzenia awaryjnych limitów cen dla instalacji inframarginalnych.

Rząd powinien mieć możliwość stosowania taryf dla gospodarstw domowych i MŚP ustalonych poniżej kosztów produkcji wyłącznie w okresach kryzysowych – np. w sytuacji gwałtownego wzrostu cen paliw czy energii. Tak wyznaczone taryfy powinny mieć określony czas funkcjonowania oraz limit zużycia energii, utrzymując zachęty do efektywności energetycznej.

6.5. Wsparcie gospodarstw domowych o niskich dochodach i MŚP wrażliwych na ceny energii

Powrót do zasad rynkowych może się odbywać stopniowo, przy zastosowaniu osłon dla wybranych grup odbiorców. **Jako alternatywę dla taryf proponujemy wprowadzenie bonu energetycznego dla wybranych grup odbiorców** – gospodarstw domowych o niskich dochodach i MŚP, w których cena energii elektrycznej lub ciepłej odgrywa istotną rolę.

Rekomendacja 11: Modyfikacja krajowych przepisów w celu odmrożenia cen energii dla gospodarstw domowych z uwzględnieniem kryterium dochodowego. Zaproponowanie bonu energetycznego dla odbiorców wrażliwych i najbardziej narażonych MŚP.

6.6. Stworzenie rynków usług elastyczności

Brak rynków usług elastyczności w Polsce stanowi jedną z najważniejszych luk systemowych w transformacji energetycznej, ponieważ **uniemożliwia wdrażanie scenariuszy uwzględniających elastyczność jako alternatywę dla scentralizowanych, dyspozycyjnych jednostek wytwórczych**, których powstanie/odtworzenie jest obarczone dużym ryzykiem ekonomicznym i projektowym.

System energetyczny już teraz musi być elastyczny. Dochodzi coraz częściej do sytuacji w KSE, kiedy przy niskim zapotrzebowaniu i dużej produkcji z OZE **źródła odnawialne są interwencyjnie wyłączone przez operatora systemu przesyłowego.**

Operator systemu potrzebuje dynamicznego rozwoju magazynów energii, elektrowni szczytowo-pompowych i DSR, które jednak nie powstają w odpowiedniej wielkości. **Rozwój magazynów energii w Polsce wymaga dodatkowego mechanizmu wsparcia poza rynkiem mocy w celu przyspieszenia tej technologii,** np. poprzez stworzenie dedykowanego programu adekwatnie wynagradzającego elastyczność w systemie oraz wsparcia nakładów inwestycyjnych z Funduszu Modernizacyjnego. Ważne są też stałe bodźce rynkowe do aktywnego uczestnictwa magazynów w KSE.

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 gardła w sieci energetycznej i strat sieciowych). Wykorzystanie tych mechanizmów jest kluczowe dla pełnego uwolnienia potencjału OZE i ograniczenia niezbędnych nakładów na inwestycje w zasoby wytwórcze i sieci energetyczne.

Należy stworzyć rynek usług elastyczności, które w ekonomicznie uzasadniony i transparentny sposób pozwolą na ewolucję KSE. Bardzo ważne będą w tej kwestii magazyny na poziomie sieci oraz ciepłownictwo. Rynek elastyczności powinien zostać utworzony przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne i obejmować usługi systemowe, w tym w szczególności usługi regulacji częstotliwości, które umożliwią komercyjne inwestycje w budowę bateryjnych magazynów energii.

Członkinie i Członkowie Rady

14.09.2023 r.

Rada Energetyczna – kim jesteśmy?

W skład Eksperskiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu wchodzi osoby z bogatym i różnorodnym doświadczeniem w zakresie energetyki i gospodarki, przemysłu, spraw międzynarodowych. Celem Eksperskiej 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/>.

Skład Eksperskiej Rady BEiK:

Agata Łoskot-Strachota, OSW

Bogusław Regulski, IGCP

Dorota Dębińska-Pokorska, PWC

Dorota Zawadzka Stępnik, UM Warszawa
Grzegorz Onichimowski, NODES
Henryk Kaliś, FOEiG
Jacek Misiejuk, Enel X
Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska
Janusz Reiter, CSM
Jarosław Rot, BNP Paribas
Joanna Maćkowiak Pandera, Forum Energii
Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
Łukasz Dobrowolski, Climate Strategies
Maciej Burny, EnerX
Monika Morawiecka, RAP
Paweł Musiałek, Klub Jagielloński
Paweł Ruskowski, Collegium Civitas
Paweł Skowroński, Politechnika Warszawska
Paweł Wróbel, Gate Brussels
Piotr Arak, PIE
Remigiusz Nowakowski, DISE
Robert Jeszke, KOBIZE
Wojciech Myślecki, ekspert

Kontakt:

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



Eksperska Rada
ds. Bezpieczeństwa Energetycznego
i Klimatu