



POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2040 ROKU (PEP) W PYTANIACH I ODPOWIEDZIACH

1) Co daje PEP?

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku określa w jaki sposób zrealizowana zostanie transformacja energetyczna polskiego sektora energetycznego tak aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne państwa, mając na uwadze konkurencyjność gospodarki, efektywność energetyczną, zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych. PEP udziela odpowiedzi na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach. Warto zwrócić uwagę, że PEP to dokument strategiczny, który wskazuje kierunki, w których zmierzać będzie polski sektor energetyczny, co oznacza, że określa zadania, ale nie szczegóły wskazanych rozwiązań, które będą przedmiotem dalszych prac.

2) Czy prognozy pokrycia zapotrzebowania na energię są wynikiem decyzji politycznych?

Przedstawione prognozy dotyczące produkcji energii elektrycznej zostały wykonane przy wykorzystaniu specjalistycznych narzędzi analitycznych, które dobierają źródła wytwórcze do pokrycia zapotrzebowania tak, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii oraz efektywność ekonomiczną. Decyzje polityczne są uwzględnione w założeniach analitycznych, wyznaczają brzegowe wartości maksymalne i minimalne (np. maksymalna ilość mocy zainstalowanej w danym roku w danej technologii). Szczególnym założeniem jest udział OZE w bilansie energetycznym – przyjęto, że Polska będzie kontrybuować w możliwie najwyższym stopniu w realizacji celu ogólnounijnego – wynik jest maksymalnym z punktu widzenia zachowania konkurencyjności gospodarki krajowej.

3) Jak będzie wzrastać zapotrzebowanie na energię elektryczną?

Z prognoz wynika, że popyt na energię elektryczną wzrośnie o ok. 20-25% do 2030 r., a trend wzrostowy utrzyma się również w kolejnych latach. Oznacza to, że nowe moce wytwórcze muszą zastąpić stare, wyeksploatowane elektrownie, ale także pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię. Wzrost potrzeb elektroenergetycznych zostanie pokryty przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe.

4) Co zmienia się w bilansie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną?

Aktualnie większość mocy wytwórczych stanowią konwencjonalne elektrownie węglowe. W kolejnych latach będą one wycofywane ze względu na niespełnianie wymogów emisji zanieczyszczeń lub brak możliwości modernizacji (techniczny bądź ekonomiczny). Zbyt szybka rezygnacja z ich wykorzystania byłaby nieracjonalna z ekonomicznego punktu widzenia, jeśli ich koszt nie został zamortyzowany. Równocześnie godziłoby to w bezpieczeństwo dostaw energii.

Jednocześnie warto zauważyć, że struktura wytwarzania energii elektrycznej ulegnie zmianie, gdyż wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną zostanie pokryty przez inne technologie, które zapewnią dywersyfikację bilansu oraz wpłyną na

znaczące obniżenie emisyjności sektora. Z tego powodu wzrastać będzie wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, bloków gazowo-parowych, a po 2030 r. uruchomiona zostanie pierwsza w Polsce elektrownia jądrowa.

5) Co oznacza 60% udziału węgla w bilansie elektroenergetycznym w 2030 r.?

Udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej spadnie z aktualnych 78% do ok. 60% w 2030 r., ale wolumen wykorzystanego węgla przez energetykę zawodową (elektrownie i elektrociepłownie) utrzyma się na stabilnym poziomie. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z węgla nie ulegnie znaczącej zmianie, ale ze względu na zwiększenie zapotrzebowania, będzie ona stanowiła mniejszy odsetek w bilansie pokrycia popytu. Wzrost popytu będzie pokryty przez źródła wpływające na obniżenie emisyjności sektora energetycznego. Wykorzystywane będą moce węglowe o znacznie lepszych parametrach pracy i niższej emisyjności, źródła odnawialne, bloki gazowo-parowe, a po 2030 r. także bloki jądrowe.

6) Czemu potrzebny jest nam nowy blok wytwórczy w Ostrołęce i czemu to ostatnia konwencjonalna elektrownia węglowa w Polsce?

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz konieczność zastąpienia wyeksploatowanych mocy wytwórczych, które rozpoczynały pracę już w latach 70. ubiegłego wieku (część z nich, najbardziej wyeksploatowanych i najmniej efektywnych kosztowo, zostanie wycofana ze względu na brak możliwości technicznych lub ekonomicznych dostosowania ich do regulacji środowiskowych) powoduje konieczność uzupełnienia bilansu mocy o nowe stabilne źródło wytwórcze. Elektrownia Ostrołęka C to blok o parametrach nadkrytycznych, czyli bardzo dużej efektywności wykorzystania paliwa, z rozbudowanym systemem oczyszczania spalin. Nowy blok energetyczny będzie spełniał restrykcyjne unijne standardy emisyjne zgodne z wymogami tzw. konkluzji BAT ws. najlepszych dostępnych technik, które obowiązywać będą od 2021 r.

Zgodnie z deklaracją Ministra Energii w Komisji Europejskiej „Ostrołęka C” będzie ostatnim nowym blokiem węglowym, co ma stanowić gwarancję naszej drogi ku ograniczaniu emisji z sektora wytwarzania energii, a wprowadzany w Polsce rynek mocy, zaakceptowany przez Komisję, pozwoli na modernizację wielu starych i emisyjnych bloków. Jednocześnie w drodze do transformacji energetycznej i w celu wypełniania zobowiązań międzynarodowych, w bilansie elektroenergetycznym wzrastać będzie znaczenie OZE i innych niskoemisyjnych źródeł, w tym także kogeneracyjnych.

Należy zwrócić uwagę, że zdecydowana większość mocy wytwórczych zlokalizowana jest na południu kraju. W związku z tym budowa dużego, stabilnego źródła wytwórczego w północno-wschodniej Polsce ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego tego regionu kraju oraz ekonomiki dostaw energii. Ułatwi to utrzymanie przez operatora systemu przesyłowego w tej części kraju parametrów energii o najwyższej jakości.

Warto zauważyć, że elektrownia Ostrołęka C jest istotnym elementem warunkującym zakończenie synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z Europą Kontynentalną. Istniejące połączenie Litwy z Polską i odpowiedni poziom mocy wytwórczych blisko granicy jest jednym z kluczowych warunków tego przedsięwzięcia. Synchronizacja zakończy zależność operacyjną operatorów systemów przesyłowych od systemu postsowieckiego (UPS/IPS). Systemy państw bałtyckich będą podlegały regułom pracy systemu i wymaganiom ENTSO-E. Synchronizacja przez Polskę wzmocni znaczenie naszego państwa w tym regionie UE, wpłynie również na poziom naszego bezpieczeństwa.

7) Czemu chcemy budować elektrownię jądrową?

Elektrownie jądrowe mają bardzo wiele zalet. Nakłady inwestycyjne są wysokie, ale koszty energii elektrycznej wytworzonej w takich jednostkach wytwórczych są dużo niższe w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi. Wiąże się to z niskimi kosztami eksploatacyjnymi na co składają się bardzo mały koszt paliwa oraz brak konieczności ponoszenia kosztów polityki klimatycznej (koszty uprawnień do emisji CO₂) i środowiskowej (koszty dostosowania do limitów emisji zanieczyszczeń). Takie moce muszą pracować w podstawie pracy systemu, gdyż zapewniają wysoką sprawność, a dzięki wysokiej liczbie godzin pracy, jednostkowy koszt wytworzenia energii jest w mniejszym stopniu obciążony kosztami inwestycyjnymi.

Odwrotnie wygląda sytuacja wykorzystania elektrowni gazowych, charakteryzujących się dużą elastycznością, jednocześnie ich koszty inwestycyjne są stosunkowo niskie, w przeciwieństwie do kosztu paliwa – cechy te wskazują na to, że tego typu jednostki powinny być wykorzystane dla regulacji pracy systemu elektroenergetycznego.

8) Czy stać nas na energetykę jądrową?

Przeprowadzone symulacje wskazały, że nawet przy potencjalnie znacząco zwiększonych nakładach inwestycyjnych wytwarzanie energii w tej technologii jest opłacalne. Koszt wytworzenia energii w elektrowni jądrowej jest bardzo niski, dlatego rekompensuje on wysokie nakłady.

Przeprowadzono także dodatkowe symulacje, w których zablokowano możliwość budowy elektrowni jądrowych. Model wskazywał zwiększenie wykorzystania mocy wiatrowych i gazowych, ale przywoływał także znacznie wyższe ilości mocy rezerwowych. Ponadto nastąpiłby znaczący wzrost zużycia gazu przez elektroenergetykę. *Warto zauważyć, że 1 GW mocy jądrowych zapewnia znacznie większe ilości wytworzonej energii ze względu na bardzo dużą dyspozycyjność – oznacza to, że aby zastąpić 1 GW mocy jądrowych należy wybudować znacznie więcej mocy wiatrowych oraz rezerwowych.* W konsekwencji w długiej perspektywie scenariusz oparty głównie na OZE i gazie nie jest atrakcyjny ani technicznie ani kosztowo.

9) Dlaczego planowane jest wykorzystanie bloków jądrowych o mocy przekraczającej 1 GW, zamiast małych reaktorów jądrowych?

Małe reaktory jądrowe, np. tzw. wysokotemperaturowe reaktory jądrowe (HTR) będą mogły znaleźć zastosowanie jako źródło ciepła przemysłowego. Reaktory te pracują w bardzo wysokiej temperaturze (500-1000°C) i właśnie wytwarzane przez nie ciepło byłoby wykorzystywane przez przemysł, szczególnie przez przemysł chemiczny. Reaktory te mogłyby zastąpić dotychczasowe elektrociepłownie budowane w pobliżu zakładów przemysłowych.

Kluczową kwestią jest jednak to, że technologie HRT czy SMR (małe reaktory modułowe, ang. *small modular reaktor*) są na niskim poziomie rozwoju technologicznego, dlatego nie jest możliwe ich wykorzystanie w najbliższych latach. Warto zauważyć, że ze względu na koszty inwestycyjne konieczne jest wykorzystanie efektu skali, dlatego inwestycje w małe bloki, o niesprawdzonej technologii byłyby nieracjonalne.

10) Jak będziemy realizować cel w zakresie zużycia OZE na 2030 r.?

Osiągnięcie celu w zakresie OZE odnosi się do zużycia energii w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz w transporcie. W przypadku transportu istnieje sporo barier technicznych wykorzystania OZE, ale prowadzona będzie konsekwentna polityka zwiększania udziału biokomponentów i biopaliw ciekłych na rynku paliwowym, a także wykorzystanie energii elektrycznej w transporcie. W ciepłownictwie nadal wykorzystywana będzie biomasa i biogaz, ale spodziewany jest również wzrost wykorzystania źródeł geotermalnych i pomp ciepła. W elektroenergetyce kluczowe znaczenie ma rozwój zapewniający pewność, stabilność, a równocześnie elastyczność dostaw energii. Z tego względu rozwój OZE zależnych od warunków atmosferycznych powinien odbywać się z uwzględnieniem ich adaptacji w krajowym systemie elektroenergetycznym, do czego konieczny jest zarówno rozwój w zakresie technologii OZE, jak również magazynowania energii. Analizy ekonomiczno-techniczne wskazują, że największy potencjał wzrostu wykorzystania mają morskie elektrownie wiatrowe, które pracują znacznie wydajniej niż te zlokalizowane na lądzie, oraz elektrownie fotowoltaiczne, które w sposób szczególnie przyczynią się do pokrycia wzrastających letnich szczytów zapotrzebowania na energię elektryczną.

11) Jak PEP wpłynie na obniżenie emisji zanieczyszczeń?

Szacuje się, że spadek emisji wynikający z uruchomienia bloków jądrowych, gazowo-parowych i stopniowych odstawiń bloków opalanych węglem brunatnym oraz kamiennym, a także rozwój źródeł niskoemisyjnych wpłynie na obniżenie średniej emisji CO₂ z elektrowni i elektrociepłowni w latach 2020-2040 o ponad 50%.

12) Jak pokryjemy zapotrzebowanie na węgiel kamienny?

Badania wskazują, że wielkość zasobów przemysłowych węgla kamiennego pozwoliłaby na pokrycie dzisiejszego zapotrzebowania przez ponad 40 kolejnych lat. Otwieranie nowych złóż jest zależne od uwarunkowań geologicznych oraz innych aspektów, w tym ekonomicznych, społecznych i środowiskowych. Ważną rolę w tym procesie odgrywają samorządy i władze lokalne, które odpowiadają za wydanie zgód (w tym środowiskowych), pozwoleń i uzgodnień. Wydobycie węgla

i budowa nowych kopalń powinny być postrzegane nie tylko jako sprawa lokalna, ale przede wszystkim jako działania o charakterze ogólnopolskim.

PEP przewiduje pogłębianie szybów, budowę nowych bądź rozbudowę poziomów wydobywczych, tam gdzie jest to uzasadnione ekonomicznie, jak również prowadzenie dalszych prac poszukiwawczych i udostępnianie nowych obszarów wydobywczych, ale także opracowanie mapy strategicznych zasobów węgla kamiennego z koncepcją docelowego modelu zarządzania.

Zapewnienie odpowiedniej wielkości wydobycia, jak również konkurencyjność cen w stosunku do surowca z zagranicy to kluczowe kwestie determinujące pokrycie krajowego popytu na surowiec. Trzeba mieć na uwadze to, że do Polski może trafiać węgiel z importu, dlatego dostępność i konkurencyjność przesądzą o tym, który surowiec wybiorą odbiorcy (węgiel importowy wykorzystywany jest głównie w gospodarstwach domowych i lokalnych ciepłowniach i elektrociepłowniach). Warto zwrócić uwagę również na tzw. *rentę geograficzną* – koszty przewozu mogą znacząco obciążać cenę węgla krajowego, dlatego dla odbiorców na północy kraju bardziej opłacalny może być zakup węgla dostarczanego do portów morskich bądź przejść granicznych z Rosją i Białorusią. Należy również pamiętać, że układy spalania w elektrowniach i elektrociepłowniach determinują właściwości surowca, który może być wykorzystywany (węgiel różni się składem i właściwościami – np. zawartość siarki, wartość opałowa) – dostępność surowca właściwej jakości jest pierwszorzędnym kryterium wyboru dostawcy.

13) Jak realizacja PEP2040 wpłynie na ceny energii?

Założeniem PEP2040 i jej prognoz jest optymalizacja kosztowa umożliwiająca pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną tak, aby zapewnić **bezpieczeństwo dostaw energii po najniższych kosztach**. W zaprezentowanym scenariuszu znaleźliśmy miejsce zarówno dla **OZE, jak i dla energetyki jądrowej, która zapewni stabilne i ekologiczne dostawy energii**. Zaplanowane zostały także moce rezerwowe, głównie w postaci elektrowni gazowych.

Miks jaki został przedstawiony jest obrazem kompromisu umożliwiającego transformację energetyczną. Trzeba pamiętać o tym, że:

- a. z jednej strony realizujemy **zobowiązania unijne** – zarówno jeśli chodzi o poziom emisji CO₂ i zanieczyszczeń, jak i wzrostu udziału źródeł OZE,
- b. z drugiej strony **nie jest możliwe zamknięcie elektrowni konwencjonalnych z dnia na dzień** – te elektrownie, pełnią istotną rolę w systemie elektroenergetycznym zapewniając bezpieczeństwo jego pracy oraz stabilne dostawy energii do odbiorców,
- c. należy zaznaczyć, że **OZE**, które mają stosunkowo krótki czas realizacji inwestycji **nie mogą samodzielnie stanowić podstawy bilansu elektroenergetycznego**, ze względu na zależność od warunków atmosferycznych, konieczność budowy źródeł rezerwowych lub magazynów energii. Utrzymywanie zbyt wysokiej ilości mocy rezerwowych również podraża koszty energii dla odbiorców końcowych.

Zauważmy, że gospodarka Polski się rozwija, co znajduje odzwierciedlenie w prognozach dotyczących wzrostu PKB oraz skutkuje wzrostem zamożności społeczeństwa. Ministerstwo Energii cały czas pracuje nad tym, aby koszty energii znajdowały się na akceptowalnym przez odbiorców końcowych poziomie.

14) Jakie jest powiązanie pomiędzy PEP a Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)?

Zakres przedmiotowy KPEiK integruje zagadnienia klimatyczno-energetyczne zgodnie z wymaganiami unijnego rozporządzenia ws. zarządzania unią energetyczną. W części dotyczącej sektora energii, KPEiK odzwierciedlać będzie priorytety PEP2040, z jednoczesnym ich doszczegółowieniem zgodnie z wymaganiami ww. regulacji.

Projekt KPEiK jest dokumentem spójnym z kierunkami wyznaczonymi w prezentowanym projekcie PEP2040. Pierwszoplanowo podeszliśmy do publikacji i zainicjowania konsultacji publicznych PEP2040, jako dokumentu nadrzędnego na poziomie krajowym.

Ze względu na zaawansowanie prac, planujemy przedłożenie *Krajowego planu* do konsultacji w niedługim czasie. Projekt ww. dokumentu – z uwagi na swoją wielowymiarowość i szczegółowość – powstał pod koordynacją i wiodącą rolę ME, przy udziale innych resortów.