

Polska energetyka pod rządami PiS - drogo, drożej, ciemno

Geneza kryzysu i perspektywy wyjścia

Andrzej Domański,
Grzegorz Onichimowski,
Piotr Kołodziej,
Zbigniew Stępniewski
wraz z zespołem ekspertów
Instytutu Obywatelskiego

2021

Spis treści

Wstęp	7
Estymacja kosztów dla gospodarki związanych z niedoborami mocy w roku 2025	9
Przyczyny przewidywanego kryzysu systemu	10
Jak zapełnić powstającą i wciąż rosnącą lukę podaży energii	21
Sieci	30
Ceny, czyli jak nie zawrócić z kursu na transformację	32
2030 i dalej – kilka uwag o perspektywie	34
Podsumowanie	38
Załącznik 1	40
Finansowanie transformacji energetycznej	
Załącznik 2	48
Narzędzia, jakimi dysponuje operator (PSE) w razie deficytu mocy	
Załącznik 3	52
Założenia do rozwoju sektora elektroenergetycznego ujęte w obecnych planach rządu	
Zapotrzebowanie na energię	55
Załącznik 4	56
Założenia do rozwoju sektora gazowniczego	
Załącznik 5	60
Lista proponowanych do uchwalenia aktów prawnych wspierających krótkoterminowo transformację energetyczną i zapobiegających deficytowi mocy wytwórczych	
Załącznik 6	61
Skrótowy opis mechanizmu „kolorowania” energii	

Executive summary

- W roku 2025 polską energetykę czeka szczególna próba. Za sprawą zmieniających się regulacji rynku mocy z polskiego systemu może „wpaść” nawet 8 GW mocy (z 52 GW obecnie zainstalowanych).

Bezpieczeństwo energetyczne Polski jest zagrożone.

- Brak działań w ostatnich sześciu latach w obszarze inwestycji w nowe moce wytwórcze, rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, nieuzasadnione blokowanie rozwoju OZE (odmowy przyłączenia fotowoltaiki wielkoskalowej, wprowadzenie zasady 10H) oraz nieefektywne i niedostosowane do warunków krajowych systemy wsparcia kogeneracji spowodowały, że obecnie polski system elektroenergetyczny nie zapewnia odpowiedniej ilości energii bez importu, a **od roku 2025 będzie praktycznie uzależniony od wymiany transgranicznej.**
- **W perspektywie czterech lat nie istnieją realne możliwości radykalnego wzrostu mocy zainstalowanej w Polsce.** Nawet uchylenie zasady 10H nie zmieni faktu, że realizacja dużego projektu wiatrowego na lądzie przy aktualnych przepisach trwa siedem lat, a projektu konwencjonalnego – od ośmiu do dziesięciu lat. To znaczy, że **Polska jest nieuchronnie skazana na import energii w latach 2025–2028.**
- Postępująca degradacja spółek energetycznych, w których kontrolne pakiety akcji ma Skarb Państwa, oraz niespotykany wcześniej paraliż decyzyjny powodują, że planowane inwestycje w źródła konwencjonalne (gazowe) są nieadekwatne do potrzeb systemowych. Nawet

w najbardziej optymistycznym scenariuszu Ministerstwa Klimatu i Środowiska ma to być poniżej 3 GW nowych mocy do roku 2025.

- Konieczna jest rewizja istniejących regulacji oraz ich dostosowanie do aktualnych uwarunkowań i potrzeb gospodarki krajowej. Utrzymywanie mechanizmów niespełniających podstawowego kryterium efektywności prowadzi jedynie do degradacji polskiej energetyki i ciepłownictwa oraz do wzrostu cen energii dla gospodarstw domowych i przemysłu. Skazuje również gospodarkę na import energii elektrycznej w perspektywie średnio- i długoterminowej.
- Drastyczny wzrost cen energii elektrycznej, deficyt gazu oraz zamykanie działających w Niemczech elektrowni jądrowych rodzą pytanie, **czy Polska zdoła pokryć swój deficyt importem w cenach akceptowalnych dla krajowej gospodarki.**
- W Polsce pod koniec 2021 roku, czyli na trzy lata przed prognozowanym przez nas kryzysem, potrzeba pilnej pracy nad **Strategią Klimatyczną dla Polski**. Dokument ten musi z jednej strony uwzględniać coraz bardziej zdecydowane działania ze strony Unii Europejskiej na rzecz ograniczenia emisji, a z drugiej – dostrzegać potrzeby polskiej gospodarki oraz zaproponować spójną strategię rozwoju energetyki aż do 2050 roku.
- Istotne **przyspieszenie w tworzeniu nowych mocy w OZE** to nasze zobowiązanie zarówno dla klimatu i przyszłych pokoleń, jak i dla gospodarki w średnim i długim horyzoncie. Bez omówionej w niniejszym

Raportcie „Autostrady dla OZE” polska energetyka pozostanie drogim w utrzymaniu skansenem.

- W perspektywie średnioterminowej (do 2025 roku) należy wprowadzić **mechanizm rezerwy strategicznej**, który zapewni wystarczalność mocy w krajowym systemie (utrzymanie niezbędnych dla PSE bloków, które wypadną z finansowania rynkiem mocy), z jednoczesnym otwarciem na zwiększony import energii.

Niektóre z rozwiązań omawianych w Raporcie:

1. Dokończenie procesu unbundlingu i wydzielenie z grup pionowo skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych tak, by mogły skupić się na przyłączaniu nowych mocy OZE.
2. Natychmiastowe uchylenie zasady 10H jako podstawowej bariery rozwoju najtańszej w polskich warunkach technologii generacji energii – wiatru na lądzie.
3. Wsparcie dla energetyki prosumenckiej oraz stworzenie kategorii prosumenta zbiorowego i wirtualnego, by ograniczać ubóstwo energetyczne.
4. Wprowadzenie instrumentu linii bezpośredniej, lokalnych obszarów bilansowania oraz źródeł OZE kontraktujących energię w ramach kontraktów PPA. Możliwość tworzenia lokalnych rynków energii, zapewniających miejscowej społeczności coś w rodzaju „rekompensaty” w postaci niższej ceny energii za zgodę na ulokowanie na jej terenie instalacji OZE (na przykład farmy wiatrowej).

5. Modyfikacja rynku mocy w kierunku obniżenia barier dla małych jednostek gazowych, stworzenie rynku elastyczności.
6. Wdrożenie rynkowej usługi operatora elektrowni wirtualnej – agregatora nadzorującego pracę wielu małych źródeł.
7. Rozważenie pozostawienia, na jasnych warunkach, rezerwy mocy w celu uniknięcia pułapki gazowej.
8. Podjęcie szybkich prac nad długofalowymi rozwiązaniami obejmującymi generację jądrową, reformę rynku energii i zmianę podejścia do strategii energetycznych w kierunku łączenia sektorów.
9. Optymalne wykorzystanie funduszy unijnych i środków z aukcji uprawnień UE ETS do redukcji ubóstwa energetycznego, obniżenia cen energii dla odbiorców, likwidacji smogu i głębokiej dekarbonizacji sektora energetycznego.

Wstęp

Energetyka to szczególna gałąź przemysłu, prawdziwy krwiobieg, którego sprawne funkcjonowanie jest warunkiem niezbędnym dla efektywnego działania innych sektorów gospodarki, ale przede wszystkim państwa jako całości. Większość obywateli uważa prąd w gniazdku, ale też w szpitalu czy windzie, za oczywistość. Za tą pozorną dostępnością stoi jednak niezwykle złożony system, a jego działanie warunkują technologia, regulacje, geopolityka. Polityka energetyczna znajduje się w centrum zainteresowania wszystkich: zwykłych obywateli, ekspertów i polityków.

Energetyka nie funkcjonuje w próżni regulacyjnej ani społecznej. W związku z niekwestionowanym wpływem człowieka na postępujące ocieplenie klimatu, podkreślanym na przykład w ostatnim raporcie Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), najważniejsze gospodarki świata podejmują daleko idące działania na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Stawiają na regulacje w formie zachęt i ograniczeń, by promować technologie niskoemisyjne. Z powodu dużego udziału w emisjach energetyka w sposób naturalny znalazła się na pierwszej linii frontu. W odpowiedzi na rosnący kryzys klimatyczny oraz regulacje unijne państwa Europy Zachodniej sukcesywnie przeprowadzały w ostatnich latach transformacje w kierunku odnawialnych źródeł energii. Warto tu wskazać na Wielką Brytanię. Postawiła na miks OZE, małych źródeł sterowalnych i energetykę jądrową, i już w roku 2035 ma się stać się krajem zeroemisyjnej energii.

W Polsce minione sześć lat to z punktu widzenia rozwoju energetyki i ochrony klimatu czas w dużej mierze stracony. W konsekwencji licznych

zaniechań obecnej ekipy rządzącej proces inwestycyjny w zeroemisyjne projekty został prawie całkowicie wstrzymany. Klęski wielkich inwestycji realizowanych przez spółki będące pod kontrolą polityków (na przykład elektrowni w Ostrołęce) nałożyły się na celowe zatrzymanie procesów inwestycyjnych w źródła odnawialne realizowanych przez podmioty prywatne. Na osobny raport zasługuje wstrzymanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w konsekwencji niestawnej regulacji 10H.

W roku 2025 polską energetykę czeka wyjątkowa próba. Zmieniające się regulacje rynku mocy sprawiają, że z polskiego systemu może „wypaść” nawet 8 GW sterowalnych mocy. Problem znany jest od lat, mimo to rząd nie zaadresował go skutecznie, a czas na działanie się kończy. Czas realizacji inwestycji, które mogłyby tę powstającą lukę zapełnić, przekracza horyzont roku 2025.

W niniejszym Raporcie wskazujemy zestaw konkretnych działań, ale nawet ich natychmiastowe wdrożenie pozwoli jedynie ograniczyć ryzyka. Proponowane przez nas rozwiązania mogą wydawać się kosztowne, ale prawdziwe koszty pojawią się wskutek zaniechań i złudnej wiary, że „jakoś to będzie”. Nie będzie.

W intencji autorów Raport ma być zaproszeniem do rozmowy, ale przede wszystkim do wspólnego działania. Energetyka i ochrona klimatu nie mogą być wyłączną domeną partii rządzących lub opozycji. Chodzi o dobro wspólne, a skutki decyzji podejmowanych dziś będą oddziaływać na następne pokolenia. Nie wolno nam popełnić błędu.

Estymacja kosztów dla gospodarki związanych z niedoborami mocy w roku 2025

Bezpieczeństwo dostaw energii to jeden z kluczowych parametrów przy podejmowaniu decyzji o lokalizacji inwestycji. Od transformacji gospodarczej minęło już trzydzieści lat. W tym czasie kwestia zaopatrzenia w energię nie wpływała na inwestycje w Polsce, obecnie jednak, z uwagi zarówno na wyraźne zaniedbania w procesach inwestycyjnych, jak i zmieniające się otoczenie rynkowe, firmy planujące zwiększanie produkcji w naszym kraju muszą sobie zadawać pytanie, czy wystarczy dla nich mocy i energii, a także czy będzie to energia odnawialna.

Potencjalne ograniczenie mocy i energii w systemie energetycznym będzie się wiązać z poważnymi kosztami dla gospodarki. Konsekwencje poniosą duże zakłady przemysłowe, ale w niekorzystnych scenariuszach problem braku mocy i energii w systemie dotknie przede wszystkim firmy z sektora MŚP, wrażliwe na wahania cen i dostaw energii o wiele bardziej niż wielkie państwowe spółki. W ostatecznym rozliczeniu wysokie ceny i przerwy w dostawach energii utrudnią życie każdemu mieszkańcowi Polski.

Gdyby doszło do przerw w dostawie energii, obserwowalibyśmy zarówno bezpośrednie, jak i pośrednie skutki gospodarcze. Koszty bezpośrednie przyjmowałyby charakter utraconej produkcji czy niedostarczonych usług. Do kosztów pośrednich należy zaliczyć przede wszystkim opóźnienia w łańcuchu dostaw wywołane utraconą produkcją. Dodatkowo perspektywa wystąpienia przerw w dostępie do mocy i energii będzie generować

koszty działań zapobiegawczych, związanych choćby z budową magazynów energii czy zapasowych generatorów.

Jednocześnie wizja problemów z dostępem do mocy i energii wystarczy, by zniechęcić do inwestycji w Polsce. Szczególnie zagrożone wykluczeniem są branże o wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną i te, dla których nawet krótkie przerwy w dostawach energii wiążą się z potencjalnie wysokimi kosztami (duże serwerownie, ale także tradycyjne gałęzie gospodarki, jak produkcja bezemisyjnej stali czy cementu).

Już teraz większe zakłady przemysłowe inwestują w autogenerację, aby przynajmniej częściowo zabezpieczyć się przed potencjalnym ryzykiem przerw w dostawie energii. Polscy przedsiębiorcy wyraźnie postrzegają brak dostaw energii nie jako potencjalne, nieistotne ryzyko, ale jako realne zagrożenie dla biznesu.

Przyczyny przewidywanego kryzysu systemu

Polska elektroenergetyka od lat zmagala się z problemem niewystarczających inwestycji odtworzeniowych w starzejącą się bazę wytwórczą. Transformacja ustrojowa i będący jej następstwem spadek energochłonności gospodarki, a także stopniowe uruchamianie w polskiej energetyce mechanizmów rynkowych (unbundlingu, giełdy) poskutkowało przeświadczeniem, że dysponujemy wystarczającymi nadwyżkami mocy. W rzeczywistości rynek energii pokrywał w zasadzie wyłącznie koszty zmienne istniejących elektrowni i nie był źródłem środków inwestycyjnych koniecznych

dla odtworzenia istniejących elektrowni ciepłych (na węgiel brunatny i kamienny). W latach 2007–2015 rząd PO-PSL podjął, poprzez spółki energetyczne, próbę przyspieszenia nowych inwestycji w energetykę węglową. Rozpoczęto wówczas budowę między innymi bloków energetycznych w elektrowniach Opole, Kozienice, Turów i Jaworzno. Jednocześnie dzięki wprowadzonym systemom wsparcia dynamicznie rosła moc elektrowni wiatrowych; w roku 2015 osiągnęła 5000 MW. Sektor z opóźnieniem przyjmował jednak do wiadomości wyraźną zmianę w polityce klimatycznej UE i kurs na ograniczenia emisji CO₂. Panowało przeświadczenie, że system handlu emisjami – ETS – długo jeszcze nie stworzy wystarczającej presji na ceny energii z węgla. Dlatego liczba projektów generacji opartej na gazie była wciąż niewielka i dotyczyła głównie elektrociepłowni. **Można uznać, że do roku 2015 podjęto duży wysiłek inwestycyjny i wprowadzono wiele mechanizmów rynkowych (rozwój giełdy energii, utworzenie giełdy gazu), ale chociaż dzięki nim poprawiło się bezpieczeństwo dostaw, nie zmieniły zasadniczego paradygmatu węglowego polskiej energetyki.**

Do roku 2015 przyspieszyły inwestycje wytwórcze, za to później w realizacji nowych projektów nastąpił zastój. Rządzący woleli kierować się populistycznymi hasłami i przyjęli „ustawę odległościową” (10H); jej zapisy zatrzymały rozwój energetyki wiatrowej na lądzie. Wprawdzie dzięki szybkiemu spadkowi kosztów wytwarzania w instalacjach fotowoltaicznych i systemowi aukcji oraz ustawie prosumenckiej obywatelom i przede wszystkim prywatnym firmom udało się zbudować prawie 5,5 GW mocy w instalacjach PV, lecz w sytuacji zapaści w sektorze wiatrowym (technologie te się uzupełniają) generacja PV niewystarczająco wspiera energetykę

konwencjonalną, chociaż jej rozwój daje nadzieję na przyspieszenie prac między innymi nad zielonym wodorem. W ostatnim rządowym „Sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” (<https://www.gov.pl/web/klimat/dwa-lata-stabilnej-pracy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego;dalejzwanym„Sprawozdaniem”>) i innych dokumentach rządowych zakłada się ustabilizowanie mocy z PV na maksymalnym poziomie 9,3 GW od roku 2025 (PEP 2040). Ta prognoza wydaje się niedoszacowana i nie odpowiada dzisiejszej dynamice inwestycji w źródła fotowoltaiczne. Wprawdzie w „Sprawozdaniu” założono wzrost z 8 GW do 10,5 GW mocy z lądowych źródeł wiatrowych, ale i w energetyce wiatrowej po 2025 roku ma nastąpić stagnacja (o ile jakkolwiek wzrost będzie możliwy bez liberalizacji 10H). Morska energetyka wiatrowa w znaczącym stopniu ma się pojawić w bilansie mocy dopiero po 2030 roku, a rozwoju elektrowni wodnych „Sprawozdanie” w ogóle nie przewiduje. W tej sytuacji z bilansem mocy w systemie ma się uporać według rządzących głównie energetyka konwencjonalna (gaz, węgiel). Naszym zdaniem szanse na realizację takiego scenariusza są niemal zerowe.

W latach 2015–2021 udało się dokończyć kilka inwestycji rozpoczętych przed rokiem 2015, w tym dwa bloki elektrowni w Opolu i blok w Turowie. Próba budowy w Ostrołęce wielkiego bloku energetycznego na węgiel kamienny zakończyła się spektakularną porażką i stratami w wysokości ponad 2 mld złotych. Energetyczne spółki Skarbu Państwa, do których zarządów seriami wysyłano niekompetentnych, wymienianych co kilka miesięcy partyjnych nominatów PiS, zamiast podjąć inwestycje w nowe źródła niskoemisyjne zajęły się między innymi „polonizacją”, czyli odkupywaniem za wy-

górowane kwoty bezwartościowych aktywów będących w posiadaniu firm zagranicznych w Polsce. Najlepszym przykładami takich działań są zakupy aktywów EDF przez PGE za 4,8 mld złotych, aktywów ENGIE za 1,3 mld złotych przez Eneę oraz przejmowanie deficytowych kopalni węgla. Uważamy, że motywy stojące za tymi transakcjami wymagają dokładnego przeanalizowania i wyciągnięcia stosownych konsekwencji. Z kolei proces zmian kadrowych, w tym pozbywania się fachowców ze średniego szczebla zarządczego, zaowocował narastającymi kłopotami z uruchamianiem i eksploatacją nowych bloków w Jaworznie i Turowie. W roku 2020 rząd Mateusza Morawieckiego wysunął koncepcję „przesunięcia” wszystkich istniejących mocy węglowych do nowego tworu – Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) – by spółki odchudzone z „toksycznych” (wysokoemisyjnych) aktywów mogły realizować „zieloną transformację”. Abstrahując od nierealnych założeń tworzenia NABE, rozpoczęcie tych prac dodatkowo obniżyło w spółkach zainteresowanie prawidłową konserwacją, eksploatacją czy modernizacją istniejących aktywów węglowych.

8 grudnia 2017 roku Sejm uchwalił **ustawę o rynku mocy**. Zupełnie zmieniła ona architekturę rynku energii elektrycznej. Stał się **rynkiem dwutowarowym**, na którym klienci oprócz płatności za otrzymywany towar (energję) mieli także płacić za gotowość systemu do jej dostarczenia (moc). Rynki mocy nie są rozwiązaniem unikalnym w skali światowej, występują między innymi w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii, a od niedawna w Belgii. Polskie rozwiązanie, stawiające głównie na jednoczesne połączenie mechanizmów inicjowania inwestycji w nowe moce z podtrzymaniem rentowności starych, wyeksploatowanych bloków węglowych, wzbudziło jednak od początku wiele kontrowersji.

Po trzech latach funkcjonowania tego systemu wyraźnie widać, że większość ekspertów energetycznych zgłaszała słuszne obawy: **rynek mocy nie doprowadził do powstania żadnych nowych mocy wytwórczych i cofnął polski rynek w czasie pod względem budowy elastyczności systemu, spłaszczył bowiem ceny godzinowe (różnice między godzinami szczytowymi i pozaszczytowymi zmalały na Rynku Dnia Następnego z 50% do 20%).** Komisja Europejska wydała zgodę na utworzenie tego mechanizmu, ale jednocześnie zgodnie z jej Rozporządzeniem w sprawie funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej (UE) 2019/943 od lipca 2025 roku elektrownie, których emisyjność przekracza 550 kg/CO₂ na 1 MWh produkcji (czyli również węglowe), nie będą mogły dłużej uczestniczyć w aukcjach rynku mocy.

W tej sytuacji naturalna jest obawa, że niemal wszystkie jednostki węglowe, które opierały funkcjonowanie na tym mechanizmie, w 2025 roku stracą rację bytu i będą wycofywane. Według oficjalnych prognoz MKiŚ może to być 8 GW do roku 2025 i kolejne 3 GW pomiędzy rokiem 2025 a 2030 tylko w największych elektrowniach (JWCD – jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych). Obawiamy się, że jest to szacunek zaniżony. Zarazem nie widać innego rozwiązania, które mogłoby szybko wesprzeć budowę nowych, elastycznych źródeł zdolnych do współdziałania z OZE. Należy pilnie rozważyć wprowadzenie mechanizmu ekonomicznego, który umożliwi zatrzymanie w dyspozycyjności niezbędnych dla PSE jednostek konwencjonalnych po 2025 roku. Jednostki te jako rezerwa strategiczna funkcjonowałyby poza rynkiem energii, na wzór mechanizmu interwencyjnej rezerwy zimnej (znanej przed rokiem 2020).

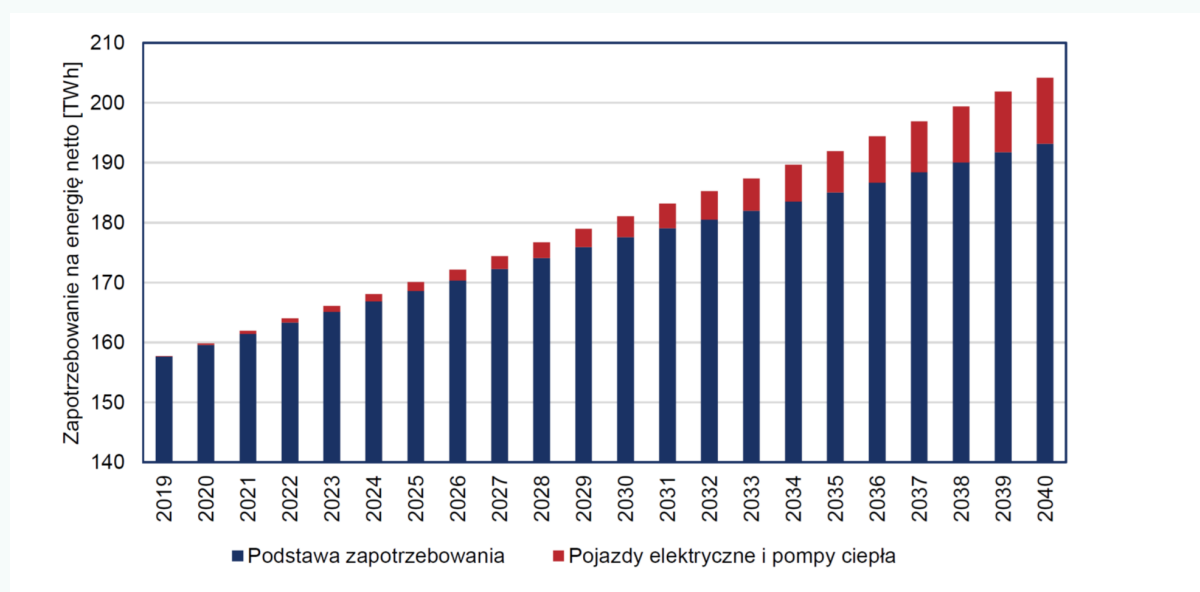
Postępująca degradacja energetycznych spółek Skarbu Państwa i paraliż decyzyjny powodują, że dzisiaj planują one nader skromne inwestycje w źródła konwencjonalne (gazowe) i **w najbardziej optymistycznym (nie-realnym) scenariuszu MKiŚ mogą dać do 3 GW nowych mocy** (z tego 800 MW w Elektrowni Ostrołęka w 2023 roku). Równocześnie zarysowują się kolejne, już zaznaczone problemy, niewykazywane w żadnych dotychczasowych oficjalnych prognozach, a związane z kłopotami technicznymi nowych bloków w Jaworznie (950 MW) i Turowie (450 MW). Istnieją uzasadnione obawy, że bloki te nie wejdą do ciągłej eksploatacji, więc deficyt energii w Polsce jeszcze się zwiększy.

W „Sprawozdaniu” czytamy: „W przypadku scenariusza pesymistycznego wielkości wymaganych nowych mocy wytwórczych na koniec 2030 r. wynoszą odpowiednio 10 000 MW, z założonym odtwarzaniem i rozwojem inwestycji w elektrociepłowniach, oraz ok. 11 000 MW w przypadku braku inwestycji odtworzeniowych w tych źródłach. Dla tego scenariusza przekroczenie standardu bezpieczeństwa występuje już w 2024 r. i co do zasady **jest niemożliwe do skompensowania za pomocą środków zaradczych**”.

Po roku 2030 niedobór mocy i energii się pogłębi i konieczne będzie oddawanie do eksploatacji kolejnych, nowych mocy wytwórczych. Na rok 2035 powinno to być dodatkowe 5 000 MW, w stosunku do wyżej wskazanych 10 000 MW albo 11 000 MW, w zależności od zakresu rozwoju mocy w elektrociepłowniach. **Na razie rząd nie zaproponował żadnych pomysłów na uzupełnienie tej luki.**

Według prognozy zamieszczonej w „Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030”, opublikowanym przez Polskie Sieci Energetyczne SA, przyszłe zużycie energii elektrycznej wzrośnie do 204 TWh w 2040 roku. Analizy dokonano na podstawie szacowanego zużycia energii finalnej w Polsce w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem licznych makroczynników wpływających na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmian zachodzących w obszarze efektywności energetycznej, prognoz wzrostu Produktu Krajowego Brutto w poszczególnych sektorach, zmian technologicznych i konsumenckich oraz zmian wynikających z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w zużyciu energii finalnej. Prognoza i tak jest skromna, jeśli wziąć pod uwagę, że na przykład Wielka Brytania przewiduje podwojenie produkcji energii elektrycznej do roku 2050 (z 300 do 607 TWh).

Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2019–2040



Źródło: PSE, „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030”

Dodatkowo na sytuację zagrożenia brakiem energii mają wpływ Konkluzje BAT (ang. Best Available Technologies), wprowadzone do europejskiego porządku prawnego na podstawie Dyrektywy IED dotyczącej emisji w instalacjach przemysłowych i ustanawiające nowe normy emisji: pyłów, SO_x, NO_x, HCL, HF i Hg. W styczniu 2021 roku, mimo wyroku korzystnego dla Polski jako strony skarżącej regulacje BAT, TSUE utrzymał w mocy ich skutki do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie (nie może przekroczyć dwunastu miesięcy od ogłoszenia wyroku) nowego aktu, który ma je zastąpić. W związku z powyższym na początku bieżącego roku tylko w PGE zostały wyłączone dwa bloki, a następne dwa – po wejściu w życie konkluzji, czyli 17 sierpnia 2021 roku, ze względu na brak dostosowania się do wymagań emisji. Wiele bloków energetycznych korzysta jeszcze z rozwiązań derogacji czasowych dla dużych instalacji energetycznych. Najwięcej wyłączeń planuje w najbliższym czasie Tauron. Z komunikatów zarządu wynika, że Tauron Wytwarzanie zdecydował o terminach wycofania z użytku bloków węglowych elektrowni Jaworzno, Łagisza i Siersza. W roku 2023 przewiduje się wycofanie wszystkich (poza najnowocześniejszym, Pątnów II) pozostałych bloków zespołu elektrowni PAK, odstawione mają być też między innymi starsze bloki w elektrowniach Kozienice i Rybnik. Regulacje dotyczące sprawności i poziomów emisji *versus* koszt uprawnień jednoznacznie wskazują kierunek – ograniczanie mocy węglowych zainstalowanych w systemie oraz rosnące ryzyko poważnych awarii (ograniczenie remontów).

Rosnący udział w produkcji energii źródeł niesterowalnych prowadzi do wystąpienia trudności w bilansowaniu systemu, a wobec braku alternatywy w postaci na przykład energii atomowej, niewielkiej mocy w elektrowniach

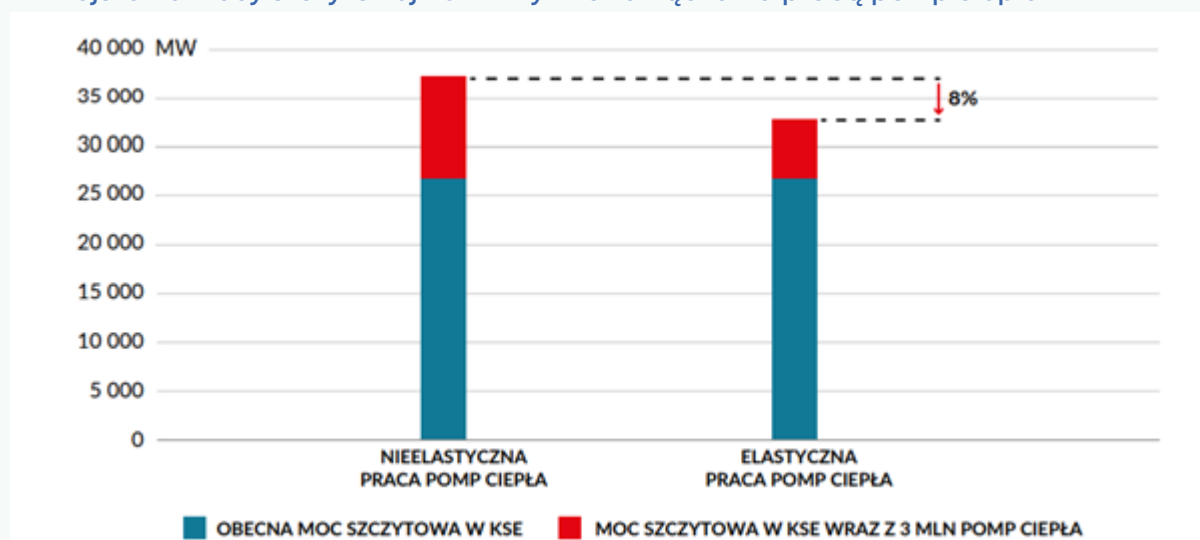
szczytowo-pompowych i ograniczonej liczby źródeł gazowych jedyną alternatywą są kosztowny eksport/import interwencyjny lub wprowadzanie stopni ograniczeń. Obowiązujące obecnie rozporządzenie o stopniach ograniczeń nie przystaje do dzisiejszych uwarunkowań rynkowych i nie gwarantuje skutecznego ograniczenia zapotrzebowania systemu. Brak strategii dotyczącej gospodarki wodnej prowadzi wprost do problemów z chłodzeniem jednostek wytwórczych i ograniczenia zasobów w zbiornikach, a także wymusza budowę przepompowni, co skutkuje wzrostem zapotrzebowania na energię.

W przywołanym „Planie rozwoju...” opracowanym przez PSE zapisano, że w wariancie braku mechanizmów mocowych (przesądzonym ze względu na brak wsparcia jednostek emitujących powyżej 550 kg CO₂ na 1 MWh) **przekroczenie założonego standardu bezpieczeństwa nastąpi już w roku 2025**, a wskaźnik LOLE (sumaryczna liczba godzin w danym okresie, w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym) osiąga wartość 3,31 h/rok; od roku 2026 nastąpi lawinowy wzrost wartości wskaźnika LOLE, co przełoży się na pogłębienie problemu braku wystarczalności zasobów. W roku 2030 wskaźnik ten może osiągnąć 2239 h/rok. Deficyt wynika z zadeklarowanych odstawień bloków, a po zakończeniu okresu wsparcia na rynku mocy, czyli od lipca 2025 roku, ze względu na warunki ekonomiczne zostaną wycofane kolejne jednostki wytwórcze, co będzie skutkowało wzrostem cen oraz marż na rynku energii. Autorzy prognozy PSE stwierdzają, że dla uniknięcia takiej sytuacji potrzebny jest odpowiedni potencjał przesyłu transgranicznego – będzie miał istotny udział w zapewnieniu dostaw energii elektrycznej. Choć może to

zabrzmić paradoksalnie, dotychczas większy import energii do Polski wpłynął korzystnie na ceny energii, gdyż kupowaliśmy tańszy prąd z zagranicy. W 2020 roku Polska zaimportowała 13 TWh energii, czyli połowę tego, co zużywają gospodarstwa domowe. W bieżącym roku jednak, po raz pierwszy od pięciu lat, na skutek skokowego wzrostu cen gazu import pojawia się tylko w tych dniach i godzinach, gdy polskie elektrownie nie mogą pokryć zapotrzebowania. Z obserwacji zachowania firm na Rynku Dnia Następnego TGE wynika, że takie sytuacje zaczynają się już powtarzać cyklicznie w godzinach wieczornych. To pierwszy sygnał alarmowy dla naszej gospodarki!

Dodatkowo należy uwzględnić fakt, że postępująca elektryfikacja ogrzewania i transportu w polskich gospodarstwach domowych jeszcze bardziej wpłynie na wzrost szczytowego zapotrzebowania w systemie energetycznym zimą. Dlatego potrzebne są pilne regulacje pozwalające na instalowanie elastycznych ładowarek i pomp ciepła, które będą dostosowywać się do dobowych szczytów i reagować na sygnały cenowe na masową skalę.

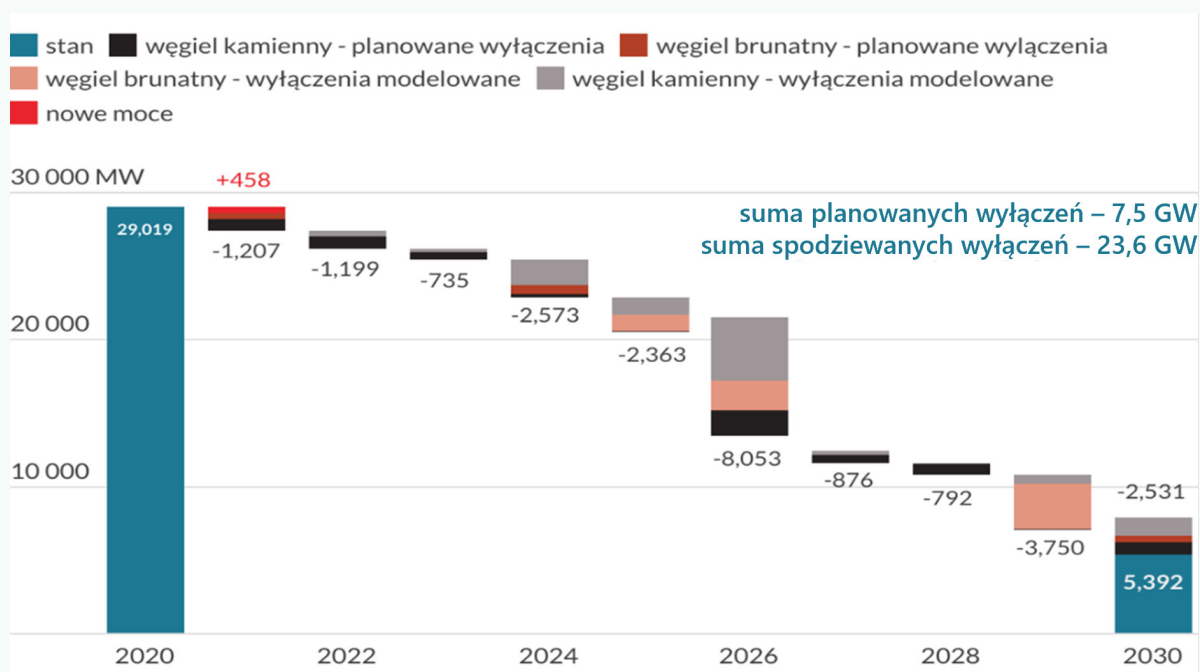
Zmniejszenie mocy szczytowej KSE w wyniku zarządzania pracą pomp ciepła



Źródło: Forum Energii

Brak działań w ostatnich latach w obszarze inwestycji w nowe moce wytwórcze, budowę i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, blokowanie rozwoju OZE (wielka skala odmów w zakresie warunków przyłączenia szczególnie fotowoltaiki wielkoskalowej oraz wprowadzenie zasady 10H) spowodowały, że **obecnie polski system elektroenergetyczny nie zapewnia odpowiedniej ilości energii bez importu, a od roku 2025 będzie praktycznie uzależniony od wymiany transgranicznej** w skali zagrażającej bezpieczeństwu energetycznemu Polski. Jednocześnie nie będzie możliwe utrzymanie, nawet w rezerwie, starszych bloków węglowych, ponieważ nie będą one generowały niemal żadnych przychodów (koniec wsparcia rynku mocy), a energia z nich będzie niekonkurencyjna wobec ofert importowych.

Zamykane i nowo budowane jednostki węglowe w latach 2020–2030 w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Aurora Energy Research

Aktualne problemy to wierzchołek góry lodowej. Nieunikniona elektryfikacja transportu kołowego, zapowiedź wprowadzenia kolei dużych prędkości, konieczność przesyłania i gromadzenia ogromnych ilości danych (serwery), energochłonne bezprzewodowe technologie przesyłania danych oraz dążenie do poprawy komfortu życia (klimatyzatory, pompy ciepła i inne bezemisyjne technologie ogrzewania domów) wprost wpłyną na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Zła kondycja grup energetycznych i będące jej skutkiem ograniczenie nakładów na odtworzenie i rozwój sieci poskutkują pogorszeniem jakości i pewności dostaw. Inteligentne domy, nowoczesne systemy ogrzewania i wentylacji, domowe stacje ładowania pojazdów elektrycznych i fotowoltaika nie będą pracowały efektywnie. Rosnącym problemem polskiego przemysłu staje się jego ślad węglowy. Dla przykładu dynamicznie rozwijająca się branża elektromobilności – fabryki baterii czy ładowarek – traci kontrakty, ponieważ nie może zapewnić swoich odbiorców, że energia służąca produkcji pochodzi ze źródeł niskoemisyjnych.

Jak zapełnić powstającą i wciąż rosnącą lukę podaży energii

Z perspektywy branży energetycznej rok 2025 zaczął się już DZIŚ. To znaczy, że w perspektywie czterech lat nie istnieją realne możliwości radykalnego wzrostu mocy zainstalowanej w Polsce. Nawet uchylenie zasady 10H nie zmieni faktu, że realizacja dużego projektu wiatrowego na lądzie przy aktualnych przepisach trwa siedem lat, a projektu konwencjonalnego – od ośmiu do dziesięciu lat. **Polska jest więc nieuchronnie skazana na import energii w latach 2025–2028.** Kluczowe jest pytanie, czy chociażby

w świetle ostatnich wydarzeń w Europie – gwałtownego skoku cen energii i deficytu gazu, a także zamykania działających w Niemczech elektrowni jądrowych – Polska zdoła pokryć swój deficyt importem w cenach akceptowalnych dla gospodarki.

CZAS NA ZMIANĘ!

Niezależnie od wszelkich opóźnień nie wolno załamywać rąk. **Głęboko wierzymy, że w ciągu dziesięciu lat Polska może zostać liderem europejskiej zielonej gospodarki, a sektor energetyczny musi być lokomotywą tej ZMIANY.**

Poniżej prezentujemy katalog działań, które mogą złagodzić skutki zaniedbań ostatnich sześciu lat i dać solidne podstawy do rozwoju w perspektywie lat trzydziestych i czterdziestych. Warunkiem jest podjęcie ich NATYCHMIAST.

1. To ostatni dzwonek, by przyjąć, wspólnymi siłami, bez podziałów na koalicję rządzącą i opozycję, **Strategię Klimatyczną dla Polski** – dalekosiężny plan przestawienia całej gospodarki na neutralność klimatyczną. Ważnym elementem takiego dokumentu powinna być strategia dla energetyki. Jej przyjęcie pozwoliłoby nam uniknąć podejmowania dziś, w pośpiechu, kroków, które w istocie będą nas oddalać od osiągnięcia celów strategicznych. **Negocjacje nad zawartością tej strategii eksperci i politycy powinni zacząć niezwłocznie.**
2. **Konieczne jest istotne radykalne przyspieszenie dla OZE – „Autostrada dla OZE”.** We wnioskach raportu Fundacji InStrat opublikowanego w lipcu 2021 roku czytamy między innymi:

- Opublikowany w lipcu br. pakiet „Fit for 55” obnaża nieadekwatność polskiej polityki klimatyczno-energetycznej i podkreśla potrzebę podjęcia niezwłocznych działań na rzecz rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w Polsce;
- Opieszałość w prowadzeniu polityki energetycznej Polski doprowadzi do wzrostu cen energii, a jedynym sposobem na jego uniknięcie jest rozwój OZE;
- Zgodnie z projektem rewizji Dyrektywy OZE II (RED III) unijny cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto ma wzrosnąć z 32 do 40 proc. w 2030 r., a towarzysząca rewizji dyrektywy „ocena wpływu” (ang. Impact Assessment) określa dla Polski sugerowany cel na 31 proc. wobec obecnych 23 proc.;
- W związku z korzyściami społecznymi i gospodarczymi płynącymi z rozwoju OZE – tj. niższe ceny energii, napływ zielonych inwestycji, zwiększenie konkurencyjności polskiej gospodarki, tworzenie miejsc pracy czy zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju, celowi nie należy się sprzeciwiać, a wprost przeciwnie – traktować go jako wymagane minimum i kierować się maksymalnym dla Polski potencjałem;
- W Polsce możliwe jest osiągnięcie 33 proc. udziału OZE w końcowym zużyciu energii i to przy wykorzystaniu już obserwowanych trendów, działań i planów w sektorach elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu – jest to propozycja umiarkowana i dostosowana do możliwości Polski;
- **Udział OZE w elektroenergetyce może zostać zwiększony z 32 proc. do 61 proc. w 2030 r., w ciepłownictwie i chłodnictwie z 28,4 do 32,5 proc., a w transporcie z 14 proc. do 15 proc.** Tylko w pierwszym półroczu 2021 do operatorów sieci dystrybucyjnych i operatora przesyłowego złożono na ponad 11 GW wniosków o wydanie warunków przyłączenia instalacji z samej tylko generacji fotowoltaicznej.

Dla realizacji powyższych wniosków (uważamy je za słuszne) proponujemy zastosowanie zestawu środków, które moglibyśmy zawrzeć w jednym akcie prawnym. Byłby on wspomnianą „autostradą” i rozwijałby projekt Koalicji Obywatelskiej ustawy o energetyce obywatelskiej. Powinien zawierać między innymi:

- Dokończenie procesu unbundlingu i wydzielenie z grup pionowo skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych, by mogły skupić się na przyłączaniu nowych mocy OZE i poprawie jakości dostaw energii, bez konfliktu interesów wewnątrz grup. Dodatkowo można by się pokusić o wyodrębnienie z OSD regionalnych zakładów energetycznych powiązanych z samorządami, agregujących zarządzanie siecią (energią elektryczną, gazem, wodą) – regionalne podmioty najlepiej znają potrzeby przedsiębiorców i mieszkańców, czynnik regionalizacji wprowadza element konkurowania pomiędzy podobnymi podmiotami, odpada problem podziału kompetencji pomiędzy operatorem a gminą, co przyczyni się do urealnienia nakładów inwestycyjnych i skupienia działań na zadaniach najistotniejszych z punktu widzenia systemu / interesów mieszkańców i przedsiębiorców płacących podatki w danej gminie.
- Natychmiastowe uchylene zasady 10H jako podstawowej bariery rozwoju najtańszej w polskich warunkach technologii generacji energii – wiatru na lądzie.
- Uzgodnienie z organizacjami branżowymi producentów, a równolegle z samorządami i organizacjami zajmującymi się ochroną

przyrody i krajobrazu zestawu przepisów wymagających uchylecia lub uproszczenia, by maksymalnie skrócić okres przygotowywania inwestycji OZE. Powinniśmy na przykład uchylić obowiązek uzyskiwania pozwoleń środowiskowych dla mniejszych instalacji, o ile nie są zlokalizowane w strefach objętych ochroną środowiskową.

- Redefinicja klastrów energii i spółdzielni energetycznych z podziałem ich na dwie grupy: Grupa I – podmioty powiązane w celach handlowych (wirtualny bilans produkcji/obciążenia oraz zbiorowy kontrakt na energię elektryczną); Grupa II – podmioty posiadające infrastrukturę pozwalającą na utworzenie lokalnego obszaru bilansowania z możliwością korzystania z instrumentu linii bezpośredniej.
- Wprowadzenie zmian w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i nałożenie obowiązku zapewnienia korytarzy technologicznych dla infrastruktury technicznej – skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego i obniżenie jego kosztu jest kluczowe dla transformacji energetycznej.
- Wdrożenie rynkowej usługi operatora elektrowni wirtualnej – agregatora nadzorującego pracę wielu małych źródeł.
- Rezygnacja z taryf jednostrefowych (czyli z płacenia jednej stawki za energię przez całą dobę) – jednoznaczna zachęta do budowy własnych źródeł, stosowania zasobników energii i poprawy efektywności energetycznej.

- Wprowadzenie instrumentu linii bezpośredniej, lokalnych obszarów bilansowania oraz źródeł OZE kontraktujących energię w ramach kontraktów PPA, z możliwością ich ubezpieczenia poprzez BGK. Możliwość tworzenia lokalnych rynków energii dających miejscowej społeczności rodzaj rekompensaty w postaci niższej ceny energii za zgodę na ulokowanie na jej terenie instalacji OZE (na przykład farmy wiatrowej).
- Zmiana modelu regulacyjnego – wprowadzenie mechanizmów zachęcających operatorów do przyłączania OZE przez stosowanie mniej zachowawczego podejścia niż dotychczas: dynamiczną obciążalność linii, elastyczne modele do obliczeń sieciowych, wykorzystanie rynkowych usług systemowych, w tym kupowanie usług oferowanych przez operatorów systemów magazynowana energii – wprowadzenie lokalnych rynków energii i elastyczności.
- Dalsze wsparcie prosumentów, także zbiorowych i wirtualnych, między innymi poprzez wsparcie magazynów energii, nieodchodzenie od modelu rozliczeń energia za energię, przy jednoczesnej ich liberalizacji.
- Możliwość wdrażania nowatorskich, unikalnych rozwiązań w samorządach poprzez między innymi „piaskownice regulacyjne”, czyli możliwości podejmowania pilotażowych działań w uzgodnieniu z prezesem URE: „zielone ciepło”, czyli małe elektrociepłownie działające na lokalnych rynkach razem z OZE, bezpośrednio zasila-

nie z OZE samorządowych instytucji i firm, inwestycje w termiczne przetwarzanie odpadów, również zasilające bezpośrednio inne instytucje samorządowe, tworzenie niezależnych operatorów sieci dystrybucyjnych – OSDn – na osiedlach zasilanych przez OZE z budynków, car portów (dachy nad miejscami parkingowymi) itd.

Zastosowanie wszystkich powyższych działań regulacyjnych i prawnych **powinno zapewnić budowę w Polsce w perspektywie roku 2030 potencjału OZE zapewniającego dominującą rolę tym technologiom w produkcji energii elektrycznej.** Dodatkowy potencjał umożliwiłby również produkcję zielonego wodoru na potrzeby transportu ciężkiego, a w dłuższej perspektywie także ciepła i sterowalnej energii.

Oczywiście same OZE nie zapewnią systemowi energetycznemu wystarczającej elastyczności i bezpieczeństwa. Jak wspomniano wyżej, dotychczasowy mechanizm rynku mocy nie dał Polsce dotychczas ani jednego megawata mocy sterowalnej. Ta sytuacja musi ulec zmianie. **Potrzebne są nowe mechanizmy wsparcia małych i średnich mocy sterowalnych. To najlepsze uzupełnienie systemu opartego na OZE.** Potrzebujemy kolejnych aktów prawnych i regulacji. W naszym przekonaniu powinny zawierać między innymi:

- **jasne i realistyczne cele budowy nowych mocy** oraz ewentualne mechanizmy ich dodatkowego wsparcia – zawarte w Strategii Klimatycznej dla Polski i konsekwentnie wdrażane;

- wytyczne dla rozwoju usług regulacyjnych i **wdrożenia reformy rynku bilansującego**, które wesprą poprawę elastyczności systemu energetycznego. Reforma ta jest już wdrażana przez PSE SA, ale trzeba nadać jej priorytet, w tym wprowadzić mechanizm wyceny niedoboru mocy (scarcity pricing);
- **modyfikację rynku mocy** w kierunku obniżenia barier dla małych jednostek gazowych – DSR (demand side response) i magazynów energii, zmniejszenie kar za niedostarczenie zakontraktowanej mocy;
- **mechanizm aukcyjny (różnicowy) dla wprowadzenia około 2 GW w elastycznych jednostkach gazowych** jako element interwencji państwa dla zapewnienia minimum dodatkowych mocy przed rokiem 2030, kiedy nie ma jeszcze szans na uruchomienie chociażby energetyki jądrowej;
- **wdrożenie rynku elastyczności – lokalnego**. Taki rynek umożliwi znaczną redukcję ograniczeń sieciowych przy optymalnym koszcie i powinien być prowadzony przez niezależne podmioty.

Jeśli zdecydujemy się na utrzymanie własności państwowej w części firm energetycznych (poza infrastrukturą przesyłową), należy zasadniczo zreformować ich model działania oraz strategię. **Spółki z udziałem Skarbu Państwa powinny zdać sobie sprawę, że kompetencje i zasoby nie predestynują ich do budowy wiatraków czy farm PV – to zrobią lepiej i taniej wytwórcy prywatni oraz odbiorcy. Energetyczne spółki**

z udziałem Skarbu Państwa powinny skupić się na agregacji zasobów rozproszonych, budowie mocy sterowalnych i wdrażaniu zmian w funkcjonowaniu rynku. Firmy giełdowe z udziałem Skarbu Państwa muszą zdecydowanie odciąć się od funkcjonowania „na gwizdek z ministerstwa”, nie podejmować działań spoza podstawowego biznesu i zapewnić przejrzystość dla inwestorów mniejszościowych, między innymi poprzez zapewnienie im reprezentacji w zarządach i radach nadzorczych.

3. Aktualna strategia rządu pociąga za sobą ryzyko wejścia w pułapkę

gazową, czyli w zastąpienie dużych bloków węglowych równie dużymi blokami gazowymi pracującymi w podstawie, czyli około 8 tys. godzin w roku, z perspektywą zakończenia pracy po 15–20 latach, gdy będziemy dokonywać ostatecznej dekarbonizacji sektora. Na dodatek, jak wskazujemy w Załączniku nr 2, takie inwestycje w energetykę gazową mogą oznaczać ponowne uzależnienie od gazu ze Wschodu. Gdyby kroki opisane w punkcie 3 okazały się niewystarczające dla pokrycia deficytu energetycznego, rząd mógłby podjąć z Komisją Europejską rozmowy na temat utrzymania do połowy lat trzydziestych rezerwy mocy w blokach węglowych (RMW) przy następujących założeniach negocjacyjnych:

- RMW musi być elementem większego planu, w którym „Autostrada dla OZE”, reformy rynku energii elektrycznej i wydzielenie OSD będą świadczyć o naszych intencjach szybkiej i pełnej dekarbonizacji.

Dekarbonizacja to niskoemisyjna energia, nie zaś moc;

- w Polsce zostanie jeszcze na przykład 10 GW w węglu, ale z maksymalnym limitem godzin pracy rocznie (czyli tylko jako rezerwa);
- RMW będzie działać poza rynkiem energii, non profit;
- Strategia Klimatyczna dla Polski i porozumienie z KE określi jasne terminy zakończenia działania RMW i jej poszczególnych elementów (bloków energetycznych);
- bloki przeznaczone do włączenia do RMW zostaną poddane ograniczonym modyfikacjom zapewniającym ich większą regulacyjność, by mogły uzupełniać pracę jednostek OZE;
- nie zmieni się priorytet w dostępie do sieci dla OZE i zostaną ustalone opłaty za ograniczenie ich produkcji w razie, gdyby ze względów ściśle technicznych było ono niezbędne.

Sieci

W obszarze sieci wydzielenie OSD oraz ich reforma według zasad opisanych wyżej to też dopiero pierwszy krok. Niemal równocześnie powinniśmy zatroszczyć się o:

- przeniesienie sieci 110 kV do PSE
- wprowadzenie zakazu budowy nowych linii napowietrznych średnich napięć (SN) i niskich napięć (nN). Przewody napowietrzne ulegają częstym awariom, a zmiany klimatyczne pogłębią to zjawisko.

Jednocześnie ze zmianami w infrastrukturze sieciowej i sposobie zarządzania nimi konieczna jest jak najszybsza zmiana w strukturze opłat sieciowych (taryf). W tym obszarze widzimy potrzebę wprowadzenia między innymi:

- zmiennych w czasie rynkowych sygnałów cenowych dla konsumentów, które są niezbędne do przesuwania zużycia energii w szczytowych godzinach obciążenia sieci elektroenergetycznej. Wprowadzenie zmienności cen energii i stawek sieciowych oraz upowszechnienie inteligentnych liczników może stać się instrumentem ograniczenia nakładów inwestycyjnych wynikających z rosnącego zapotrzebowania na moc szczytową;
- taryf dynamicznych. Są one niezbędne z uwagi na konieczność podążania za coraz bardziej zmiennym rynkiem energii. Umożliwią również efektywne wykorzystanie zasobów pożądaných z perspektywy zdekarbonizowanego systemu – redukcję zapotrzebowania odbiorców czy magazynowanie energii elektrycznej z górnymi limitami cen;
- rynkowych modeli zarządzania ograniczeniami w sieciach dystrybucyjnych (rynku elastyczności). OSD muszą aktywnie poszukiwać elastyczności na swoim terenie i sięgać po jej zasoby dla redukcji ograniczeń przesyłowych. Da to zupełnie nowe możliwości biznesowe operatorom magazynów energii, układom hybrydowym OZE czy agregatorom energetyki rozproszonej.

Reforma modelu taryfowania w Polsce jest pilna, ale nie da się jej przeprowadzić jednym rzutem. Powinna w pierwszej kolejności objąć odbiorców

aktywnych, którzy na przykład zechcą zarabiać na oferowanej przez siebie elastyczności.

Ceny, czyli jak nie zawrócić z kursu na transformację

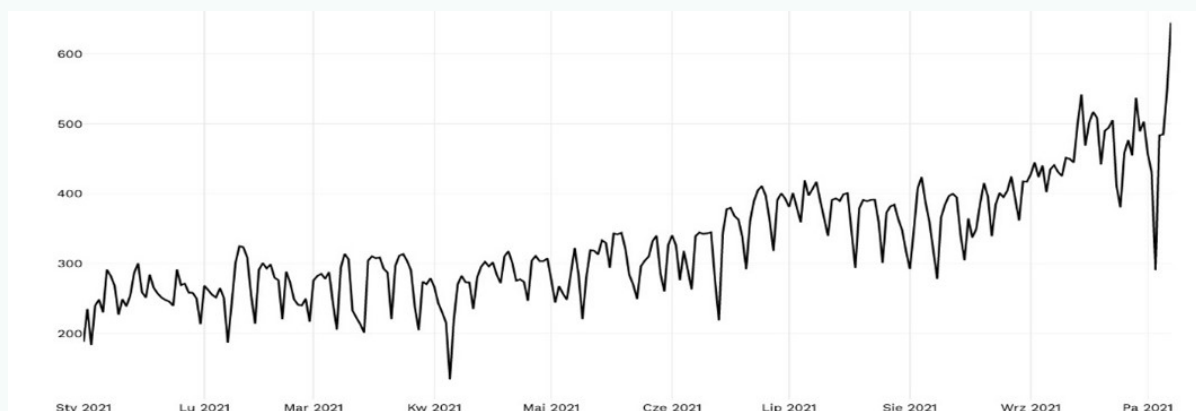
Podjęcie nawet wszystkich działań wymienionych w poprzednim rozdziale nie zapewni Polsce w krótkiej perspektywie obniżki kosztów, jakie każda polska rodzina i każda firma ponosi z tytułu dostaw energii elektrycznej.

Spółecznie akceptowane koszty to warunek powszechnego poparcia dla transformacji energetycznej. Piszemy „koszty”, nie „ceny”, dla konsumenta ważna jest bowiem wysokość rachunku, nie zaś cena za 1 kWh energii. W ten sposób chcemy podkreślić **znaczenie najbardziej fundamentalnego elementu transformacji – efektywności energetycznej.** Polskie budynki na ogrzewanie i zapewnienie ciepłej wody potrzebują dziś około 180 TWh energii cieplnej. Tę wartość możemy i musimy (w obliczu konieczności przejścia na zielone ciepło) istotnie zredukować. Możemy to osiągnąć między innymi poprzez przyjęcie nowych, znacznie podwyższonych norm w obszarze budownictwa (dla nowych domów) i zwiększenie nakładów na termomodernizację / poprawę efektywności energetycznej starszych domów (propozycje Polskiego Alarmu Smogowego).

Propozycje włączenia obywateli do aktywnego uczestniczenia w rynku energii i ciepła oraz konieczność utrzymania kosztów na akceptowalnym poziomie skłaniają nas do zaproponowania zmiany stawki VAT: 0% dla ogrzewających domy prądem i 8% dla pozostałych konsumentów indywidualnych energii, oraz zniesienia akcyzy. Takie kroki oznaczają roczną

redukcję wpływów budżetowych w przybliżeniu o 1,4 mld złotych. Ten deficyt można pokryć ze środków z aukcji na uprawnienia CO₂. **Podobnie obowiązek „kolorowania” (patrz załącznik 6) powinien być radykalnie obniżony (z 18,5% do 5–10%) i finansowany poprzez NFOŚiGW z tych dochodów budżetu.** W sytuacji radykalnego wzrostu cen energii na rynku nie ma potrzeby gwarantowania producentom OZE dodatkowej premii w wysokości około 300 zł/MWh.

Dzienne ceny energii elektrycznej dnia następnego (PLN/MWh) — TgeBase



Źródło: energy.instrat.pl

Nie jest zadaniem spółek giełdowych, nawet należących do Skarbu Państwa, prowadzenie polityki socjalnej. Dyrektywy UE i tak zobowiązują Polskę do uwolnienia taryf dla odbiorców komunalnych. To jednak tym bardziej powinno nas obligować do wdrożenia systemu pomocy dla osób zagrożonych ubóstwem energetycznym. **Proponujemy „darmową MWh” – wsparcie w wysokości kosztu 1 MWh dla gospodarstwa domowego rocznie (refundacja z kryterium dochodowym) oraz dodatkowe 2 MWh dla wszystkich ogrzewających domy energią elektryczną, pokrywane także z funduszy ETS (aukcji na pozwolenia na emisję CO₂).**

Reszta dochodów z aukcji powinna w całości być przeznaczona na wsparcie działań z obszaru „Autostrada dla OZE”. Dochody z aukcji OZE powinny być wydatkowane w sposób uregulowany ustawowo, a nad kontrolą ich wydatkowania powinien czuwać Sejm RP.

2030 i dalej – kilka uwag o perspektywie

Wdrożenie „Autostrady dla OZE” i reform zaproponowanych w rozdziale „Jak zapełnić powstającą i wciąż rosnącą lukę podaży energii”, mających pokryć minimalne potrzeby systemu elektroenergetycznego w zakresie mocy sterowalnych rezerwujących OZE i innych źródeł elastyczności (magazyny, DSR), stworzy podwaliny pod niskoemisyjną energetykę w Polsce. **Prawdziwa pełna dekarbonizacja sektora czeka Polskę jednak dopiero w latach trzydziestych. Wówczas to, według aktualnych planów rządu, ma zostać uruchomiony II etap budowy energetyki wiatrowej na morzu oraz energetyki jądrowej.**

Uruchomienie tych dwóch projektów powinno być w naszej opinii powiązane z innymi pracami analitycznymi i koncepcyjnymi. **Bez nich możemy narazić się na wielkie koszty i nie osiągnąć zakładanych efektów.**

Po pierwsze, należy urealnić prognozę zapotrzebowania na moc z uwzględnieniem projektów, które uda się zrealizować wcześniej. Po drugie, musimy odpowiedzieć sobie na pytanie, **w jakim stopniu energetyka wiatrowa na morzu i energetyka jądrowa będą równocześnie dobrym uzupełnieniem dla energetyki rozproszonej/obywatelskiej, której rozwój powinien**

ulec mocniejszemu przyspieszeniu. Według planów rządu farmy offshore mają w latach trzydziestych podnieść moc z 4600 MW do 10 300 MW, przy współczynniku wykorzystania mocy minimum 55%. Będą to duże projekty, wymagające przyłączenia do sieci OSP. Jak wskazano wyżej, potencjał offshore jest nawet większy, ale **warto się zastanowić nad przyszłą mapą rozptyłów w sieci** – do jakiego stopnia takie inwestycje mają sens przy szybkim wzroście energetyki obywatelskiej.

Jeszcze bardziej skomplikowane jest inwestowanie w wielkie źródła jądrowe. Dzieje się tak z wielu powodów. Część z nich przesądzała o niepodjęciu takich inwestycji, mimo że dziesięć–piętnaście lat temu energetyczne spółki Skarbu Państwa mogły jeszcze wybudować dwa–trzy duże bloki jądrowe. Przeważało przekonanie o braku możliwości zabezpieczenia rentowności projektu w długim horyzoncie czasowym. Poza tym podobne inwestycje w innych krajach europejskich nie napawały optymizmem – nie udało się dotychczas w Europie dokończyć z sukcesem żadnego projektu generacji 3+. Tylko Rosja, Korea Południowa i Chiny mogły się pochwalić sukcesami w budowie nowych jednostek wielkoskalowych.

Przekonanie o konieczności szybkiej i głębokiej dekarbonizacji sektora pobudziło w ostatnich dwóch latach dyskusję o konieczności powrotu do wielkoskalowych projektów jądrowych. Francja i Stany Zjednoczone podejmują wysiłki na rzecz wznowienia efektywnej realizacji takich projektów – u siebie i na eksport. Rząd Zjednoczonej Prawicy ogłosił już kilka razy, że chce skorzystać najprawdopodobniej z amerykańskiej technologii i wybudować w Polsce co najmniej sześć bloków jądrowych po 1000 MW

w perspektywie dwudziestu lat. Nie znamy szczegółów negocjacji w sprawie tych projektów. **Jeśli zakładają one przejęcie przez stronę amerykańską, francuską lub koreańską ryzyka finansowego, technicznego i czasowego oraz wybudowanie elektrowni jądrowych pod kontrakt różnicowy z ceną porównywalną z aktualnymi cenami na rynku, taką propozycję należałoby poważnie rozważyć.** Jeśli jednak to państwowa spółka realizująca projekt miałaby ponosić ryzyka przeciągania się budowy i rosnących kosztów, wówczas trzeba by jeszcze raz przeanalizować, czy taka inwestycja naprawdę ma sens.

Obok bloków wielkoskalowych dużo mówi się dzisiaj w Stanach Zjednoczonych i Europie o SMR, czyli małych blokach jądrowych produkowanych w założeniu wielkoseryjnie, w fabryce (duże bloki montuje się na miejscu inwestycji, przez co traci się wiele z powtarzalności procesu produkcyjnego). **Część polskich firm prywatnych, w tym PAK i Synthos, oraz firmy mające istotny komponent Skarbu Państwa, jak Orlen i KGHM, zastanawiają się aktualnie nad inwestycjami w SMR.** Te inwestycje wpisują się w **aktualny trend zapewniania sobie przez przemysł własnych źródeł niskoemisyjnej energii elektrycznej.** Bloki SMR mogą zapewnić systemowi duże ilości sterowalnej energii i ciepło dla celów produkcyjnych lub komunalnych. Warto wspierać wysiłki dla ich powstania, ale trzeba pamiętać, że wprowadzenie ich do seryjnej produkcji wszędzie na świecie zajmuje dziesięć–dwanaście lat. **Mimo to polski przemysł i placówki naukowe powinny próbować wejść w bliską kooperację z czołowymi dostawcami tej technologii – zarówno bazującej na sprawdzonych reaktorach wodnych, jak i zupełnie nowych, na przykład chłodzonych ciekłym sodem.**

Unia Europejska jest dziś na etapie przeprojektowania rynku energii i zamierza ten nowy projekt uczynić centrum czwartego etapu reform sektora. **Kompleksowa reforma rynku energii w UE powinna dziś zostać zapoczątkowana ze wsparciem Polski.** W skrócie może ona polegać na **osobnej wycenie energii ze źródeł sterowanych i niesterowanych, stworzeniu rynku lokalizacyjnego i uwzględnianiu w kosztach energii rzeczywistych kosztów sieciowych.** Doprowadzi do dalszego rozproszenia źródeł wytwarzania, **digitalizacji na wszystkich etapach i rozwoju technologii magazynowania energii.**

Taka konstrukcja rynku energii może zmienić opłacalność poszczególnych technologii. Dlatego konieczna jest daleko idąca **zmiana sposobu tworzenia strategii energetycznej, na przykład w kierunku tworzenia regionalnych strategii i bilansów uwzględniających sector coupling, czyli łączenie sektorów wytwarzania energii elektrycznej, wodoru dla transportu, elektromobilności i zarządzania nią, budownictwa i efektywności energetycznej.**

Dopiero w takiej „wirtualnej regulacji” należałoby przeprowadzić analizę efektywności poszczególnych technologii, w tym jądrowych (wielkoskalowych, SMR) i offshore. Prawdopodobnie nie unikniemy budowania wielkich mocy podłączonych bezpośrednio do sieci najwyższych napięć, lecz ile tych mocy będziemy naprawdę potrzebować, powinno być przedmiotem dokładnych analiz. **Polski nie stać na dalsze topienie pieniędzy w wielkoskalowej energetyce bez analizy potrzeb w tym zakresie.** Zanim rząd podpisze kontrakty na największy w Europie, po Francji, program budowy elektrowni jądrowych, musimy mieć pewność, że takie inwestycje, także ze

względu na rozwój energetyki obywatelskiej czy koszty sieciowe, które mogą uczynić ofertę tych jednostek niekonkurencyjną na nowych rynkach, mają uzasadnienie i dadzą konkurencyjny produkt na dziesięciolecia.

Podsumowanie

Głównym celem transformacji energetycznej w Polsce i na świecie powinna być zmiana światowego paradygmatu energetycznego – od opartego prawie wyłącznie na produkcji i zużyciu paliw kopalnych w kierunku zdominowanego przez OZE. Narzędziem ku temu jest redukcja emisji zarówno ze spalania ropy, gazu i węgla, jak również ze wszystkich łańcuchów wartości, w których owe emisje powstają. Rzeczywiście, coraz większy ruch krajów w celu ustalenia „zerowej emisji netto” oznacza, że w najbliższej przyszłości zużycie węglowodorów prawdopodobnie radykalnie spadnie.

Wydaje się, że w miarę jak konsumenci stają się bardziej świadomi ekologicznie, swoimi wyborami będą wywierać presję na tradycyjne wytwórcze przedsiębiorstwa energetyczne. Poza tym nowe technologie mogą poprawić zużycie energii i wydajności w sektorach przemysłowym, handlowym i mieszkaniowym, ponieważ zmniejszają ogólny popyt na nią, a postępująca rewolucja cyfrowa pozwoli stworzyć nowe źródła elastycznej energii, aby zrównoważyć cały system i dokonać dalszej optymalizacji jej zużycia.

Obecną transformację energetyczną w dużym stopniu napędza polityka realizowana przez rządy, a nie konkurencję. Nie znaczy to, że technologia nie odgrywa znaczącej roli w transformacji, ale nie jest głównym motorem

zmiany źródeł energii, która trwa od połowy lat dziewięćdziesiątych. Rządy wykorzystwały różne narzędzia polityczne, aby dekarbonizować miks energetyczny, niezależnie od kosztu czystych technologii.

Polska energetyka stoi przed olbrzymimi wyzwaniami, i to nie w perspektywie 2050 roku, ale już 2025. Obecne turbulencje na rynkach energii mogą być tylko preludium do wielkiego kryzysu energetycznego, jaki z dużym prawdopodobieństwem dotknie wszystkich Polaków w nieodległej przyszłości, jeśli natychmiast nie zostaną podjęte działania zapobiegawcze. Polscy konsumenci muszą mieć pewność, że państwo zapewni takie mechanizmy rynkowe, aby energia była dobrem ogólnodostępnym, dostarczanym po uczciwej cenie. Klimatyczna Strategia dla Polski powinna być ponadpartyjnym celem dla wszystkich opcji politycznych, gdyż leży to w najgłębszym interesie obecnych i przyszłych pokoleń Polaków.

W niniejszym Raporcie wskazujemy najefektywniejsze ścieżki dojścia do wyżej wymienionego celu i jednocześnie rozpoczynamy ekspercką oraz polityczną debatę dotyczącą tego, jak najlepiej w praktyce przeprowadzić zaproponowane przez nas działania.

Załącznik 1

Finansowanie transformacji energetycznej

Aby zmienić obraz energetyki z obecnego chaosu, a w dłuższej perspektywie zagrożenia brakiem energii i wysokimi cenami energii dla odbiorców, potrzebujemy długoterminowej strategii odpowiadającej ambitnym celom nowoczesnego państwa, spełniającej kryteria europejskich celów redukcji emisji CO₂ wynikających ze stabilnej regulacji, a przede wszystkim sposobów finansowania przyjętych przez Komisję Europejską w dokumencie „Fit for 55”. Dekarbonizacja unijnej i polskiej gospodarki to z jednej strony szansa na skok rozwojowy, innowację i budowę nowych branż, lecz z drugiej strony wielomiliardowe koszty. Według szacunków Europejskiego Banku Inwestycyjnego osiągnięcie połowicznej redukcji emisji przed końcem tej dekady będzie wymagać dodatkowych inwestycji rzędu 350 mld euro rocznie w całej UE. Według szacunków rządu wynikających z przyjętej Polityki Energetycznej Polski koszty całkowitej transformacji energetycznej mogą pochłonąć około 1,5 bln złotych.

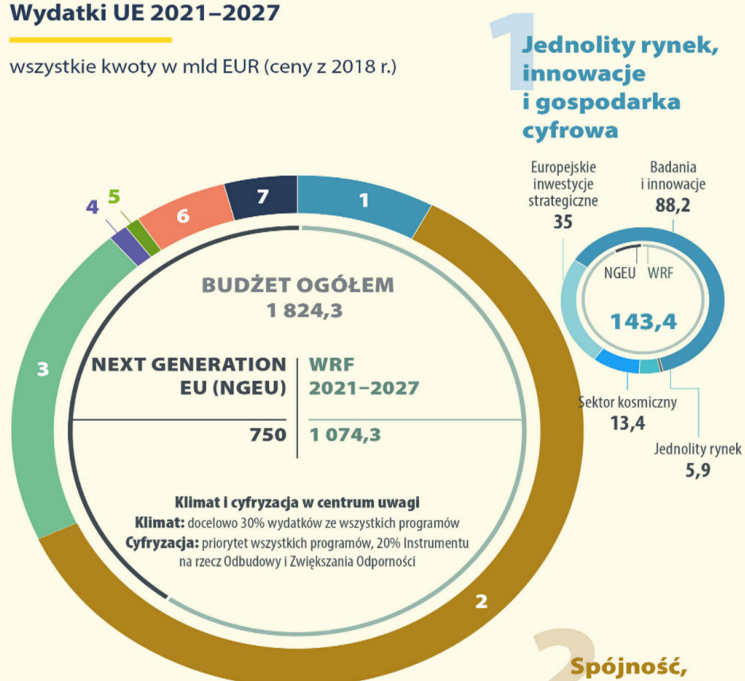
Uzgodniona właśnie perspektywa finansowa to ostatnia szansa, żeby dać nowe tchnienie polskiej energetyce przy wsparciu Unii Europejskiej. Bez sensownego planu oraz odwrócenia plecami do neutralności klimatycznej i Zielonego Ładu zostaniemy sami ze wszystkimi problemami energetyki: przestarzałą węglową infrastrukturą, wysokimi cenami energii i zanieczyszczonym powietrzem. Na razie wygląda na to, że możemy być jednym z krajów, które najbardziej skorzystają na podziale środków – tylko na transformację energetyczną możemy zyskać ponad 150 mld złotych. Pieniądze nie

będą jednak przyznane bezwarunkowo. Trzeba mieć gotowy plan realizacji wspólnych unijnych celów – zobowiązać się do neutralności klimatycznej i włączyć się w realizację 40%, a nawet 55% redukcji emisji do 2030 roku; uzyskanie pełnego wsparcia w ramach funduszu sprawiedliwej transformacji wymaga ponadto zadeklarowania neutralności klimatycznej do 2050 roku. Oprócz rozdysponowania między państwa członkowskie budżetu w perspektywie 2021–2027 w wysokości 1 074 mld euro, UE dodatkowo przeznaczy 750 mld euro w dotacjach i pożyczkach na wsparcie państw członkowskich w walce z kryzysem wywołanym pandemią COVID-19. Nowy budżet wraz ze środkami NextGenerationEU wynosi 1,8 bln euro. Polsce przypada ponad 124 mld euro w bezpośrednich dotacjach, a wraz z uprzywilejowanymi pożyczkami wychodzi aż 160 mld euro w bieżących cenach. Wszystko jest uzależnione od akceptacji przez KE Krajowego Planu Odbudowy w ramach środków NextGenerationEU, gdzie dla Polski przeznaczono 23,1 mld euro dotacji bezpośrednich oraz 34,2 mld euro preferencyjnej pożyczki.

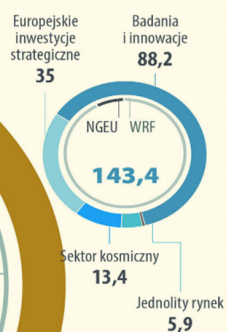
Musimy jednak pamiętać, że proces przyjmowania funduszu NextGenerationEU nie przebiegł bez przeszkód. Najistotniejszym problemem okazała się wysokość dotacji i powiązania wypłaty unijnych środków ze stanem praworządności w danym kraju. W razie naruszenia zasad praworządności Rada Europejska kwalifikowaną większością głosów będzie mogła wstrzymać wypłatę tych środków. Ważnym aspektem przyznania środków z UE jest obowiązek przeznaczenia 30% z tej sumy (zarówno z budżetu, jak i funduszu odbudowy) na ograniczenie emisji CO₂.

Wydatki UE 2021–2027

wszystkie kwoty w mld EUR (ceny z 2018 r.)



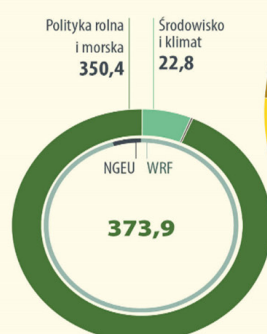
1 Jednolity rynek, innowacje i gospodarka cyfrowa



2 Spójność, odporność i wartości



3 Zasoby naturalne i środowisko



4 Migracja i zarządzanie granicami



5 Bezpieczeństwo i obrona



6 Sąsiedztwo i świat



7 Europejska administracja publiczna



Procentowy minimalny udział środków w poszczególnych funduszach, który musi być przeznaczony na cele klimatyczne, osiągnięcie neutralności klimatycznej, redukcji CO₂, wsparcie rozwoju OZE i efektywności energetycznej do 2030 roku wygląda następująco:

Fundusze	Minimum na klimat
Instrument Odbudowy i Odporności	37%
Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego	30%
Fundusz Spójności	37%
React EU	25%
Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji	100%
LIFE	61%
InvestEU	30%
Instrument Łącząc Europę	60%
Horyzont Europa	35%
Wspólna Polityka Rolna 2021–2022	26%
Wspólna Polityka Rolna 2023–2027	40%

FUNDUSZ ODBUDOWY NextGenerationEU – 23,1 mld euro dotacji bezpośrednich oraz 34,2 mld euro w formie pożyczek, 37% budżetu na działania proklimatyczne

Fundusz jest realizowany przez negocjowany obecnie program Krajowy Plan Odbudowy. Polski KPO jest już poddawany ocenie w Brukseli. KE zdecyduje, czy zgodzi się na proponowany podział środków, czy odrzuci dokument. Polska zaproponowała, by pieniądze w ramach KPO były inwestowane w pięciu obszarach:

- odporność i konkurencyjność gospodarki
- zielona energia i zmniejszenie energochłonności
- transformacja cyfrowa
- dostępność i jakość ochrony zdrowia
- zielona i inteligentna mobilność.

Niestety, jak wskazywaliśmy we wcześniejszych opracowaniach Instytutu Obywatelskiego, KPO w aktualnym kształcie szczątkowo odwołuje się do wyzwań stojących przed energetyką, nie zakreśla nawet strategii redukcji emisji ani „celu emisyjnego”, jaki chcemy osiągnąć dzięki tym środkom.

EUROPEJSKI FUNDUSZ ROZWOJU REGIONALNEGO w latach 2021–2027 – budżet 42 mld euro, 30% na działania proklimatyczne

W 2021 roku UE rozpoczęła nowy wieloletni okres programowania. Zasady dotyczące EFRR na lata 2021–2027 określono w następujących aktach:

- rozporządzenie w sprawie EFRR i Funduszu Spójności,
- rozporządzenie w sprawie przepisów szczegółowych dotyczących celu „Europejska współpraca terytorialna” (Interreg).

W rozporządzeniach tych utrzymano obecne dwa cele EFRR: „Inwestycje na rzecz zatrudnienia i wzrostu” oraz „Europejska współpraca terytorialna”. Zachowano też koncentrację tematyczną na dwóch kluczowych priorytetach: wspieraniu innowacji, gospodarki cyfrowej i MŚP za

pośrednictwem strategii inteligentnej specjalizacji oraz bardziej ekologiczną i niskoemisyjną gospodarkę o obiegu zamkniętym. W ramach nowej polityki spójności wprowadzono również szereg działań, które nie mogą być wspierane z EFRR. Wykaz obejmuje likwidację lub budowę elektrowni jądrowych, infrastrukturę portów lotniczych (z wyjątkiem regionów najbardziej oddalonych) oraz niektóre działania związane z gospodarką odpadami (na przykład składowanie odpadów).

FUNDUSZ SPÓJNOŚCI w latach 2020–2027– budżet 10,8 mld euro, 37% na inwestycje proklimatyczne

W 2021 roku UE rozpoczęła nowy wieloletni okres programowania. Zasady dotyczące Funduszu Spójności na lata 2021–2027 określono w nowym rozporządzeniu w sprawie EFRR i Funduszu Spójności. Nadal będzie można z niego wspierać projekty w ramach celu „Inwestycje na rzecz wzrostu gospodarczego i zatrudnienia”, głównie projekty infrastrukturalne związane z ochroną środowiska i transportem, w tym sieci transeuropejskie (TEN-T).

W nowym rozporządzeniu utrzymano koncentrację tematyczną. Fundusz Spójności będzie wspierał dwa szczegółowe cele nowej polityki spójności: bardziej ekologiczną, niskoemisyjną gospodarkę o obiegu zamkniętym (wariant strategiczny WS 2) oraz lepiej połączoną Europę (WS 3). W ramach nowej polityki spójności wprowadzono również wykaz działań, które nie mogą być wspierane z Funduszu Spójności. Obejmuje likwidację lub budowę elektrowni jądrowych, infrastrukturę portów lotniczych (z wyjątkiem regionów najbardziej oddalonych) oraz niektóre działania związane

z gospodarką odpadami (na przykład składowanie odpadów). Ponadto w ramach Funduszu Spójności nie wolno wspierać inwestycji w budynki mieszkalne, o ile inwestycje te nie są związane z promowaniem efektywności energetycznej lub korzystaniem z odnawialnych źródeł energii.

FUNDUSZ NA RZECZ SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI – budżet 3,7 mld euro, 100% na działania proklimatyczne

Jedno z kluczowych narzędzi Unii Europejskiej służących wspieraniu regionów w procesie transformacji w kierunku neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Mechanizm ten składa się z trzech filarów:

- Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji,
- specjalnego systemu w ramach Programu InvestEU,
- instrumentu pożyczkowego na rzecz sektora publicznego udostępnianego przez Europejski Bank Inwestycyjny w celu wprowadzenia dodatkowych inwestycji w odnośnych regionach.

Korzystanie z Funduszu jest obwarowane koniecznością przygotowania terytorialnego planu sprawiedliwej transformacji. W planach tych państwa członkowskie określają konkretne obszary interwencji na podstawie gospodarczych i społecznych skutków transformacji. Plany muszą w szczególności uwzględniać spodziewaną utratę miejsc pracy i transformację procesów produkcyjnych zakładów przemysłowych o najwyższej intensywności emisji gazów cieplarnianych. Państwa członkowskie, które nie zobowiązały się

jeszcze do realizacji celu, jakim jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku, otrzymają jedynie 50% planowanego przydziału środków. Poziom unijnego współfinansowania projektów jest ustalany w zależności od kategorii regionu, w którym są realizowane. Dla regionów słabiej rozwiniętych ustala się go na poziomie maksymalnie 85%, dla regionów w okresie przejściowym na poziomie 70%, a dla regionów lepiej rozwiniętych na poziomie 50%.

Całkowity budżet Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji na lata 2021–2027 wynosi 17,5 mld euro. Kwota 7,5 mld euro zostanie sfinansowana z wieloletnich ram finansowych, a dodatkowe 10 mld euro zostanie sfinansowane w ramach NextGenerationEU.

FUNDUSZ MODERNIZACYJNY – budżet około 3,5–5 mld euro, 100% na inwestycje proklimatyczne

Dodatkowo w państwach z najniższym PKB, w tym Polsce, inwestycje niskoemisyjne są wspierane z Funduszu Modernizacyjnego (w ramach systemu ETS), a na poziomie całej UE – z Funduszu Innowacji.

Celem Funduszu Modernizacyjnego (Modernization Fund) jest pomoc dziesięciu państwom członkowskim Unii Europejskiej o niższych dochodach (Bułgarii, Chorwacji, Czechom, Estonii, Litwie, Łotwie, Polsce, Rumunii, Słowacji, Węgrom) w przejściu do neutralności klimatycznej poprzez wsparcie modernizacji systemów energetycznych i poprawę efektywności energetycznej. Środki będą w przeważającej części pochodziły ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na lata 2021–2030 w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). W zależności od ich ceny wartość

Funduszu Modernizacyjnego może wynieść nawet 14 mld euro, z czego Polsce przypadnie ponad 43%.

To nie wszystko. Fundusze na transformację uwzględniono także w innych pozycjach unijnego budżetu – we wspólnej polityce rolnej i mechanizmach alokujących środki w drodze konkursów (InvestEU, HorizonEurope, Connect Europe Facility, LIFE).

Wiele środków będzie dostępnych jako pożyczki. Oferuje je także Europejski Bank Inwestycyjny.

W ramach obecnej perspektywy finansowej na lata 2021–2027 Polska może otrzymać około 770 mld złotych wsparcia na działania, które mogą zdecydowanie zmienić i przyspieszyć proces transformacji energetycznej.

Nasz kraj stoi przed niepowtarzalną szansą na uruchomienie olbrzymich inwestycji mogących być kołem zamachowym dla zmiany profilu wytwarzania energii, uniknięcia ubóstwa energetycznego, uniezależnienia się od gospodarki surowcowej i stworzenia niskoemisyjnej gospodarki o zamkniętym obiegu, wykorzystującej energię ze źródeł odnawialnych.

Załącznik 2

Narzędzia, jakimi dysponuje operator (PSE) w razie deficytu mocy

W trudnej sytuacji w Krajowym Systemie Energetycznym PSE może działać za pomocą rynku mocy, Interwencyjnej Redukcji Poboru oraz odwołując się do pomocy międzyoperatorskiej.

Z początkiem 2021 roku w Polsce zaczął działać rynek mocy. Zapewnia on dodatkowe finansowanie wytwórcom energii.

W 2018 roku odbyły się aukcje na okresy dostaw 2021, 2022 i 2023. W latach 2019–2025 co roku będzie organizowana jedna aukcja główna na okresy dostaw przypadające odpowiednio na lata 2024–2030 (art. 29 ust. 3 ustawy o rynku mocy).

„Obowiązki mocowe” ukształtowane w wyniku aukcji będą mogły podlegać dalszemu obrotowi na rynku wtórnym. Zgodnie z założeniami ustawy wprowadzenie usług pozostawania w gotowości do dostarczenia mocy elektrycznej zapewnia bezpieczeństwo dostaw energii do odbiorców kosztowych. Skorzystać na tym rozwiązaniu mają więc wszyscy uczestnicy rynku energii.

Wprowadzenie opłaty mocowej stawia przedsiębiorców przed wyzwaniem związanym z minimalizacją jej kosztów. Opłata może być zredukowana poprzez:

- ograniczenie zużycia energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania (na przykład poprzez wprowadzenie zmiany nocnej);
- zainstalowanie własnych mocy wytwórczych, które pozwolą ograniczyć pobór energii z sieci (na przykład panele fotowoltaiczne, agregaty kogeneracyjne);
- złożenie oświadczenia do Prezesa URE o byciu odbiorcą przemysłowym, skutkujące obniżeniem o 20–85% podstawy do obliczenia opłaty (przepis ten oczekuje na zatwierdzenie przez Komisję Europejską).

Poza możliwościami utrzymania zdolności wytwórczych z wykorzystaniem mechanizmów rynku mocy wsparcie systemu energetycznego w sytuacji niedoborów dostępnej mocy jest możliwe dzięki importowi poprzez mechanizm market coupling (giełdy energii) lub, interwencyjnie, w ramach współpracy międzyoperatorskiej.

Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w 2020 roku – przepływy fizyczne (MWh)

Lp.	Wyszczególnienie	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Wymiana równoległa	12 595 537	6 752 634	5 842 904
1.1	Krosno – Lemesany (400 kV)	92 550	3 154 644	-3 062 094
1.2	Albrechtice – Dobrzeń (400 kV)	10 014	1 902 066	-1 892 052
1.3	Nosowice – Wielopole (400 kV)	686 494	1 289 525	-603 030
1.4	Hagenverder – Mikułowa (400 kV)	7 516 391	9 640	7 506 751
1.5	Liskovec – Kopanina – Bujaków (220 kV)	571 283	394 330	176 953
1.6	Vierraden – Krajnik (400 kV)	3 718 804	2 429	3 716 376
2.	Wymiana nierównoległa	7 838 130	457 082	7 381 048
2.1	Triniec – Mnisztwo (110 kV)	0	62 355	-62 355
2.2	Porici – Boguszów (110 kV)	389 246	1 418	387 829
2.3	Nachod – Kudowa (110 kV)	17 104	0	17 104
2.4	Darkow – Pogwizdów (110 kV)	0	0	0
2.5	Ełk – Alytus (400 kV)	2 158 741	380 728	1 778 013
2.6	Starno – Słupsk (DC 450 kV)	3 788 917	12 575	3 776 341
2.7	Dobrotwór – Zamość (220 kV)	1 484 122	6	1 484 116
3.	Razem	20 433 667	7 209 715	13 223 952

Już w 2020 roku zanotowaliśmy import z zewnętrznych systemów energetycznych na poziomie 20,4 GWh, przy eksporcie na poziomie zaledwie 7,2 GWh. Dla porównania generacja w tym czasie wyniosła 165,5 TWh. Tak duży import był uwarunkowany ekonomicznie, a nie technicznie – po prostu odbiorcy mogli kupić energię importowaną taniej niż tę produkowaną w Polsce. Już jednak w 2021 roku uwidoczniło się niepokojące zjawisko: na skutek bardzo wysokich cen gazu ceny energii w Europie Zachodniej przekroczyły te w Polsce, a mimo to w wybranych dniach i godzinach dalej importujemy, więc na naszym rynku mamy wówczas ceny „niemieckie”. To może oznaczać, że już dziś nie pokrywamy popytu wyłącznie krajową podażą. Tymczasem aktualnie planowana jest tylko jedna inwestycja związana ze zwiększeniem potencjału importowo-eksportowego – podmorskie podłączenie „Harmony Link” na Litwę, o mocy 700 MW w obu kierunkach. W dalszym ciągu zdolności przesyłowe mogą jedynie stabilizować rynek; nie rozwiążą problemu braku dostępnej mocy przy zwiększającym się popycie. Biorąc pod uwagę wielkość ubytku mocy wytwórczych (w projekcie jest mowa nawet o 10–14 GW) oraz charakter DSR, nie jest to rozwiązanie problemu braku mocy. DSR powinien działać głównie w okresach szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną, w razie nagłych awarii lub wyjątkowo niekorzystnych warunków pogodowych ograniczających produkcję w obszarze OZE, i służyć do wyplaszczania krzywej podaży na energię elektryczną (w sytuacji awarii lub braku energii z OZE) lub do ograniczania popytu w rzadkich okresach szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną.

Dodatkowym ograniczeniem dla usługi DSR jest profil działalności gospodarczej. W Polsce funkcjonują duże zakłady (huty, rafinerie, zakłady

chemiczne, kopalnie), w których procesy technologiczne nie pozwalają na nagłe zaprzestanie działalności, a w konsekwencji zastosowanie DSR.

Jeśli dodać do tego moc potrzebną dla zwykłych konsumentów (osób fizycznych), obniżają się możliwości zakontraktowania przez PSE dużej ilości mocy w aukcjach DSR, która miałaby znaczący wpływ na problem ubytku mocy do 2025 roku (należy podkreślić, że w 2020 roku moc zakontraktowana w DSR wynosiła około 700 MW).

Załącznik 3

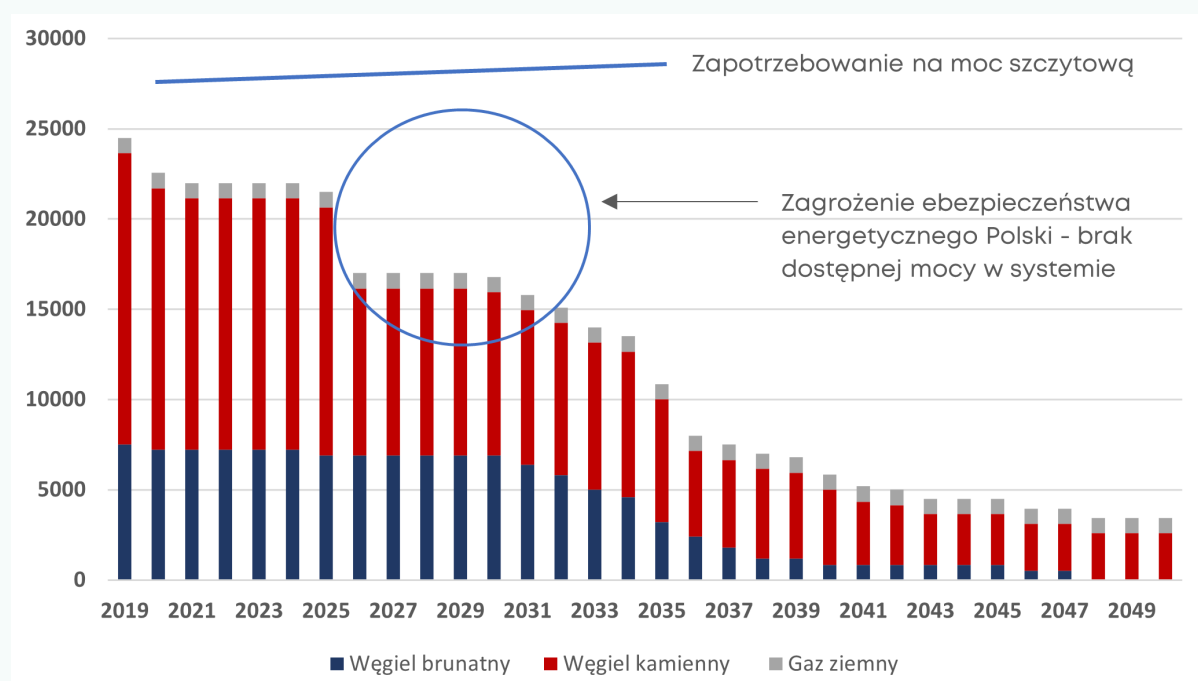
Założenia do rozwoju sektora elektroenergetycznego ujęte w obecnych planach rządu

„Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030. Dokument główny” opracowany przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, opublikowany w 2020 roku, przewiduje główne kierunki rozwoju zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w perspektywie do 2030 roku. Dokument ten wskazuje, że przy braku wsparcia elektroenergetyki węglowej w postaci rynku mocy w Polsce mogą nastąpić braki w dostawach energii.

Projekt PEP 2040 zakłada zmianę struktury paliwowej zainstalowanych mocy po 2030 roku związaną z wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek węglowych (**są zastępowane nowymi jednostkami na węglu kamiennym – 4,4 GW do 2025 roku – charakteryzującymi się wysoką sprawnością**), rozwojem OZE, budową bloków elektrowni jądrowych (trzy bloki o łącznej mocy 4,5 GW) oraz ze znaczącym wzrostem mocy jednostek gazowych

(do 2040 roku może powstać prawie 2 GW w elektrowniach gazowo-parowych). Moc elektrowni na węglu brunatnym maleje wskutek wycofywania istniejących bloków. Jediną nową inwestycją na węglu brunatnym jest blok o mocy netto około 450 MW w Turowie.

Zainstalowana moc netto w istniejących JWCD – wariant zakładający brak mechanizmów mocowych po 01.07.2025



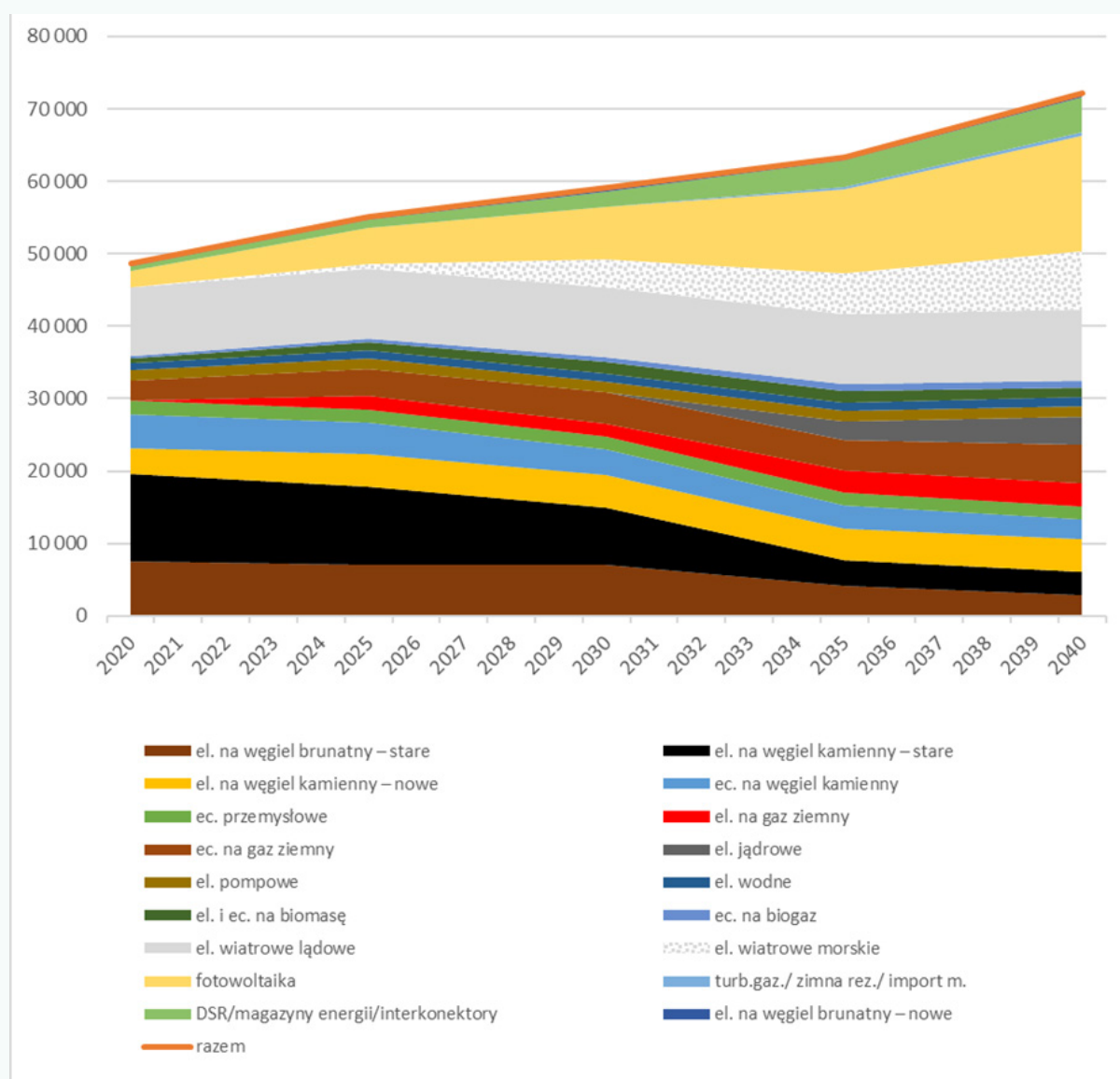
Źródło: „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030”, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna 2020, www.pse.pl/dokumenty – poglądowo. Wykres nie uwzględnia jednostek będących w budowie oraz pozostałych jednostek planowanych do budowy

Polityka Energetyczna Polski 2040 zakłada pełne zabezpieczenie w moc, czyli źródła o nieprzewidywalnej produkcji (źródła wiatrowe morskie i lądowe, fotowoltaika) będą w 100% rezerwowane w innych źródłach opalanych paliwami, na przykład gazem.

Aby zapewnić pełne zabezpieczenie mocy wiatraków na morzu i lądzie, a także źródeł fotowoltaicznych, przy dostosowaniu do warunków celów klimatycznych UE, potrzebne będzie około 10 GW mocy w elektrowniach

gazowych. (Przy założeniu, że Komisja Europejska nie zgodzi się na utrzymanie wsparcia dla źródeł emitujących powyżej 550 g/KWh emisji CO₂ oraz wycofamy około 5 GW mocy w elektrowniach węglowych, zużycie gazu w 2030 roku będzie wyższe w przybliżeniu o 17 mld m³ w stosunku do roku 2019).

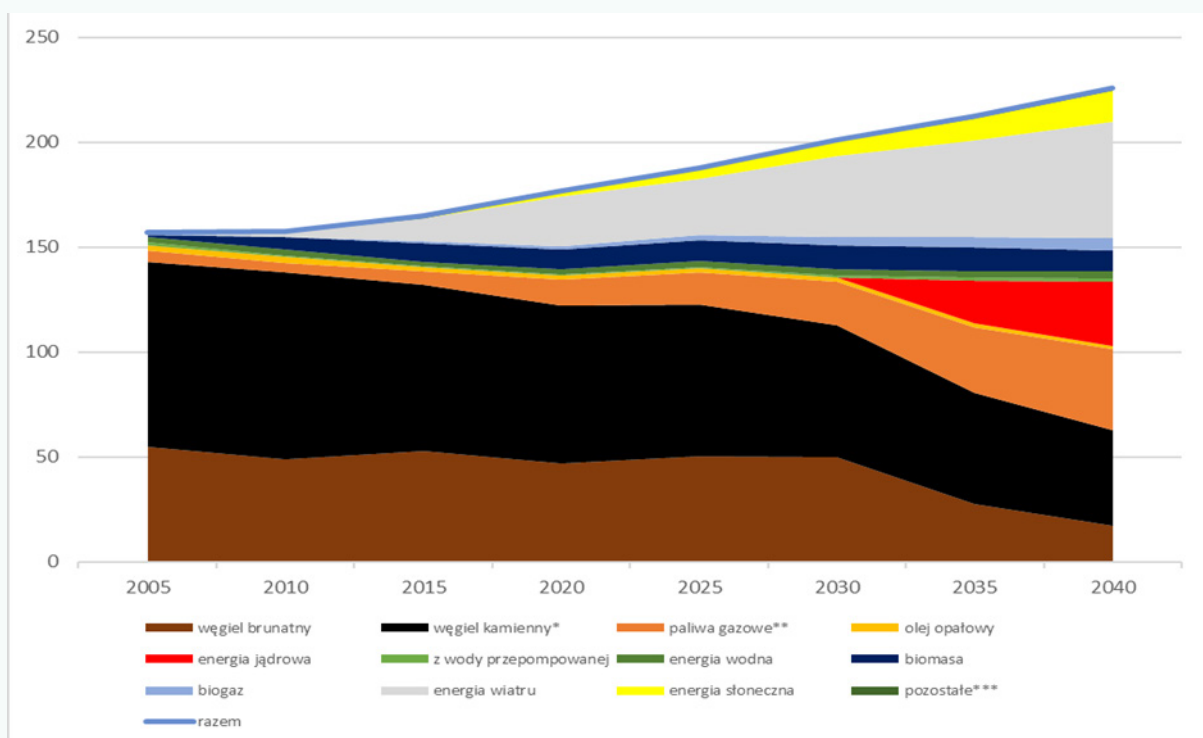
Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej według technologii (MW) PEP 2040



Zapotrzebowanie na energię

Załącznik nr 2 do Polityki Energetycznej Polski 2040 – Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego Projekt – wersja 2.1 datowany 08.11.2019, określał prognozę produkcji energii elektrycznej z podziałem na typy źródeł produkcji.

Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto według paliw (TWh) PEP 2040



Scenariusze dekarbonizacji

Miks energetyczny, a w szczególności udział w nim źródeł sterowalnych i niesterowalnych, kreśli różne scenariusze dekarbonizacji sektora energetycznego. Nawet przy założeniu uzyskania zdolności wielkoskalowego magazynowania energii tylko wprowadzenie nieemisyjnych źródeł sterowalnych (atom – 9 GW) pozwala na osiągnięcie 90% udziału źródeł

niskoemisyjnych dla scenariuszy zapotrzebowania na energię w roku 2040 zakładanych w PEP 2040.

	Scenariusz I	Scenariusz II	Scenariusz III	Scenariusz IV
PV	40 GW	80 GW	80 GW	40 GW
Wiatr lądowy	25 GW	50 GW	50 GW	25 GW
Wiatr morski	10 GW	20 GW	20 GW	20 GW
Magazyny	5,2 GW / 10,4 GWh	5,2 GW / 10,4 GWh	+20 GWh	5,2 GW / 10,4 GWh
Atom	-	-	-	9 GW
Udział źródeł niskoemisyjnych	68,2%	89,1%	89,3%	92,1%
Udział OZE	68,2%	89,1%	89,3%	68,2%

Załącznik 4

Założenia do rozwoju sektora gazowniczego

W 2020 roku Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA opracował Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego – Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020–2029. Plan ten zakłada trzy warianty rozwoju zapotrzebowania na paliwa gazowe.

I. Wariant Umiarkowanego Wzrostu (UW) zapotrzebowania na usługę przesyłową, traktowany jako statyczna baza dla drugiego wariantu, został określony na podstawie realizacji zawartych umów przesyłowych, powiększonej o ilości wyszczególnione w podpisanych umowach o przyłączenie dla rozpoczętych inwestycji w budowę nowych bloków **parowo-gazowych** w dwóch lokalizacjach. Obecnie jest to wariant prognozy traktowany jako zachowawczy.

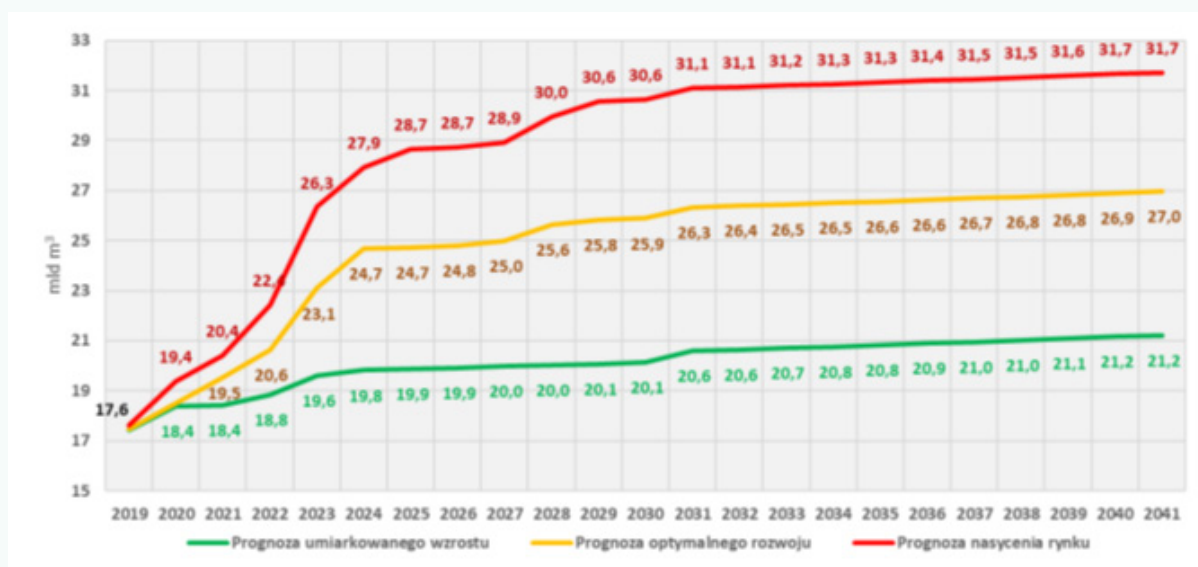
II. Wariant Optymalnego Rozwoju (OR) uwzględnia dodatkowo zwiększenie zapotrzebowania wynikające z podpisanych umów o przyłączenie dla nowych podmiotów w deklarowanych przez nich ilościach. **Wariant ten traktowany jest jako optymistyczny, a jednocześnie optymalny pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego.**

III. Wariant Nasycenia Rynku (NR) uwzględnia przyrost zapotrzebowania na gaz oszacowany na podstawie wszelkiego rodzaju zgłoszeń ze strony potencjalnych odbiorców, w tym na podstawie wyników akcji ankietowej. Zgłoszone przez potencjalnych odbiorców zapotrzebowania w tym wariantcie nie podlegają weryfikacji. W związku z tym wariant ten należy traktować jako mało prawdopodobny i **jako taki nie podlega dalszym analizom technicznym ani ekonomicznym.**

W dokumencie Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego – Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020–2029 – uwzględniono zapotrzebowanie na gaz w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej na paliwie gazowym.

W wariantcie Optymalnego Rozwoju uwzględniono zwiększający się rynek odbiorców przemysłowych wykorzystujących gaz do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz podpisanie umów o przyłączenie dla rozpoczętych inwestycji w budowę nowych bloków parowo-gazowych w dwóch lokalizacjach. Wariant ten nie zakłada wycofania 10 GW mocy w elektrowniach opalanych węglem do 2030 roku ani pełnej rezerwy w postaci elektrowni gazowych dla źródeł odnawialnych.

Trzy warianty rozwoju zapotrzebowania na paliwa gazowe



Źródło: opracowania Gaz System SA. W wariantcie optymalnym zapotrzebowanie na paliwo gazowe rośnie do roku 2030 o 7,5 mld m³ w stosunku do roku 2020.

W razie braku mechanizmów mocowych od 1 lipca 2025 roku dla jednostek wytwórczych ciepłych emitujących więcej niż 550 g CO₂ na kWh przewidyuje się, że już około 2025 roku zostanie wyłączonych w przybliżeniu 5 GW zainstalowanej mocy elektrycznej netto, co będzie się bezpośrednio przekładać na istotne pogorszenie wskaźników wystarczalności generacji w KSE.

Brak mechanizmu dopłat do produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego przy cenach uprawnień do emisji powyżej 65 euro/tonę spowoduje wyłączenie kolejnych 5 GW zainstalowanej mocy elektrycznej netto, w zależności od realizacji prognozy cen uprawnień do emisji CO₂.

Obecnie koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym jest na poziomie 430 zł/MWh, z czego około 300 zł/MWh to koszt nabycia uprawnień do emisji CO₂.

Brak mechanizmów wsparcia rynku mocy, a także brak mechanizmu dopłat do produkcji energii elektrycznej z węgla przy wysokich cenach uprawnień do emisji spowoduje zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Jedynym rozwiązaniem możliwym do realizacji w zakładanym czasie będzie według dokumentów rządowych szybkie wybudowanie bloków gazowych o mocy około 10 GW, uzupełniające do odstawianych elektrowni i elektrociepłowni węglowych. Strategia ta musi uwzględniać bieżące ceny gazu. Takich inwestycji nie ma w aktualnych planach energetycznych spółek Skarbu Państwa, istnieje zatem wyraźna luka pomiędzy przewidywaniami rządu co do wycofywania bloków węglowych a planami ich zastąpienia. Ponadto nasuwa się pytanie o sens inwestycji w duże bloki gazowe w perspektywie ich zamknięcia do roku 2050.

Jeśli uwzględnimy naturalny wzrost zapotrzebowania na gaz pomiędzy latami 2020 i 2030 oczekiwany w Wariancie Optymalnego Rozwoju na poziomie 7,5 mld m³ oraz bezpieczeństwo energetyczne Polski, całkowity wzrost zapotrzebowania na paliwo gazowe rośnie w roku 2030 w zależności od utrzymania rynku mocy i kosztów uprawnień CO₂ od **około 10,6 mld m³ do około 17 mld m³ paliwa gazowego** w stosunku do roku 2020.

Jeśli uwzględnimy główne kierunki dostaw, możliwości wydobywcze gazu w Polsce, rozbudowę terminala LNG w Świnoujściu, połączenia Baltic Pipe, a także realizację połączeń międzysystemowych z Litwą, Słowacją i Czechami, widać, że paliwo gazowe w ilości około 13–14 mld m³ będzie

pochodziło bezpośrednio z kierunku wschodniego, na przykład poprzez istniejący gazociąg jamalski (pod warunkiem wynegocjowania dostaw z Rosji), a także z dostaw paliwa rosyjskiego z innych kierunków, poprzez połączenia rewersowe z Niemiec, Czech lub Słowacji.

Załącznik 5

Lista proponowanych do uchwalenia aktów prawnych wspierających krótkoterminowo transformację energetyczną i zapobiegających deficytowi mocy wytwórczych

- Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii i niektórych innych ustaw – „Autostrada dla OZE”, zmiany w obowiązku „kolorowym”
- Ustawa o zmianie ustawy „Prawo Energetyczne” – między innymi unbundling, nowe regulacje dla OSD, nowe rynki energii, mocy i elastyczności
- Ustawa o zmianie ustawy o rynku mocy z 8 grudnia 2017 – reforma rynku mocy, obniżenie kar
- Ustawa o zmianie ustawy „Prawo Atomowe” z 1 stycznia 2002 z późniejszymi zmianami – SMR, możliwość inwestowania przez podmioty prywatne

Załącznik 6

Skrótowy opis mechanizmu „kolorowania” energii

System świadectw pochodzenia to jeden z trzech systemów wsparcia OZE w Polsce – najstarszy, obecnie sukcesywnie wygaszany na rzecz systemu aukcyjnego. Po 1 lipca 2016 roku wytwórcy energii w nowych instalacjach OZE nie mogą ubiegać się o partycypację w systemie wsparcia opartym na świadectwach pochodzenia, przy czym funkcjonujące już w nim instalacje mogą migrować do innych systemów wsparcia – systemu aukcyjnego oraz systemów FIT/FIP (<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogólne/aktualności/7636,Systemy-FIT-i-FIP-nowe-formy-wsparcia-wytwarzania-energii-elektrycznej-z-odnawia.html> – w praktyce nie działają).

W zamian za generację „zielonej energii” producenci otrzymują „zielone certyfikaty” (ZC), które mogą być sprzedane za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. MKiŚ może interweniować na rynku certyfikatów poprzez ustanowienie wielkości udziału ilościowego sumy energii wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej OZE, czyli określenia proporcji energii elektrycznej, którą przedsiębiorstwa obrotu energią muszą pozyskać z OZE. Obowiązek zakupu i umorzenia ZC dotyczy całej sprzedaży energii do odbiorców końcowych. Jeżeli na dany rok ten obowiązek wynosi przykładowo 10%, to znaczy, że przy sprzedaży do dowolnego odbiorcy końcowego 10 MWh energii spółka obrotu energią (lub producent, także OZE) musi zakupić na TGE, a następnie umorzyć ZC o wartości 1 MWh, czyli 10% ilości sprzedanej energii.

System certyfikatów wywodzi się z czasów, gdy koszty wytwarzania energii z OZE były istotnie wyższe od cen rynkowych i dawały swego rodzaju „premię” jej producentom. W okresie obowiązywania system doświadczył istotnych spadków i wzrostów cen certyfikatów, zależnych oczywiście od poziomu obowiązku z jednej strony, a wolumenu produkcji z drugiej. W pewnym momencie ZC kosztowały zaledwie około 30 zł/MWh, ponieważ na rynku istniała znacząca ich nadwyżka. Wielu producentów OZE przenosiło się wówczas do innych systemów wsparcia i podaż certyfikatów spadła (a nowych producentów w tym systemie już nie ma). Tymczasem MKiŚ wyznaczył na rok 2021 poziom 19,5% obowiązku, a na rok 2022 – 18,5%, przy gwałtownie malejącej podaży ZC. W efekcie w ostatnich dniach ceny ZC na TGE wzrosły do około 300 zł/MWh.

Wysoki poziom obowiązku umorzenia ZC powoduje, że w dobie bardzo wysokich cen energii, zapewniających świetny zwrot z inwestycji, producenci OZE sprzedający energię na rynku otrzymują absurdalnie wysokie premie „środowiskowe”. W toku konsultacji nad rozporządzeniem Tauron przekonywał, że utrzymanie obowiązku na dotychczasowym poziomie doprowadzi do dynamicznego wzrostu cen na rynku ZC (nawet ponad 300 zł/MWh; jak widać, prognoza się sprawdziła) oraz rosnących kosztów systemu (nawet 5 mld złotych w przyszłym roku wobec zaplanowanych 400 mln złotych w PEP 2040).

W efekcie, gdy ceny energii na rynku oscylowały w granicach 200 zł/MWh, producenci OZE otrzymywali za ZC premię w wysokości 30–40 zł/MWh, a dziś, gdy za energię otrzymują na rynku około 400 zł/MWh, mają w formie premii 300 zł/MWh, przy kosztach pomiędzy 160 a 220 zł/MWh (koszt wytwor-

zenia 1 MWh energii wiatrowej w turbinie starego typu). Innych technologii w tym systemie nie ma, ponieważ farmy PV zaczęły powstawać dopiero po roku 2016, kiedy system ZC już został zastąpiony przez aukcje.

Propozycja: radykalnie obniżyć obowiązek na rok 2022 – do poziomu 5–10% – a realizację wykupu powierzyć NFOiŚ z funduszy uzyskiwanych z aukcji uprawnień do emisji (23 mld złotych – szacunek na rok 2021). Cena ZC spadnie do poziomu 20–30 złotych, NFOŚiGW dysponuje środkami na wykup certyfikatów (będzie to wówczas około 300 mln złotych), a cena dla odbiorców energii w Polsce spadnie w przybliżeniu do 70 zł/MWh (60 złotych netto).

Beneficjenci rozwiązania: średnie gospodarstwo domowe w Polsce zużywa około 2,5 MWh rocznie, oszczędność wyniesie zatem około 150 złotych. Znacznie więcej zaoszczędzą gospodarstwa, które postawiły na niskoemisyjne źródła ogrzewania – pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne. Tu oszczędności mogą sięgać 180 złotych miesięcznie, a przecież zależy nam na popularyzacji niskoemisyjnych źródeł ciepła. Beneficjentami będą oczywiście także biznes i wszyscy inni odbiorcy, co zmniejszy presję inflacyjną. Cena energii dla nich spadnie w przybliżeniu o 10%.

Na rozwiązaniu stracą spółki energetyczne, które już zakupiły ZC na potrzeby wywiązania się z obowiązku na rok 2022 (nie sposób oszacować ich liczby). Stracą także wytwórcy OZE, lecz ich zmniejszone przychody z ZC już w pełni skompensowała podwyżka cen energii, którą sprzedają na rynku.

Koszty dla budżetu: w zależności od wyznaczonego poziomu obowiązku zakupu ZC – od 300 mln złotych wzwyż, przy czym będą to środki z aukcji ETS w dyspozycji NFOŚiGW.

Podobny do „zielonego”, ale znacznie mniej kosztowny jest mechanizm certyfikatów wspierający produkcję energii z biogazu.