



**POLITYKA  
ENERGETYCZNA  
POLSKI  
DO 2040 R.**

PROJEKT



**Ministerstwo Energii**

Warszawa 2019

## Spis treści

Wprowadzenie .....	3
Umiejscowienie w systemie prawnym oraz systemie zarządzania rozwojem kraju .....	3
Struktura dokumentu .....	3
1. Opis stanu i uwarunkowania .....	5
2. Cel polityki energetycznej państwa.....	10
Kierunek 1. Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych .....	12
Kierunek 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej.....	18
Część A) Rozbudowa infrastruktury wytwórczej energii elektrycznej.....	18
Część B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej.....	25
Kierunek 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw ciekłych.....	30
Część A) Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury gazowej.....	30
Część B) Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury ropy naftowej i paliw ciekłych.....	35
Kierunek 4. Rozwój rynków energii .....	38
Część A) Rozwój rynku energii elektrycznej.....	38
Część B) Rozwój rynku gazu ziemnego .....	42
Część C) Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności .....	45
Kierunek 5. Wdrożenie energetyki jądrowej .....	51
Kierunek 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii .....	54
Kierunek 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji .....	60
Kierunek 8. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki.....	65
4. Wdrażanie i monitorowanie PEP2040 .....	70
Pomioty wdrażające .....	70
System monitorowania .....	71
5. Źródła finansowania PEP2040 .....	72
6. Streszczenie .....	79
7. Dokumenty powiązane.....	84
Wykaz skrótów.....	87

# Wprowadzenie

## Umiejscowienie w systemie prawnym oraz systemie zarządzania rozwojem kraju

*Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego* (PEP2040) stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora energii z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej.

*Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* jest jedną z dziewięciu strategii wynikających z systemu zarządzania rozwojem kraju, dla których podstawę stanowi średniookresowa strategia rozwoju kraju, tj. przyjęta w dn. 14 lutego 2017 r. **Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju** (SOR). Jej głównym celem jest tworzenie warunków dla wzrostu dochodów mieszkańców Polski przy jednoczesnym wzroście spójności w wymiarze społecznym, ekonomicznym, środowiskowym i terytorialnym. *Energia* jest jednym z obszarów, które wpływają na osiągnięcie tego celu.

Spośród pozostałych strategii wynikających z SOR, PEP2040 najsilniej wiąże się z *Polityką ekologiczną państwa 2030*<sup>1</sup> i *Strategią zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku* w odniesieniu do redukcji emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń oraz tzw. niskiej emisji, *Strategią zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030* w odniesieniu do wykorzystania potencjału rolnictwa i obszarów wiejskich na cele energetyczne, *Strategią produktywności i Krajową strategią rozwoju regionalnego* w kontekście wzajemnych relacji sektora energii i produktywności gospodarki oraz rozwoju kraju.

W sposób bardziej pośredni PEP2040 powiązany jest ze *Strategią rozwoju kapitału ludzkiego*, *Strategią rozwoju kapitału społecznego* oraz *Strategią „Sprawne i nowoczesne państwo”*, które stanowią tło dla PEP2040. Kapitał ludzki wpływa na ilość i jakość wiedzy, umiejętności i potencjał zawarty w społeczeństwie, które oddziałują na możliwości rozwoju sektora energetycznego. Stan kapitału społecznego wpływa na relacje w społeczeństwie i odpowiedzialność społeczną, które z kolei warunkują sposób wdrażania PEP2040. Warto także zauważyć, że PEP2040 wykracza poza ramy czasowe SOR. Zmiany w sektorze energii zachodzą w perspektywie wieloletniej, a skutki są widoczne w ujęciu długookresowym, co ma odzwierciedlenie w prognozach energetycznych.

Polityka energetyczna państwa jest opracowana przez ministra właściwego ds. energii na podstawie art. 12, 13-15 ustawy – *Prawo energetyczne* oraz zgodnie z *ustawą o zasadach prowadzenia polityki rozwoju*, zaś za realizację odpowiedzialnych jest szereg podmiotów, zwłaszcza minister ds. energii i Rada Ministrów.

Polska – podobnie jak wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej (UE) – opracowuje *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* (KPEiK)<sup>2</sup>. Dokument będzie zgodny z *Polityką energetyczną Polski do 2040 r.*, przy czym zakres i układ KPEiK odpowiadają wyzwaniu wdrażania unii energetycznej, zaś PEP2040 odnosi się także do innych potrzeb krajowych. Wraz z przyjęciem PEP2040 uchylona zostaje *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* z 2009 r. oraz *Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r. z 2014 r.”*<sup>3</sup>

## Struktura dokumentu

W PEP2040 zawarto **opis stanu i uwarunkowań** sektora energetycznego, **cel obecnej polityki energetycznej** (rozdział 12), następnie określono osiem **kierunków** polityki wraz z obszarami interwencji i niezbędnymi **działaniami** (rozdział 3).

Realizacja kierunków ma horyzont 20 lat, ale dla zachowania realności planowania operacyjnego znaczna część działań ma perspektywę kilku- lub kilkunastoletnią. Działania mają charakter wykonawczy i mogą podlegać dynamicznym zmianom ze względu na zmieniające się otoczenie. Skutki wdrażania kierunków i działań są odzwierciedlone w części prognostycznej o horyzoncie 2040 r.

<sup>1</sup> W tekście użyto skrótów nazw aktów prawnych i dokumentów strategicznych, a pełne nazwy wskazano w rozdziale 7.

<sup>2</sup> Opracowanie KPEiK wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną.

<sup>3</sup> Część Strategii BEiŚ została uchylona wraz z przyjęciem *Polityki ekologicznej Państwa 2030 – strategii rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej* – tj. w części dotyczących Celu 1. Zrównoważone gospodarowanie zasobami środowiska (z wyłączeniem działania 2. Dążenie do utrzymania wydobycia węgla na poziomie zapewniającym zaspokojenie zapotrzebowania krajowego) oraz Celu 3. Poprawa stanu środowiska.

Kierunki i działania obejmują cały łańcuch dostaw energii – od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawy energii (przesył i rozdziel), po sposób jej wykorzystania. Każdy z ośmiu kierunków PEP2040 oraz wszystkie zawarte w nich działania zostały osadzone w trzech elementach celu PEP2040 – bezpieczeństwo energetyczne; konkurencyjność i poprawa efektywności energetycznej gospodarki; oraz ograniczenie wpływu na środowisko.



Dla ułatwienia odbioru każdy kierunek wyróżniono innym kolorem, którym oznaczone zostały także kafle wskazujące **obszary interwencji**. W ramach opisu towarzyszącego obszarowi, wyszczególniono **działania**, które zostały zebrane w tabelach podsumowujących kierunek, wskazując terminy realizacji działań oraz odpowiedzialne podmioty. W przypadku braku daty zadanie ma charakter ciągły. Każde działanie zostało także odniesione do trzech składowych celu głównego (■ ■ ■), co zostało wyjaśnione w rozdziale 2. Kluczowe obszary interwencji wszystkich kierunków zostały przedstawione hasłowo w tabeli rozpoczynającej rozdział 3.

**KIERUNEK**

**obszar interwencji**

W każdym kierunku wskazano projekt strategiczny, który ma szczególne znaczenie dla wyzwań rozwojowych. W przypadku kierunków 2-4, określono projekt dla każdej z części. Zatem PEP2040 wskazuje 12 projektów strategicznych. Stanowią one rozszerzenie listy projektów SOR z obszaru „energia”. Dwa projekty strategiczne SOR są uwzględnione w dokumencie, ale nie są projektami strategicznymi PEP, ponieważ po przyjęciu SOR zauważono, że przypisanie dla obszaru energii nie jest ich kluczową rolą (dotyczy projektu SOR 3(2) i 3(4)).

**1. PROJEKT STRATEGICZNY PEP – SOR PS.4(1)**

W dalszej części dokumentu zamieszczony został **opis wdrażania i monitorowania** oraz **źródła finansowania** PEP2040 (rozdziały 4-5). Następnie zamieszczono streszczenie PEP2040 (rozdział 6). Wskazano także **dokumenty powiązane** z PEP2040 na poziomie krajowym i unijnym (rozdział 7).

**Do PEP2040 dołączono trzy załączniki, które są jej nieodłącznymi częściami:**

1. **Ocena realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa** – w dokumencie podsumowano realizację priorytetów wskazanych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* oraz kierunków wynikających ze *Strategii „Bezpieczeństwa energetyczne i środowisko – perspektywa do 2020 r.*
2. **Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego** – w dokumencie zaprezentowano szereg prognoz dla sektora paliwowo-energetycznego przy założeniu realizacji działań, które przesądza PEP2040. W szczególności przedstawiono projekcje zużycia energii pierwotnej i finalnej w podziale na rodzaj paliwa i sektory, prognozy wytwarzania i mocy zainstalowanej energii elektrycznej oraz cen dla poszczególnych grup odbiorców. Uwzględniono także nakłady inwestycyjne niezbędne do poniesienia w sektorze energetycznym.
3. **Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko PEP2040 (SOOŚ)** – w dokumencie przedstawiono analizę możliwego pozytywnego i negatywnego wpływu realizacji PEP2040 na środowisko – zgodnie z *ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko*.

# 1. Opis stanu i uwarunkowania<sup>4</sup>



Dotychczasowa polityka energetyczna państwa zapewniała realizację ustawowego celu, ale ze względu na zmiany, jakie zaszły w gospodarce krajowej, a także nowe wyzwania, konieczna jest aktualizacja kierunków, w których powinien zmierzać polski sektor energetyczny, a pośrednio cała gospodarka. Załączona do PEP2040 *Ocena realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa (do 2030 r.)* wskazuje działania realizowane od 2009 r. w zakresie sektora energetycznego i stanowi podstawę do określenia dalszych działań, które zostały określone w tym dokumencie. Jednocześnie szersza diagnoza znajduje się w każdym kierunku PEP2040.

Kluczowe znaczenie dla **kreowania wizji sektora energetycznego** ma aktualny stan sektora energetycznego, struktura i prognozy zużycia energii oraz organizacja i powiązania w sektorze, a także stosunkowo duży udział przemysłu w gospodarce narodowej. Ogromne znaczenie ma także podjęta w ubiegłym wieku decyzja o gospodarce opartej na węglu – poczynione wówczas inwestycje mają wieloletnie skutki gospodarcze, społeczne i terytorialne. Równocześnie konieczne jest realizowanie zobowiązań międzynarodowych, a postęp technologiczny i ogólny rozwój gospodarczy wymuszają ciągle zmiany w sektorze.

Istotny wpływ na zmiany w sektorze ma **polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej (UE)**. W 2009 r. przyjęto pakiet regulacji wyznaczający trzy zasadnicze cele przeciwdziałania zmianom klimatu do 2020 r. (tzw. pakiet 3 x 20%), przy czym państwa członkowskie partycypują stosownie do swoich możliwości. Polska jest zobowiązana do:

- zwiększenia efektywności energetycznej, poprzez oszczędność zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe w latach 2010-2020 w porównaniu do prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię z 2007 r.;
- zwiększenia do 15% udziału energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto do 2020 r.;
- kontrybucji w ogólnounijnej redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% (w porównaniu do 1990 r.) do 2020 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -21% w sektorach EU ETS i -10% w non-ETS).

**polityka klimatyczno-energetyczna**

W 2014 r. Rada Europejska utrzymała kierunek przeciwdziałania zmianom klimatu i zatwierdziła cztery cele w perspektywie 2030 r. dla całej UE, które po rewizji w 2018 r. mają następujący kształt:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS);
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto;
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%;
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE.

Powyższe cele są wkładem UE w realizację porozumień klimatycznych. Kluczowe znaczenie dla aktualnej polityki i działań ma zawarte w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron *Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21)*, tzw. **porozumienie paryskie**. Wynika z niego konieczność zatrzymania wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie poniżej 2°C w stosunku do poziomów sprzed epoki przemysłowej, a starać się należy, by było to nie więcej niż 1,5°C. Podczas 24. konferencji (COP24) w grudniu 2018 r. podczas polskiej prezydencji, został podpisany tzw. *Katowicki pakiet klimatyczny* wdrażający porozumienie paryskie. Szczególnej uwadze zostało poddane to, że wynikająca z porozumienia paryskiego *transformacja* musi przebiegać w sposób sprawiedliwy i solidarny.

W 2019 r. zakończono trwające na forum UE od 2016 r. prace nad pakietem regulacji zwanym *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, który wskazuje sposób operacjonalizacji unijnych celów klimatyczno-energetycznych na 2030 r. i ma przyczynić się do **wdrożenia unii energetycznej** oraz **budowy jednolitego rynku energii UE**. Polski rząd brał

<sup>4</sup> Dane liczbowe użyte w PEP2040 odnoszą się do 2018 r., chyba że zastrzeżono inaczej. Brak przypisu oznacza, że źródłem są dane Ministerstwa Energii.

aktywny udział w kształtowaniu finalnych zapisów, gdyż regulacje te silnie wpływają na funkcjonowanie i określanie przyszłości modelu rynku energii w Polsce. W pakiecie ośmiu regulacji znalazły się:

cztery rozporządzenia:

- rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii,
- rozporządzenie ws. Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER),
- rozporządzenie ws. gotowości na ryzyko w systemie elektroenergetycznym,
- rozporządzenie ws. zarządzania unią energetyczną;

cztery dyrektywy:

- rewizja dyrektywy dotyczącej wspólnych zasad rynku energii elektrycznej,
- rewizja dyrektywy OZE,
- rewizja dyrektywy o efektywności energetycznej,
- dyrektywa o efektywności energetycznej budynków.

Perspektywicznie zakłada się dalszą rewizję kluczowych regulacji UE dotyczących sektora energetycznego, które odnosić się będą do celów i narzędzi polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej w horyzoncie czasowym wykraczającym poza ramy 2030 r. Dotyczy to w szczególności rozstrzygnięć względem długoterminowej wizji redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2050 r. Z tego względu perspektywa po 2030 r. została określona w większości przypadków jedynie kierunkowo, choć prognozy wykonane do PEP2040 mają perspektywę 2040 r. zgodnie z wymaganiami ustawowymi.

Polska poczyniła w ostatnich kilkunastu latach ogromne postępy w zmniejszeniu wpływu sektora energii na środowisko, w szczególności poprzez modernizację mocy wytwórczych oraz dywersyfikację struktury wytwarzania energii. Nadal nasza zależność od paliw węglowych jest znacznie wyższa od innych państw członkowskich UE, dlatego tak ważna jest dla nas **sprawiedliwa transformacja**, oznaczająca uwzględnienie społecznego kontekstu transformacji oraz przeciwdziałanie nierównomiernemu rozkładowi kosztów pomiędzy państwa, bardziej obciążającemu gospodarki o wysokim wykorzystaniu paliw węglowych. Należy zauważyć, że koszty odnoszą się zarówno do regionów górniczych, jak również do całych gospodarek, które w krótkim czasie ponoszą nakłady na nowe moce, często także na niedojrzałe ekonomicznie, droższe technologie, infrastrukturę sieciową, co jest również odzwierciedlone w cenie energii. Jednocześnie należy dołożyć starań, aby działania podejmowane były solidarnie tj. także przez państwa o najwyższym udziale w emisjach zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych w skali świata, co ma wpływ zarówno na poprawę stanu środowiska, jak i ochronę konkurencyjności gospodarek podejmujących wyzwania klimatyczno-środowiskowe (w tym ochronę przed tzw. ucieczką emisji).

**sprawiedliwa  
transformacja**

Transformacja zaprojektowana w PEP2040 ma charakter **ewolucyjny**, a nie rewolucyjny, dzięki czemu koszty zmian mogą zostać rozłożone w czasie, a także mitygowane jest ryzyko nieosiągnięcia dojrzałości technologicznej i ekonomicznej nowych technologii. Do kluczowych pryncypiów charakteryzujących PEP2040 należy zaliczyć:

- **transformację,**
- **bezpieczeństwo,**
- **rozwój,**
- **inwestycje,**
- **redukcję emisji.**

Polska zużywa ok. 4 400 PJ **energii pierwotnej**, przy czym większość stanowi węgiel kamienny i ropa naftowa, a w dalszej kolejności gaz ziemny, węgiel brunatny oraz źródła odnawialne. Wciąż kluczową rolę w finalnym zużyciu energii stanowią gospodarstwa domowe oraz transport, ale relacja między nimi ulega stopniowym zmianom – poprawa efektywności energetycznej wpływa na zmniejszenie popytu w mieszkalnictwie, zaś wzrost zużycia w transporcie związany jest z przyrostem jego udziału w kreowaniu PKB. Prognozy zużycia energii pierwotnej oraz finalnej w podziale na rodzaj paliwa i sektory zostały przedstawione w załączniku 2. Szerzej zagadnienie oszczędności energii i poprawy efektywności energetycznej zostało opisane w kierunku 8, który stanowi swego rodzaju podsumowanie dla działań wskazanych w pozostałych kierunkach – np. modernizacja sektora wytwórczego, czy sieci przesyłowych, wzrost udziału OZE.

zużycie energii  
pierwotnej i finalnej

Zapotrzebowanie na **węgiel kamienny** w większości pokrywane jest przez surowiec<sup>5</sup> krajowy (złoża zlokalizowane w szczególności w zagłębiach śląskich i lubelskim), a wymiana import-eksport wynika z lokalizacji popytu oraz dostępności surowca o danych właściwościach. Sektor górnictwa przeszedł znaczącą restrukturyzację, co wpłynęło na poprawę rentowności wydobycia paliwa, choć optymalne wykorzystanie zasobów wymaga dalszych działań. Popyt na **węgiel brunatny**, ze względu na właściwości, pokrywany jest w pobliżu wydobycia (złoża zlokalizowane w środkowej i południowo-zachodniej Polsce). Polska posiada perspektywiczne złoża, jednakże energetyczne wykorzystanie tego surowca jest i będzie utrudnione z uwagi na konieczność spełnienia wymogów środowiskowych oraz obciążenia kosztami polityki klimatyczno-środowiskowej.

zasoby energetyczne

Polska nie posiada znaczących zasobów **ropy naftowej i gazu ziemnego** (złoża zlokalizowane są głównie na Niżu Polskim oraz na przedgórzu Karpat), dlatego popyt krajowy pokrywany jest przede wszystkim importem – odpowiednio ok. 96% i 78%. Surowce te sprowadzane są do Polski głównie z kierunku wschodniego, ale w ostatnim czasie nastąpiła znacząca zmiana w strukturze kierunków importu. Jest to efekt skutecznej polityki handlowej, ale przede wszystkim wzrostu technicznych możliwości odbioru i magazynowania surowca. Dla bezpieczeństwa dostaw konieczne są dalsze działania umożliwiające realną dywersyfikację źródeł dostaw.

Dostępność **biomasy i biogazu** jest stosunkowo równomiernie rozłożona w całym kraju, choć kluczową determinantą jest ich lokalna dostępność – z rolnictwa, z obszarów leśnych, ale także odpadów pozarolniczych. Potencjał **energetyki słonecznej** jest zbliżony w całym kraju, choć nieznacznie lepsze warunki występują w południowej i południowo-wschodniej części kraju. Najlepsze **warunki wietrzne** występują w pasie Wielkopolski oraz na Pomorzu, a najwyższe prędkości wiatr osiąga na Morzu Bałtyckim. **Zasoby geotermalne** w Polsce są powiązane z występowaniem wód podziemnych, a potencjał geotermalny jest szczególnie duży na Niżu Polskim, w Karpatach wewnętrznych (na Podhalu) i w zapadlisku przedkarpaccim. Zasoby hydrologiczne Polski należą do najniższych w Europie, a małe różnice poziomów sprawiają, że **potencjał hydroenergetyczny** kraju jest stosunkowo niewielki, choć należy zauważyć, że kluczową dla potencjalnych budowli hydrologicznych jest funkcja retencyjna.

Podejście do sposobu pokrycia popytu na surowce czyli dylematu importowo-eksportowego – zostało opisane w kierunku 1. W innych kierunkach znajdują się odniesienia do zasobów energetycznych, które nie podlegają temu dylematowi (niepalne OZE – kierunek 6) lub ich znaczenie nie jest aktualnie duże, niemniej przewidywany rozwój może wpłynąć na zmianę na rynku energii (np. paliwa alternatywne, paliwo jądrowe – kierunek 4 i 5).

Rozpoczęta w połowie lat 90. ubiegłego wieku liberalizacja spowodowała zmiany w funkcjonowaniu sektora energetycznego, a jednocześnie wpłynęła na bardziej konkurencyjne kształtowanie cen energii. Postęp technologiczny, a także zmiany regulacji unijnych wymuszają dalsze zmiany na **rynkach energii**. Obok uwolnienia cen i dopuszczenia różnych podmiotów do funkcjonowania na rynku, wzmocnieniu ulega pozycja konsumenta, także jako wytwórcy energii. Rynki energii elektrycznej oraz gazu ziemnego, ze względu na pokrywanie podstawowych potrzeb społeczeństwa i gospodarki, nadal wymagają regulacji. Rynek paliw jest w pełni zliberalizowany, ale wymaga monitoringu. Z uwagi na lokalny sposób pokrywania potrzeb ciepłych, nie istnieje krajowy rynek ciepła, dlatego regulacje w tym zakresie mają odmienny charakter. Zagadnienia te zostały szerzej opisane w kierunku 4, podzielonym na trzy części.

rynki energii

Popyt na **energię elektryczną** (ok. 171 TWh rocznie) pokrywany jest głównie przez krajowe elektrownie (w większości zawodowe). Głównym surowcem wykorzystywanym do pokrycia zapotrzebowania jest węgiel kamienny i brunatny, ale coraz większe znaczenie ma udział odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz gazu ziemnego. Spodziewany jest dalszy wzrost udziału OZE w bilansie ze względu na

energia elektryczna

<sup>5</sup> Patrz rys. 24. Zasoby geologiczne wybranych surowców, *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*.

realizację zobowiązań unijnych, co determinuje dalsze zmiany w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). System staje przed wyzwaniem zapewnienia elastyczności i pewności pracy, a jednocześnie moce wytwórcze oparte o paliwa kopalne podlegają rygorystycznym wymogom polityki środowiskowej. W najbliższym czasie, tj. do 2021 r. będzie to przede wszystkim dostosowanie jednostek wytwórczych do dyrektywy o emisjach przemysłowych – tzw. dyrektywa IED i konkluzji w sprawie najlepszych dostępnych technik – tzw. konkluzje BAT, ang. *best available techniques*). Tylko w 2020 r. wycofane zostanie ok. 2,5 GW mocy, których modernizacja nie będzie uzasadniona technicznie lub ekonomicznie.

Choć spełnienie wymogów środowiskowych wpływa na poprawę efektywności energetycznej i redukcję wpływu sektora na środowisko, może prowadzić do wcześniejszego zakończenia eksploatacji jednostek wytwórczych. Z uwagi na spodziewane znaczące wycofania mocy w najbliższych kilkunastu latach (z powodu wyeksploatowania lub przyczyn ekologiczno-ekonomicznych) oraz wzrost popytu na energię elektryczną, konieczna będzie rozbudowa zasobów wytwórczych. Istotny wpływ na kształt sektora oraz na wystarczalność mocy będzie miał **rynek mocy**, który spowoduje, że od 2021 r. rynek energii będzie obejmował dwa towary – moc i energię elektryczną. Mechanizm ten jest gwarantem dostaw energii elektrycznej do odbiorców w najbliższych kilkunastu latach. Zagadnienia te zostały szerzej opisane w kierunku 2.

**Potrzeby ciepłe** zaspokajane są w Polsce przez ciepłownictwo systemowe lub przy wykorzystaniu indywidualnych instalacji, a głównym paliwem jest węgiel kamienny. Termomodernizacje budynków oraz nowe standardy charakterystyki energetycznej budynków wpłynęły na poprawę efektywności energetycznej oraz obniżenie popytu na ciepło. Nadal jednak indywidualne pokrywanie potrzeb ciepłych, obok emisji z transportu ma kluczowe znaczenie dla **jakości powietrza**. Wciąż zbyt wiele gospodarstw domowych wykorzystuje do ogrzewania niskiej jakości paliwa kopalne i odpady, przyczyniając się do powstawania tzw. **niskiej emisji**. Jednocześnie pokrywanie popytu na ciepło związane jest z problemem **ubóstwa energetycznego**, ze względu na kluczowy udział ciepła w zapotrzebowaniu na energię w gospodarstwie domowym. Ze względu na ogromne znaczenie obu problemów dla społeczeństwa, a także skalę kosztów pośrednich (zwłaszcza w zakresie ochrony zdrowia) rząd skupił szczególną uwagę na ich niwelacji (program *Czyste powietrze*). Zagadnienia te zostały szerzej opisane w kierunku 7 i 8.

potrzeby ciepłe

Mimo specyfiki poszczególnych podsektorów energetycznych, można wyróżnić kilka zagadnień horyzontalnych, które są równocześnie wyzwaniami rozwojowymi.

Kluczowym dla rozwoju sektora energii jest **rozwój badań naukowych i innowacji**, które przysłużą się przemianom sektorowym, przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności gospodarki. W działania angażuje się szereg ośrodków badawczych, jak również podmiotów komercyjnych. Istotne może okazać się wdrażanie *Europejskiego Strategicznego Planu Technologii Energetycznych* (tzw. SET-Plan). Towarzyszący mu komunikat definiuje 10 priorytetowych obszarów, w ramach których realizowane są wspólne inicjatywy i projekty badawczo-innowacyjne i wdrożeniowe. Dodatkowe środki i dodatni efekt synergii współpracy mają na celu **przyspieszenie rozwoju i wdrażania innowacyjnych technologii energetycznych**. Mając na uwadze aktualny kształt sektora oraz kierunek jego zmian największe oczekiwania wiąże się z **rozwojem efektywnych ekonomicznie niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii, poprawy efektywności energetycznej, jak również magazynowania energii i digitalizacji systemu elektroenergetycznego**. Bardzo pożądane są rozwiązania pozwalające na rozwój mocy opartych o odnawialne źródła energii w sposób nie zagrażający bezpieczeństwu pracy KSE.

zagadnienia horyzontalne

Niemniej ważny dla przyszłości sektora jest adekwatny do potrzeb rynku system nauki i szkolnictwa wyższego, ale także skoordynowane działania i zaangażowanie wielu instytucji na poziomie centralnym i regionalnym.

W ciągu ostatnich lat ważnym elementem życia społecznego i gospodarczego stało się także **cyberbezpieczeństwo**. W rezultacie również w sektorze energii zaczęło ono odgrywać istotną rolę. Implementując do polskiego porządku prawnego tzw. dyrektywę NIS w lipcu 2018 r. powstał **krajowy system cyberbezpieczeństwa**, który ma na celu m.in. zapewnienie niezakłóconego świadczenia **usług kluczowych** – czyli takich które mają kluczowe znaczenie dla utrzymania krytycznej działalności społecznej lub gospodarczej – oraz zapewnienie obsługi incydentów, przez **osiągnięcie właściwego poziomu bezpieczeństwa systemów informacyjnych** służących do świadczenia tych usług.

**Za usługę kluczową uznana została także działalność gospodarcza prowadzona w sektorze energii** – od wydobycia kopalin, przez przesył, dystrybucję i magazynowanie energii elektrycznej, ciepła, gazu ziemnego i ropy naftowej, po usługi i dostawy dla sektora energii. Nadzór w tym zakresie sprawuje minister właściwy ds. energii. Ponoszenie odpowiedzialności

za bezpieczeństwo systemów teleinformatycznych oznacza konieczność realizacji wielu nowych zadań, ale jednocześnie podnosi rangę tej działalności w zapewnianiu bezpieczeństwa państwa.

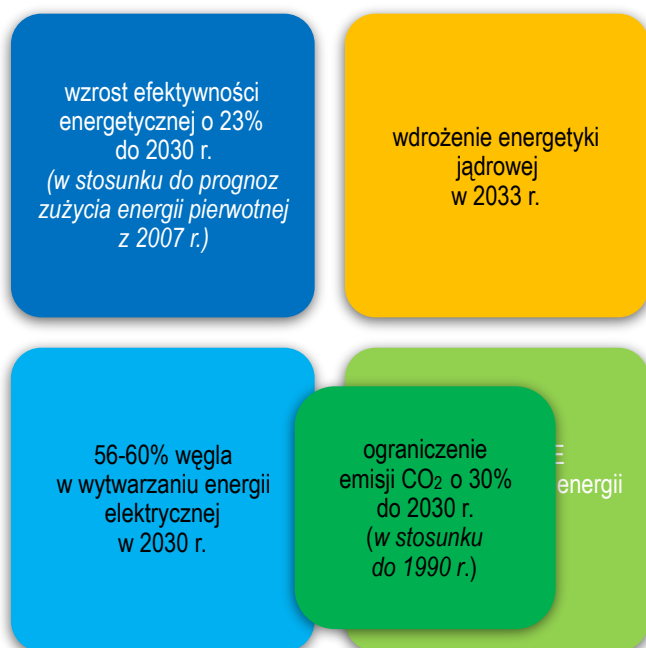
## 2. Cel polityki energetycznej państwa



**Bezpieczeństwo energetyczne** oznacza aktualne i przyszłe zaspokojenie potrzeb odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Oznacza to obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytworzenia, przesyłu i dystrybucji, czyli pełnego łańcucha energetycznego.

Koszt energii ukryty jest w każdym działaniu i produkcie wytworzonym w gospodarce, dlatego ceny energii przekładają się na **konkurencyjność całej gospodarki**. Jednocześnie emisje zanieczyszczeń z sektora energii **oddziałują na środowisko**, dlatego kreowanie bilansu energetycznego musi odbywać się z poszanowaniem tego aspektu.

Wszystkie osiem kierunków, przedstawionych w dalszej części PEP2040 przyczyniają się do realizacji celu, co zostało oznaczone symbolem celu. Wszystkie działania zostały w tabelach podsumowania kierunków odniesione do składowych celu, co oznaczono odpowiednimi kolorami (■ ■ ■). Za globalną miarę realizacji celu PEP2040 przyjęto niższe wskaźniki, przy czym realizacja celu OZE na poziomie 23% będzie możliwa w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację:



8. Poprawa efektywności i energetycznej gospodarki	zwiększenie konkurencyjności gospodarki	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 23% oszczędności energii pierwotnej vs. prognozy na 2030 r. z 2007 r.</li> <li>- prawne i finansowe zachęty do działań proefektywnościowych</li> <li>- wzorcowa rola jednostek sektora publicznego</li> <li>- promocja poprawy efektywności</li> <li>- intensywna termomodernizacja mieszkalnictwa</li> <li>- ograniczenie niskiej emisji</li> <li>- redukcja ubóstwa energetycznego</li> </ul>
7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	powszechny dostęp do ciepła oraz niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w całym kraju	<ul style="list-style-type: none"> <li>- aktywne lokalne planowanie energetyczne</li> <li>- budowa mapy ciepła</li> </ul> <p><b>ciepłownictwo systemowe:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- wzrost wykorzystania wysokosprawnej CHP</li> <li>- wykorzystanie OZE oraz odpadów</li> <li>- rozbudowa systemów dostaw ciepła i chłodu</li> <li>- wykorzystanie magazynów ciepła</li> <li>- konkurencyjność względem źródeł indywidualnych</li> <li>- obowiązek przyłączania odbiorców do sieci</li> </ul> <p><b>ciepłownictwo indywidualne:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zwiększenie wykorzystywania paliw innych niż stałe – gaz, niepalne OZE, energia elektryczna</li> <li>- skuteczny monitoring emisji zanieczyszczeń</li> <li>- ograniczenie wykorzystania paliw stałych</li> </ul>
6. Rozwój odnawialnych źródeł energii	obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz dywersyfikacja wytwarzania energii	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 21-23%* OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.</li> <li>- w ciepłownictwie i chłodnictwie – 1,1 pkt proc. rocznego przyrostu zużycia</li> <li>- w elektroenergetyce – zapewnienie wzrostu, (szczególnie wykorzystanie energii słonecznej i morskiej energetyki wiatrowej)</li> <li>- w transporcie – 14% w 2030 r.</li> <li>- rozwój energetyki rozproszonej (prosumenci energii odnawialnej, klastry energii)</li> <li>- zapewnienie bilansowania OZE (magazyny, źródła regulacyjne)</li> <li>- wsparcie rozwoju OZE (z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci)</li> </ul>
5. Wdrożenie energetyki jądrowej	obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz bezpieczeństwo pracy systemu	<ul style="list-style-type: none"> <li>- uruchomienie pierwszego bloku jądrowego o mocy 11,5 GW do 2033 r. oraz kolejnych pięciu do 2043 r. (łącznie ok. 6-9 GW)</li> <li>- zapewnienie warunków formalno-prawnych oraz finansowych budowy i funkcjonowania energetyki jądrowej</li> <li>- wykwalifikowane kadry</li> <li>- rozwój dozoru jądrowego</li> <li>- zapewnienie składowiska odpadów nisko i średnioaktywnych</li> </ul>
4. Rozwój rynków energii	w pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ciekłych	<p><b>energia elektryczna:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- wzmocnienie pozycji konsumenta</li> <li>- ochrona konkurencyjności przemysłu energochłonnego</li> <li>- spłaszczenie krzywej popytu na moc</li> <li>- urynkwienie usług systemowych</li> <li>- reforma handlu energią</li> <li>- plan dot. udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych</li> </ul> <p><b>gaz ziemny:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- liberalizacja rynku</li> <li>- wzmocnienie pozycji Polski na europejskim rynku gazu (<i>regionalne centrum</i>)</li> <li>- nowe segmenty wykorzystania gazu i sieci</li> </ul> <p><b>produkty naftowe i paliwa ciekłe:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- przejrzystość rynku</li> <li>- rozwój rynku petrochemikaliów</li> <li>- obniżenie emisyjności</li> <li>- wzrost roli paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności</li> </ul>
3. Dywersyfikacja dostaw gazu i ropy oraz rozbudowa infrastruktury sieciowej	pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny i paliwa ciekłe	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>gaz ziemny:</b></li> <li>- możliwość odbioru importu (<i>Baltic Pipe, terminal LNG</i>)</li> <li>- sprawne połączenia transgraniczne</li> <li>- rozbudowa sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz podziemnych magazynów gazu</li> <li>- impulsy inwestycyjne</li> <li>- bezpieczeństwo regionalne</li> <li>- <b>ropa i paliwa ciekłe:</b></li> <li>- rozbudowa sieci przesyłu i magazynów ropy naftowej i paliw ciekłych</li> <li>- cykliczne prognozowanie potrzeb</li> </ul>

<p style="text-align: center;"><b>2.</b> Rozbudowa infrastruktury wytórczej i sieciowej energii elektrycznej</p>	<p style="text-align: center;">pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną</p>	<p><b>moce wytórcze:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zdolność pokrycia popytu własnymi mocami (stabilnie, elastycznie, ekologicznie)</li> <li>- wdrożenie rynku mocy</li> <li>- wzrost popytu pokryty mocami innymi niż konwencjonalne węglowe</li> <li>- <b>węgiel</b> – udział 56-60% w wytwarzaniu w 2030 r.</li> <li>- <b>energetyka jądrowa</b> – 6-9 GW w 2043 r.</li> <li>- <b>OZE</b> – wzrost wykorzystania,</li> <li>- <b>gaz ziemny</b> – głównie jako moce regulacyjne</li> </ul> <p><b>infr. sieciowa:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- rozbudowa sieci przesyłu i dystrybucji</li> <li>- bezpieczne połączenia transgraniczne</li> <li>- wzrost jakości dystrybucji i pewności dostaw energii</li> <li>- sprawność działań w sytuacjach awaryjnych</li> <li>- rozwój magazynowania</li> <li>- rozwój inteligentnych sieci</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>1.</b> Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych</p>	<p style="text-align: center;">racjonalne wykorzystanie zasobów energetycznych</p>	<p><b>transformacja regionów górniczych;</b></p> <p><b>węgiel kamienny:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- rentowność sektora</li> <li>- racjonalne eksploatacja, wykorzystanie i dystrybucja</li> <li>- innowacje w wydobyciu i wykorzystaniu</li> </ul> <p><b>węgiel brunatny:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- racjonalna eksploatacja</li> <li>- innowacje w wykorzystaniu</li> </ul> <p><b>gaz ziemny:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- poszukiwanie nowych złóż (w tym niekonwencjonalnie) i uzupełnienie krajowej podaży zdywersyfikowanymi dostawami</li> </ul> <p><b>ropa naftowa:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- poszukiwanie nowych złóż i uzupełnienie krajowej podaży zdywersyfikowanymi dostawami</li> </ul> <p><b>biomasa i odpady nierolnicze:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- racjonalne wykorzystanie własne</li> </ul>

## KIERUNEK 1. Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych

CEL: pokrycie zapotrzebowania na zasoby energetyczne

Pokrycie zapotrzebowania na energię pierwotną stanowi jeden z głównych elementów **bezpieczeństwa energetycznego państwa**. Wysoka efektywność wydobycia oraz wykorzystania surowca wpływa na bardziej racjonalne jego wykorzystanie, co sprzyja **ograniczeniu wpływu sektora energetycznego na środowisko**. Wydajność pozyskiwania surowca ma także odzwierciedlenie w koszcie wytworzenia energii, co bezpośrednio przekłada się na **konkurencyjność gospodarki**.



Głównym zasobem pokrywającym zapotrzebowanie na energię pierwotną jest **węgiel kamienny**, następnie **ropa naftowa**, **gaz ziemny**, **węgiel brunatny** oraz **źródła odnawialne**. Polska posiada zasoby wszystkich wymienionych surowców, jednakże posiadane zasoby nie zapewniają całkowitej niezależności energetycznej państwa. Prognozy cen paliw, krajowej produkcji energii, jak i zużycia energii w podziale na paliwa i nośniki zostały przedstawione w załączniku 2 do PEP2040.

Poniżej omówiono koncepcję pokrycia zapotrzebowania krajowego na poszczególne zasoby. Projektem strategicznym tego kierunku jest **transformacja regionów górniczych**.

\* \* \*

**Węgiel kamienny** stanowi podstawę krajowego bilansu energetycznego (zużycie ok. 75 mln t rocznie), ponieważ Polska posiada duże zasoby tego surowca, a wykorzystujące go elektrownie pozwalają na utrzymanie stałych i stabilnych dostaw energii do odbiorców. Górnictwo i energetyka węglowa ma również istotne znaczenie społeczno-gospodarcze – zapewnia liczne miejsca pracy, wpływy do budżetu państwa (także pośrednio przez podmioty świadczące usługi dla górnictwa i energetyki), a ponadto często stanowi główne źródło dochodów w danym regionie.

Potrzeba dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej będzie przyczyniać się do zmniejszenia roli węgla w bilansie, jednakże nadal będzie istotną pozycją w bilansie energetycznym. Wykorzystanie tego surowca przez energetykę

zawodową w perspektywie najbliższych kilkunastu będzie spadać w tempie znacznie niższym niż w gospodarstwach domowych, które wykorzystują go mniej efektywnie, a przez co wpływają na tzw. *niską emisję*.

Pokrycie popytu na węgiel kamienny powinno odbywać się z kopalni zlokalizowanych w kraju, a import surowca powinien występować tylko w uzasadnionych przypadkach. Koszty wydobycia węgla w Polsce powinny być konkurencyjne w stosunku do surowca z importu, tak aby możliwe było wykorzystanie krajowego potencjału przy wzmocnieniu gospodarki. Dzięki postępowi technologicznemu nowe oraz modernizowane bloki węglowe cechują się wyższą sprawnością, co wpływa na racjonalność i efektywność zużycia surowca oraz na ograniczenie wpływu energetyki na środowisko. Na ekonomikę jednostek wytwórczych opartych o węgiel negatywnie wpływa pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii z OZE, a ponadto energia z węgla obciążona jest kosztami polityki klimatyczno-energetycznej oraz środowiskowej. Z tego powodu należy zapewnić jak najwyższą **racjonalność wydobycia i wykorzystania surowca**, do czego przyczynią się następujące przedsięwzięcia:

- a. **Zapewnienie rentowności sektora górnictwa węgla kamiennego** – w ostatnich latach podjęto działania restrukturyzacyjne, dzięki czemu sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw górniczych uległa poprawie. Dalsze działania muszą być nastawione na osiągnięcie i utrzymanie stabilnej sytuacji finansowej i organizacyjnej w sektorze. Przyczynią się do tego:
  - a. **racjonalizacja i optymalizacja kosztów bieżącego funkcjonowania** – działania powinny mieć głęboki zasięg – od ograniczenia kosztów stałych, po optymalizację funkcji administracyjnych. Duże znaczenie ma także wdrażanie efektywnych ekonomicznie innowacyjnych rozwiązań, przyczyniających się do zmniejszenia kosztów pracy oraz poprawy bezpieczeństwa;
  - b. **zmiany w systemie sprzedaży węgla** – modyfikacje powinny oddziaływać na wzrost efektywności struktur handlowych, kompleksowość struktury sprzedaży i wykorzystanie nowych technologii w procesie sprzedaży;
  - c. **tworzenie mechanizmów stabilizujących na okres dekoniunktury** – spółki węglowe powinny konsekwentnie utrzymywać fundusze celowe, tak aby pokryć potrzeby operacyjne w czasie utrzymywania się niskich światowych cen surowca;
  - d. **uporządkowanie opłat ponoszonych przez sektor** (zmiany regulacji prawnych) – działalność górnicza obciążona jest aktualnie blisko 30. rodzajami opłat i podatków – od opodatkowania wyrobisk, po opłaty za informację geologiczną. Sposób naliczania części z nich nie jest wystarczająco dobrze zdefiniowany, zaś niektóre stanowią niebagatelny koszt, niewspółmierny do korzyści.
- b. **Racjonalna gospodarka otwartych złóż i otwieranie nowych złóż** – w tym zakresie kluczowymi kwestiami są:
  - a. **pogłębianie szybów, budowa nowych bądź rozbudowa poziomów wydobywczych**, tam gdzie jest to uzasadnione ekonomicznie;
  - b. **prowadzenie dalszych prac poszukiwawczych i udostępnianie nowych obszarów wydobywczych** – badania geologiczne wskazują kilka perspektywicznych złóż o dużych zasobach wysokojakościowego surowca. W zależności od uwarunkowań geologicznych oraz innych aspektów (w tym ekonomicznych, społecznych i środowiskowych) należy otwierać nowe złoża;
  - c. **opracowanie mapy strategicznych zasobów węgla kamiennego z koncepcją docelowego modelu zarządzania** – aktualnie spółki działają w oparciu o papierową informację geologiczną udostępnianą przez organy administracji geologicznej. Narzędzie powinno wskazywać zarówno złoża eksploatowane, jak i perspektywiczne w ujęciu 3D – tak aby na bieżąco móc podejmować decyzje o wydobyciu na poszczególnych poziomach. Narzędzie powinno także rozwiązać problem braku wiedzy o miejscach wydobycia w sąsiadujących kopalniach, co może skutkować ruchami ziemi (zapadaniem).
- c. **Racjonalna dystrybucja surowca** – aby osiągnąć jak najwyższy efekt środowiskowy oraz efektywność kosztową, surowiec powinien być transportowany na możliwie najmniejsze odległości. Jednostki wytwórcze energii powinny pokrywać zapotrzebowanie na surowiec z najbliższych położonych kopalni. Pokrycie popytu zależne jest także od oferowanych właściwości paliwa, dlatego układy spalania w nowych jednostkach wytwórczych powinny być planowane z uwzględnieniem pokrycia zapotrzebowania na paliwo oferowane przez polskie kopalnie, zlokalizowane najbliżej.
- d. **Wykorzystanie lub sprzedaż ubocznych produktów wydobycia** (metan, wodór, kopaliny) – przyczyni się to do wdrażania *gospodarki o obiegu zamkniętym*, a jednocześnie wyeliminowane zostaną koszty i negatywne efekty środowiskowe składowania.
- e. **Innowacje w wydobyciu i wykorzystaniu surowca** – nowe rozwiązania mają przyczynić się do większej efektywności i elastyczności zużycia surowca (np. postać gazowa) oraz ograniczenia ilości emitowanych zanieczyszczeń. Dużą rolę

w zakresie badań, rozwoju i komercjalizacji efektywnych rozwiązań ma współpracę spółek z innymi podmiotami, zwłaszcza z instytucjami badawczymi.<sup>6</sup>

**Węgiel brunatny** zużywany jest głównie przez elektroenergetykę (zużycie krajowe ok. 58 mln t rocznie). Właściwości fizyczne tego surowca determinują jego wykorzystanie w niewielkiej odległości od miejsca wydobycia, dlatego nie istnieje rynek tego surowca. Elektrownie węglowe zapewniają stabilność wytwarzania energii, a ze względu na niskie koszty wydobycia węgiel brunatny jest tanim źródłem energii. Istotną wadą jest jednak wysoka emisyjność. Powoduje to konieczność ponoszenia wyższych kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, przy jednoczesnym ryzyku, że bloki na węgiel brunatny nie sprostają kolejnym wymogom ograniczenia emisji zanieczyszczeń (polityka klimatyczna i środowiskowa UE). Te czynniki mają ogromne znaczenie dla efektywności ekonomicznej oraz samej możliwości wytwarzania energii z węgla brunatnego.

**Dokończona zostanie eksploatacja czynnych złóż i zagospodarowanie perspektywicznych.** Za perspektywiczne uznaje się złoża Złoczew i Ościśłowo, a za rezerwowe Gubin. Dla zagospodarowania nowych złóż perspektywicznych główną rolę odegrają **ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i rozwój nowych technologii**. Innowacje mają posłużyć wdrażaniu niskoemisyjnych technologii oraz alternatywnemu wykorzystaniu węgla brunatnego. Zgazowany surowiec (gaz syntezowy) cechuje się mniejszą emisyjnością i umożliwi wykorzystanie zsynchronizowane z popytem. Syngaz może być wykorzystany w elektroenergetyce i w ciepłownictwie, ale także do wytwarzania benzyn syntetycznych i wielu produktów chemicznych.<sup>7</sup>

Dla zachowania ładu społecznego i środowiskowego istotne są **działania po zakończeniu eksploatacji złoża lub wycofaniu z systemu jednostki wytwórczej**. Konieczne jest nie tylko zabezpieczenie kopalń, w których nastąpiło szczerpanie złóż, ale **transformacja całych regionów górniczych**.

W wielu przypadkach kopalnia i/lub elektrownia oraz firmy świadczące usługi dla nich to główni pracodawcy w regionie, dlatego brak działań może skutkować problemami społeczno-gospodarczymi. Niezbędne jest wdrażanie specjalnych programów rozwoju dla takich regionów, np. poprzez specjalne wsparcie przedsięwzięć rozwojowych, tworzenie dogodnych warunków prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej, czy dodatkowych mechanizmów rynku pracy, a także stymulowanie modernizacji sektora i inwestycji w niskoemisyjne i nieemisyjne źródła wytwórcze. Jest to szczególnie ważne jeśli zakończenie pracy kopalni lub elektrowni następuje w wyniku **transformacji energetycznej** gospodarki, a zatem szybciej niż wynika to z technicznych możliwości. Transformacja musi mieć charakter **sprawiedliwy**, co oznacza, że tempo zmian nie wpłynie na drastyczny wzrost cen energii, a regiony narażone na negatywne skutki zmian otrzymają wsparcie. **W tym celu w 2020 r. opracowany zostanie plan restrukturyzacji rejonów górniczych węgla kamiennego i brunatnego z wykorzystaniem środków unijnych.**

Polska będzie prowadziła działania mające na celu **solidarne** podjęcie wyzwania transformacji, aby zapewnić adekwatne środki kompensacyjne państwu i regionom, które mają inny punkt startu w transformacji energetycznej. Dążenie do zmniejszenia emisyjności wytwarzania energii to zagadnienie bardzo ważne dla UE, dlatego przewiduje się, że w perspektywie finansowej UE określone zostaną specjalne środki na wsparcie sprawiedliwej transformacji regionów górniczych.

Polska nie posiada bogatych złóż **ropy naftowej**, dlatego krajowe wydobycie pokrywa tylko część popytu (ok. 4% z 27 mln t rocznie). W kraju będą kontynuowane poszukiwania nowych złóż, ale nowo odkryte pokłady zastąpią wydobycie ze szczerpywanych złóż, dlatego podaż surowca krajowego będzie utrzymywać się na zbliżonym poziomie (zgodnie z zasadami określonymi w *Polityce Surowcowej Państwa*).

**Głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową będzie import.** Istotne,

<sup>6</sup> Szczegółowy opis działań w obszarze górnictwa węgla kamiennego znajduje się w *Programie dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce (perspektywa 2030 r.)*, 2018.

<sup>7</sup> Szczegółowy opis działań w obszarze górnictwa węgla brunatnego znajduje się w *Programie dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce (perspektywa 2030 r.)*, 2018.

aby kierunki i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie surowca<sup>8</sup>. Uzależnienie od jednego dostawcy oraz jednej drogi dostaw wiąże się z ryzykiem niedostarczenia surowców w odpowiedniej ilości lub jakości do rafinerii, a tym samym wystąpienia zakłóceń w zaopatrzeniu rynku w produkty naftowe, w tym paliwa.

Zgodnie z prognozami sektorowymi, zużycie paliw ciekłych w Polsce będzie utrzymywało się względnie na stałym poziomie, gdyż przewiduje się, że ropa naftowa nadal będzie odgrywać znaczący element bilansu energii pierwotnej ze względu na rozwój transportu, a także ze względu na zapotrzebowanie na produkty petrochemiczne, czy nowe zastosowania. Popyt na produkty naftowe zostanie wyhamowany ze względu na wzrost wykorzystania paliw alternatywnych, w tym biokomponentów, a także elektromobilności<sup>9</sup>. Dla pewności dostaw ropy naftowej oraz zaopatrzenia wewnętrznego rynku w paliwa i inne produkty ropopochodne kluczowe jest zapewnienie warunków dla dalszej dywersyfikacji i odpowiednio rozwiniętej infrastruktury.

Krajowe wydobycie **gazu ziemnego** pokrywa ok. 22% popytu wynoszącego ponad 18 mld m<sup>3</sup> rocznie. Od kilku lat zużycie gazu ziemnego w gospodarce systematycznie wzrasta. Zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie nasilać się ze względu na wykorzystanie tego surowca w elektrowniach zapewniających elastyczność systemu elektroenergetycznego oraz na niższą emisyjność w stosunku do innych paliw kopalnych, zarówno w elektroenergetyce, jak i w ciepłownictwie. Jego wykorzystanie w sektorze bytowo-komunalnym będzie wzrastać także w celu poprawy jakości powietrza.

Podobnie jak w przypadku ropy naftowej, kontynuowane będzie poszukiwanie nowych złóż (także na dnie Morza Bałtyckiego), które zastąpią wyeksploatowane złoża i zwiększanie efektywności wydobycia (zgodnie z *zasadami określonymi w Polityce Surowcowej Państwa*). Jednocześnie krajowe spółki powinny w dalszym ciągu zwiększać działalność w zakresie wydobycia surowca za granicą, w szczególności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (z którym w 2022 r. połączy Polskę gazociąg Baltic Pipe) oraz na innych obszarach o wysokim potencjale wydobywczym.

Oprócz tradycyjnego pozyskiwania gazu ziemnego spodziewany jest rozwój **niekonwencjonalnych metod wydobycia**. Oczekuje się postępów w pozyskiwaniu gazu z pokładów węglowych. Pozyskiwanie gazu (metanu) tą drogą polega na szczelinowaniu hydraulicznym pokładu węgla, a następnie jego wydobyciu przed rozpoczęciem, w trakcie lub po zakończonej eksploatacji pokładów węgla (odmetanowanie), a następnie jego wprowadzeniu do sieci gazowej lub wykorzystaniu do celów energetycznych. Umożliwi to zwiększenie wykorzystania surowca z krajowych źródeł. Szacuje się, że technologia będzie w większym stopniu wykorzystywana po 2020 r. Pod uwagę brane jest także poddanie dalszym badaniom możliwości wydobycia gazu z pokładów niekonwencjonalnych (m.in. łupkowych), których zaprzestano ze względu na brak uzasadnienia ekonomicznego oraz dużą niepewność. Popyt na paliwa gazowe może zostać częściowo pokryty także przez wykorzystanie krajowego potencjału produkcji **biometanu**. Przy spełnieniu odpowiednich warunków technicznych może być on włączony do sieci gazowej, co wpłynie pozytywnie na jego popularyzację.

**Nadal głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny będzie import.** Z tego względu, podobnie jak w przypadku ropy naftowej, najistotniejsze jest zapewnienie, aby źródła i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym zagospodarowanie surowca<sup>10</sup>.

Oprócz paliw kopalnych sektor energetyczny wykorzystuje także palne surowce odnawialne<sup>11</sup>, czyli **biomasę**, za którą uznaje się wiele stałych lub ciekłych substancji pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, a także inne substancje podlegające biodegradacji.

Sektor energetyczny powinien wykorzystywać w szczególności **biomasę o charakterze odpadowym (pozarolniczą)**, która nie ma zastosowania w innych gałęziach gospodarki, np. biodegradowalne odpady komunalne, pozostałości z leśnictwa, gospodarstw domowych oraz

<sup>8</sup> Patrz: kierunek 3, część C.

<sup>9</sup> Patrz: kierunek 4, część C – wykorzystanie biokomponentów, rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

<sup>10</sup> Patrz: kierunek 3, część B i C.

<sup>11</sup> Ta część odnosi się wyłącznie do biomasy, gdyż jest to jedyne źródła odnawialne, które rozpatruje się w kategoriach surowca lub pokrycia zapotrzebowania. Potencjał terytorialny pozostałych kategorii OZE został wskazany w rozdziale 1 oraz omówiony w kierunku 6.




z przemysłu rolno-spożywczego, czy przetwórczego (meblarskiego, papierniczego itp.). Duży potencjał występuje w osadach ściekowych, odpadach przemysłowych, definiowanych ustawowo jako niebezpieczne (w tym szpitalnych) oraz w odpadach komunalnych. Proces ten musi odbywać się zgodnie z zasadą hierarchicznego postępowania z odpadami, co oznacza, że biomasa powinna zostać poddana w pierwszej kolejności recyklingowi, a jeśli to niemożliwe odzyskowi i unieszkodliwianiu, co pozwala na racjonalne zagospodarowanie frakcji biodegradowalnej.

Energetyczne wykorzystanie biomasy – zarówno termiczne, jak i beztlenowe w biogazowniach oraz na produkcję biopaliw – będzie rosnąć ze względu na zwiększający się strumień bioodpadów wynikający z rosnącej konsumpcji, jak również ze względu na zaostrzenie regulacji dotyczących gospodarki odpadami, które stopniowo uniemożliwiają składowanie bioodpadów<sup>12</sup>. To rozwiązanie wpisuje się także w ideę *gospodarki o obiegu zamkniętym*.



























Biomasa rolnicza nadal będzie odgrywała dużą rolę w pokryciu zapotrzebowania na surowiec, a kluczowe jest to, aby nie występowała konkurencja surowcowa między energetyką a rolnictwem, przemysłem rolno-spożywczym oraz przetwórczym. Ponadto biomasa powinna być **wykorzystywana w możliwie najmniejszej odległości od powstania**, tak aby jej transport i koszty z tym związane nie wpływał negatywnie na efekt środowiskowy i ekonomiczny.

Regionalne ujęcie analizowanego kierunku jest ściśle powiązane z lokalizacją poszczególnych surowców. Wielokrotnie eksploatacja surowca ma istotne znaczenie dla danego regionu, dlatego szczególnie istotne jest opracowywanie z odpowiednim wyprzedzeniem **zastępczych polityk rozwoju** dla regionów, w których kończona jest eksploatacja danego surowca, tak aby minimalizować ryzyko wystąpienia problemów społeczno-gospodarczych. W wielu przypadkach możliwe będzie wykorzystanie terenów po zakończonej eksploatacji na nową działalność gospodarczą.



 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 1.1. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na węgiel kamienny poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>- zapewnienie rentowności sektora górnictwa węgla kamiennego;</li> <li>- racjonalną gospodarkę czynnych złóż i uruchamianie nowych;</li> <li>- racjonalną dystrybucję surowca;</li> <li>- wykorzystanie lub sprzedaż ubocznych produktów wydobywania;</li> <li>- poszukiwanie innowacji w wydobywaniu i wykorzystaniu surowca</li> </ul>	–	ME, MF, MEN, spółki węglowe, instytuty
 1.2. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na węgiel brunatny poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>- racjonalną gospodarkę czynnych złóż i uruchamianie nowych;</li> <li>- poszukiwanie innowacyjnych sposobów wykorzystania węgla brunatnego</li> </ul>	–	ME, spółki węglowe/ energetyczne

<sup>12</sup> Już od 2016 r. obowiązuje zakaz składowania określonych frakcji odpadów komunalnych i pochodzących z przetwarzania odpadów komunalnych, w tym odpadów o zawartości ogólnego węgla organicznego powyżej 5% suchej masy i o cieple spalania powyżej 6 MJ/kg suchej masy.

 	<p>1.3. Zapewnienie wsparcia transformacji regionów górniczych, w tym opracowanie w 2020 r. planu restrukturyzacji rejonów górniczych węgla kamiennego i brunatnego z wykorzystaniem środków unijnych</p>	–	ME, MliR, samorządy, spółki węglowe/energetyczne
        	<p>1.4. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową i paliwa poprzez:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– optymalizację wykorzystania krajowych złóż ropy naftowej, (zgodnie z zasadami określonymi w <i>Polityce Surowcowej Państwa</i>);</li> <li>– dywersyfikację źródeł dostaw i kierunków importu ropy naftowej;</li> <li>– wykorzystanie biokomponentów i paliw alternatywnych</li> </ul>	–	ME, MŚ, PRSIE, spółki naftowe, MliR, MRiRW
       	<p>1.5. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na gaz przez:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– optymalizację wykorzystania krajowych złóż gazu ziemnego, w tym wykorzystanie niekonwencjonalnych metod wydobycia gazu (zgodnie z zasadami określonymi w <i>Polityce Surowcowej Państwa</i>);</li> <li>– dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego;</li> <li>– wykorzystanie krajowego potencjału w zakresie produkcji i włączania biometanu do sieci gazowej</li> </ul>	–	ME, MŚ, PRSIE, spółki gazowe
      	<p>1.6. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na biomasę, przy założeniu lokalnego wykorzystania surowców przez:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– wykorzystanie potencjału biomasy o charakterze odpadowym (pozarolniczym);</li> <li>– utrzymanie wykorzystania pozostałości i odpadów rolniczych oraz pochodzących z przetwórstwa rolno-spożywczego</li> </ul>	–	ME, MŚ, MRiRW, MliR

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## KIERUNEK 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej

CEL: pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną

Znaczna część aktualnie wykorzystywanej infrastruktury wytwórczej zostanie wyeksploatowana w perspektywie najbliższych kilkunastu lat, a jednocześnie popyt na energię elektryczną stale rośnie. Z tego względu dla **bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej** konieczna jest rozbudowa infrastruktury wytwórczej oraz zapewnienie sprawności przesyłu i dystrybucji. Dla kształtowania cen energii elektrycznej, wpływającej na **konkurencyjność całej gospodarki narodowej** kluczowe znaczenie ma wybór paliwa i technologii (w tym związane koszty dodatkowe, np. zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>), niskie straty przesyłu i dystrybucji oraz pewność dostaw. Te same czynniki stanowią o wpływie **sektora energetycznego na środowisko**, choć mogą mieć odmienny charakter. Bezpieczeństwo energetyczne ma prymat w procesie kształtowania struktury wytwarzania energii, dlatego musi mieć decydujący wpływ na relację między racjonalnością kosztów funkcjonowania systemu a aspektem środowiskowym.



### CZĘŚĆ A) Rozbudowa infrastruktury wytwórczej energii elektrycznej

W 2018 r. polska gospodarka zużyła blisko 171 TWh energii elektrycznej, w większości wykorzystując produkcję własną, która od połowy XX w. wzrosła ponad 17-krotnie. Moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) na koniec 2018 r. wynosiła blisko 46 GW, z czego ponad 36,6 GW to elektrownie zawodowe oparte w większości na węglu kamiennym i brunatnym; ponad 6,6 GW to zawodowe moce zainstalowane w OZE, resztę stanowią elektrownie przemysłowe (paliwa różne) – ok. 2,7 GW<sup>13</sup>. Moc zainstalowana wszystkich źródeł odnawialnych na koniec 2018 r. wyniosła 8,5 GW (w tym 5,8 GW mocy wiatrowych), z czego 5,2 GW stanowiły źródła niezależne, czyli działające poza strukturami przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego.

**Popyt na energię elektryczną stale rośnie**, choć postęp technologiczny oraz działania proefektywnościowe powodują, że tempo wzrostu zapotrzebowania na energię jest wolniejsze niż wynikałoby to z przyrostu liczby urządzeń wykorzystywanych przez sektory przemysłowe, usługowe i społeczeństwo.

W najbliższych kilkunastu latach (zwłaszcza po 2029 r.) **z systemu wycofana zostanie znaczna część obecnie eksploatowanych jednostek wytwórczych**. Tylko w 2020 r. odstawione zostanie ok. 2,5 GW mocy zainstalowanych w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD)<sup>14</sup>, ze względu na brak możliwości lub zasadności dostosowania do obowiązujących od 2021 r. wymogów środowiskowych wynikających z konkluzji BAT.

Zakończenie eksploatacji może mieć *charakter naturalny*, co oznacza, że wystąpi techniczny brak możliwości dalszej eksploatacji. Drugą, szerszą kategorią są wycofania o *charakterze ekonomiczno-ekologicznym* – w przypadku niektórych jednostek o niskich parametrach pracy, koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wykluczą konkurencyjność wytwarzania energii, zaś część jednostek wytwórczych nie spełni unijnych regulacji środowiskowych, a ich modernizacja będzie nieopłacalna lub niemożliwa.

Dla pokrycia rosnącego popytu, w sytuacji znaczących wycofań jednostek wytwórczych z systemu elektroenergetycznego oraz zbilansowania przyrostu mocy zależnych od warunków atmosferycznych, wdrożony został rynek mocy, stanowiący impuls inwestycyjny dla zapewnienia stabilności dostaw. Mechanizm ten będzie mieć kluczowe znaczenie dla rozbudowy aktualnego stanu mocy wytwórczych, ale dla finalnego kształtu bilansu istotny będzie rozwój nowych technologii, wdrażanie innowacji, zmiany związane z wdrażaniem jednolitego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej – w szczególności rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

*Poniżej omówiono uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego, a także określono koncepcję pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Projektem strategicznym tego kierunku w tej części jest **rynek mocy**.*

<sup>13</sup> Źródło: Raport roczny z funkcjonowania KSE w 2018 roku, PSE S.A.

<sup>14</sup> W latach 2019-2020 do KSE przyłączonych zostanie ok. 4,2 GW nowych mocy wytwórczych JWCD wykorzystujących węgiel lub gaz ziemny, co zrekompensuje wycofania i pokryje wzrost popytu na energię. Więcej w załączniku 1 i 2.

\* \* \*

**Sposób rozbudowy systemu** musi zapewniać bezpieczeństwo energetyczne państwa, ale także racjonalność kosztów pracy systemu, z ograniczeniem wpływu sektora na środowisko. Jednocześnie proces kształtowania struktury bilansu musi sprostać wielu wyzwaniom, wśród których najważniejsze to:

– **polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, inne zobowiązania międzynarodowe oraz wdrażanie gospodarki niskoemisyjnej**

Polska jako państwo członkowskie UE będzie kontrybuować w celach UE i innych zobowiązaniach międzynarodowych zgodnie ze swoimi możliwościami. Należy się spodziewać, że decyzje odnośnie zaostrzenia norm emisyjnych oraz reforma unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS – ang. *European Union Emissions Trading System*), a także konieczność dostosowania mocy wytwórczych do regulacji środowiskowych (dyrektywa IED i konkluzje BAT) wpłyną na wzrost kosztów wykorzystania paliw kopalnych dla celów energetycznych.

Zadaniem rządu polskiego jest negocjowanie takich zapisów regulacji, które nie będą osłabiały konkurencyjności sektora energetycznego, a pośrednio całej gospodarki. Jednocześnie, aby pomóc przemysłowi i podsektorom energetyki sprostać wyzwaniom innowacyjnym i inwestycyjnym związanym z przejściem na gospodarkę niskoemisyjną istotne jest jak najlepsze wykorzystanie mechanizmów wsparcia (w tym narzędzi możliwych do wykorzystania w ramach systemu EU ETS, tj. funduszu innowacyjności, funduszu modernizacyjnego, czy funduszu celowego na transformację sektora energii);

– **ograniczona dostępność surowców kopalnych oraz potrzeba dywersyfikacji struktury wytwarzania energii**

Krajowe zasoby przemysłowe węgla kamiennego przy aktualnym poziomie wydobycia wystarczą na kilkadziesiąt lat, dlatego trzeba racjonalnie i efektywnie nimi gospodarować. Wykorzystanie nowych, innowacyjnych technologii powinno ułatwić dywersyfikację, przy zapewnieniu celu głównego polityki energetycznej;

– **zaburzenia i zmiany na rynku energii**

Rynek energii elektrycznej został silnie zniekształcony z powodu funkcjonowania na nim subsydiowanych odnawialnych źródeł energii (OZE) charakteryzujących się dużą niestabilnością pracy oraz pierwszeństwem wprowadzania energii do sieci. Ogranicza to rzeczywisty czas pracy bloków konwencjonalnych, ale nie redukuje potrzeby ich utrzymania w celu zabezpieczenia ciągłego pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, co wpływa negatywnie na ekonomikę takich elektrowni;

– **sterowalność oraz elastyczność generacji**

Ilość mocy zainstalowanej ze źródeł zależnych od warunków atmosferycznych stale rośnie. Technologie magazynowania nie są dostatecznie rozwinięte, dlatego w KSE muszą występować moce, których generacja zapewni elastyczną pracę systemu, zgodnie z zapotrzebowaniem na energię (także ze względu na jego nieliniowy przebieg)<sup>15</sup>;

– **potrzeba wdrażania innowacji**

Wdrażanie innowacji ma na celu osiągnięcie przewagi konkurencyjnej, a także nadążanie za zmianami w otoczeniu. Nowe rozwiązania powinny przyczyniać się do lepszej efektywności pracy systemu energetycznego i łatwiejszej integracji OZE, a także szeroko pojętego ograniczenia wpływu sektora na środowisko i wzrostu efektywności energetycznej. Z tego względu ogromną rolę we wdrażaniu innowacji mają badania i rozwój oraz pozyskiwanie środków na ich realizację.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, a także konkurencyjności gospodarki i poprawy efektywności energetycznej oraz w celu ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko Rząd będzie wspierał wdrażanie przyjętych poniżej założeń, których operacjonalizacja została ujęta także w pozostałych kierunkach dokumentu.

<sup>15</sup> Należy pamiętać, że cena energii wytworzonej przez moce konwencjonalne ustępujące OZE ma rezerwa dla OZE, nie powinna być bezwzględnie porównywana z cenami energii z OZE. Taka elektryczność wynika to z jej możliwości technicznych, a odstąpienia obniżają jej żywotność zwiększając potrzeby modernizacyjne oraz stanowią koszt utraconych możliwości. Koszty stale rozkładane są na mniejszą ilość wytworzonych jednostek energii, co wpływa negatywnie na średni koszt pracy. Jednocześnie to jednostki konwencjonalne stanowią o pewności dostaw energii do odbiorców.

Polska będzie dążyć do **zapewnienia możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi surowcami i źródłami**, z uwzględnieniem możliwości wymiany transgranicznej. **Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną** zostanie pokryty przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe.

Struktura mocy wytwórczych musi **zapewniać elastyczność pracy systemu**, co wiąże się ze zróżnicowaniem technologii i wielkości mocy wytwórczych oraz aktywizacją odbiorców na rynkach regulowanych. Dla zmiany kształtu rynku energii ogromne znaczenie będzie mieć **rozwój technologii magazynowania energii** (w tym z wykorzystaniem rozwiązań dostarczanych przez rozwój elektromobilności). Jest to szczególnie istotne ze względu na wzrost udziału OZE zależnych od warunków atmosferycznych. Pozwoli to na magazynowanie energii, gdy produkcja jest wyższa niż zapotrzebowanie, a także stanowić będzie wsparcie w pokrywaniu potrzeb energetycznych w niekorzystnych warunkach pogodowych oraz znaczącego wzrostu zapotrzebowania na moc. Do zmian, jakie będą zachodzić w kształtowaniu struktury bilansu mocy w sposób szczególnie przyczyniać się będą **badania w zakresie nowych technologii** oraz **wdrażanie innowacji**.

Od 2021 r. funkcjonować zacznie **rynek mocy**, którego wdrożenie ma kluczowe znaczenie dla **zagwarantowania pewnych i stabilnych dostaw energii dla odbiorców**. Dwutowarowy rynek (energia elektryczna i moc) powinien zapewnić impuls inwestycyjny dla źródeł wytwórczych, które zapewnią dostawy mocy do systemu. Rynek mocy przyczyni się również do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania.



Na podstawie analiz bilansowych oraz prognoz rozwoju rynku, na dwa lata przed ostatnią aukcją główną rynku mocy (2023 r.) Minister Energii podejmie decyzję czy wymagana jest kontynuacja funkcjonowania rynku mocy, biorąc pod uwagę obowiązujące wówczas regulacje UE.

Realizacja PEP2040 ma na celu także **ograniczenie emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego**. Będzie ona następować w szczególności poprzez:

- modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej oraz wycofywanie jednostek przekraczających normy emisyjne, o średniorocznej sprawności poniżej 35% (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS);
- wdrożenie energetyki jądrowej oraz wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- zwiększenie wykorzystania innych niskoemisyjnych źródeł energii i wdrażanie nowoczesnych technologii;
- poprawę efektywności energetycznej.

**ograniczenie emisji zanieczyszczeń z sektora**

W odniesieniu do **roli węgla w bilansie elektroenergetycznym** należy wskazać, że krajowe zasoby węgla pozostaną głównym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski i podstawą bilansu energetycznego państwa. Roczne zużycie węgla kamiennego w energetyce zawodowej nie będzie zwiększane. Ze względu na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną zmieni się udział węgla w strukturze. Łączny udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie kształtował się na poziomie ok. 55%-60% w 2030 r.

**rola węgla w bilansie mocy**

Inwestycje w nowe bloki węglowe podejmowane po 2025 r. będą oparte o wytwarzanie w skojarzeniu lub inną technologię spełniającą standard emisyjny na poziomie 450 kg CO<sub>2</sub> na MWh wytworzonej energii. Dla jak najlepszego wykorzystania surowca oraz ograniczenia wpływu na środowisko poszukiwane i wdrażane będą nowe metody wykorzystania i przetwarzania węgla tj. zgazowanie, oksyspalanie, inne czyste technologie węglowe<sup>16</sup>.

Z uwagi na pożądany efekt środowiskowy, brak obciążenia kosztami polityki klimatyczno-środowiskowej oraz stabilność wytwarzania energii elektrycznej do bilansu elektroenergetycznego włączona zostanie sprawdzona technologia **energetyki jądrowej**. Pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce (o mocy ok. 1-1,5 GW) uruchomiony zostanie ok. 2033 r. Kolejne 5 bloków o łącznej mocy 5-7,5 GW będzie uruchamianych co 2-3 lata.<sup>17</sup>

**rola energetyki jądrowej w bilansie mocy**

Rozwój wykorzystania **energii ze źródeł odnawialnych** to jeden z instrumentów na rzecz ograniczenia wpływu energetyki na środowisko. Polska będzie kontrybuować w osiągnięciu

**rola odnawialnych źródeł energii w bilansie mocy**

<sup>16</sup> Patrz też: kierunek 1.

<sup>17</sup> Patrz też: kierunek 5.

ogólnounijnego celu w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r. w stopniu niezagrażającym bezpieczeństwu energetycznemu państwa. Udział OZE w końcowym zużyciu energii powinien wynikać z efektywności kosztowej oraz możliwości bilansowania energii w KSE.

Przyjęty cel 23%\* udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto<sup>18</sup> w 2030 r. przełoży się na ok. 32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto, choć będzie wymagał znacznego wysiłku ekonomicznego oraz organizacyjnego. Kluczową rolę w osiągnięciu celu w elektroenergetyce będzie mieć rozwój **fotowoltaiki** (zwłaszcza od 2022 r.) oraz **morskich elektrowni wiatrowych** (pierwsza farma wiatrowa na morzu zostanie uruchomiona ok. 2025 r.), ze względu na wzrost opłacalności tych źródeł i spodziewany wzrost elastyczności rynku, niezbędny dla rozwoju OZE.

W najbliższych latach następować będzie rozwój **energetyki obywatelskiej**, która opierać się będzie w szczególności o źródła odnawialne. Moce te nie zastąpią energetyki systemowej ze względu na zbyt małą moc pojedynczych instalacji, a także ze względu na brak pewności dostaw energii, ale pozwoli na choćby częściowe pokrycie potrzeb indywidualnych, poprawę jakości powietrza oraz na bardziej świadome wykorzystywanie energii.<sup>19</sup>

Na znaczeniu w bilansie elektroenergetycznym zyskiwać będzie także **rola gazu ziemnego**. Stopień wykorzystania mocy będzie zależny w szczególności od konieczności bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza niesterowalnych OZE, ale także cen surowca. Atutem źródeł gazowych jest znacznie niższa emisyjność niż w przypadku konwencjonalnych źródeł węglowych, ale także wysoki stopień regulacyjności.

**rola gazu ziemnego  
w bilansie mocy**

Działania skierowane na zwiększenie możliwości dywersyfikacji dostaw surowca do Polski oraz rozbudowa infrastruktury wewnętrznej zapewnią bezpieczeństwo wykorzystania gazu ziemnego przez elektroenergetykę.<sup>20</sup>

Zamieszczone poniżej wykresy przedstawiają prognozę struktury mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2020-2040. Na wykresach oznaczono także możliwy udział węgla i OZE w bilansie mocy i wytwarzania energii elektrycznej w latach: 2020, 2030 i 2040. Wykresy wskazują, że wzrastać będzie wykorzystanie nowych mocy, głównie OZE i gazowych, a także jądrowych. Do 2030 r. przeważający udział w strukturze wytwarzania energii będą mieć paliwa węglowe. W kolejnych latach będą odpowiadać za bezpieczeństwo pracy systemu w silniejszym stopniu niż za pracę w podstawie.

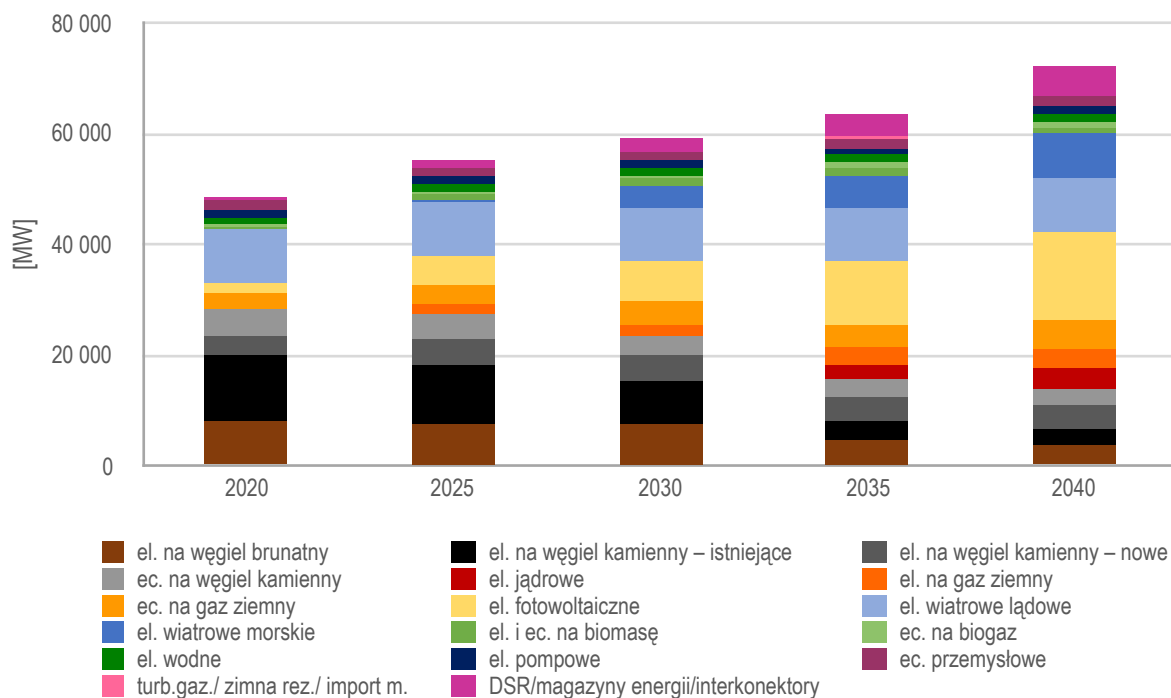
Szersze analizy (wykresy i tabele) dotyczące sektora elektroenergetycznego znajdują się w załączniku 2 do PEP2040.

<sup>18</sup> Na zużycie energii końcowej brutto składa się zużycie energii elektrycznej, w ciepłownictwie oraz na cele transportowe.

<sup>19</sup> Patrz też: kierunek 6.

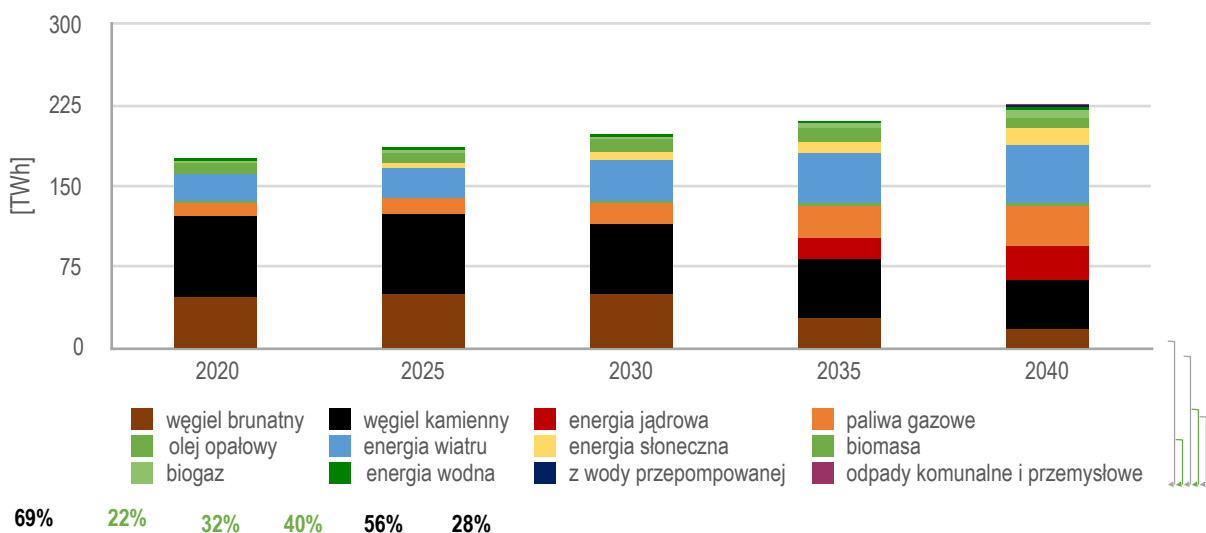
<sup>20</sup> Patrz też: kierunek 3.

### Prognoza mocy zainstalowanej energii elektrycznej w latach 2020-2040



40% 58% 40% 28% 40% 50%

### Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwo w latach 2020-2040







69% 22% 32% 40% 56% 28%



Pokrycie kraju mocami wytwórczymi jest zależne od możliwości budowy jednostek w danej lokalizacji, wyprowadzenia mocy, dostępu do paliwa oraz roli danego źródła w systemie. Przeważająca ilość mocy zainstalowana jest w południowej części kraju, ale ta tendencja ulegać będzie dalszym zmianom. Przyczynia się do tego rozwój OZE, zwłaszcza w północno-zachodniej części kraju ze względu na dobre warunki

wietrzności, konieczność budowy źródeł regulacyjnych, a w kolejnych latach także budowa bloków jądrowych. Jednocześnie kraj pokrywany będzie względnie równomiernie indywidualnymi instalacjami wytwórczymi oraz klastrami energii i spółdzielniami energetycznymi. Budowa źródeł wytwórczych w danej lokalizacji oddziałuje na rynek pracy, poprawę infrastruktury transportowej, wpływy z podatków oraz ogólny poziom rozwoju gospodarczego.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 2A.1. Zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną własnymi surowcami i źródłami, z uwzględnieniem możliwości wymiany transgranicznej ( <i>patrz też: kierunek 1</i> )	–	ME, PRSIE, OSPe
 2A.2. Zapewnienie możliwości pokrycia wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przez źródła inne niż konwencjonalne elektrownie węglowe oraz zapewnienie warunków kształtowania struktury mocy wytwórczych gwarantujących elastyczność pracy systemu, w tym rozwoju technologii magazynowania energii ( <i>patrz też: kierunek 2, część B oraz kierunek 4</i> )	–	ME
 2A.3. Zapewnienie odpowiedniej ilości stabilnych dostaw energii elektrycznej przez: <ul style="list-style-type: none"> <li>– rozpoczęcie funkcjonowania rynku mocy (2021 r.);</li> <li>– podjęcie decyzji o kontynuacji funkcjonowania rynku mocy na dwa lata przed ostatnią aukcją (2023 r.) z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z regulacji UE</li> </ul>	2021/2023	ME
 2A.4. Zapewnienie warunków ograniczania emisji zanieczyszczeń z sektora elektroenergetycznego poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>– modernizację jednostek wytwórczych energii elektrycznej i wycofywanie tych o sprawności poniżej 35% (w tym z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia EU ETS);</li> <li>– wzrost wykorzystania niskoemisyjnych źródeł energii;</li> <li>– poprawę efektywności energetycznej</li> </ul>	–	ME, MŚ
 2A.5. Zapewnienie warunków wykorzystania węgla na poziomie ok. 56%-60% w 2030 r. w bilansie wytwarzania energii elektrycznej, przy uwzględnieniu zachowania standardu emisyjnego na poziomie 450 kg CO <sub>2</sub> na 1 MWh w inwestycjach podejmowanych po 2025 r.	–	ME
 2A.6. Zapewnienie warunków wdrożenia energetyki jądrowej w 2033 r. ( <i>patrz kierunek 5</i> )	2033	ME
 2A.7. Zapewnienie warunków rozwoju OZE na poziomie niezagrażającym bezpieczeństwu pracy systemu, z uwzględnieniem kontrybucji w ogólnounijnym celu zwiększenia udziału OZE w zużyciu energii ( <i>patrz kierunek 6</i> )	–	ME, URE
 2A.8. Zapewnienie warunków wykorzystania gazu ziemnego, w szczególności dla potrzeb regulacyjnych KSE ( <i>patrz kierunek 3</i> )	–	ME

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## **CZĘŚĆ B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej**

Stabilne i bezpieczne dostawy energii elektrycznej zależne są od odpowiednio rozbudowanego krajowego systemu elektroenergetycznego. Kluczowymi celami krajowymi dotyczącymi infrastruktury przesyłu energii elektrycznej jest (a) równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię i (b) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania energii elektrycznej w obrocie krajowym i transgranicznym.

Dla bezpieczeństwa dostaw operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSPe) – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) pozostanie jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Dystrybucja jest działalnością regulowaną, a operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSDe) są zobowiązani do zapewniania niezawodności funkcjonowania systemu i realizacji innych obowiązków gwarantujących bezpieczeństwo pracy systemu. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców, OSPe zobowiązany jest do opracowania 10-letnich planów rozwoju w zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię, zaś OSDe na okres nie krótszy niż 5 lat.

*Poniżej zaprezentowana została koncepcja rozbudowy infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej, sprawności działań w sytuacjach awaryjnych, magazynowania energii oraz rozwoju inteligentnych sieci. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **rozwój inteligentnych sieci**.*

\* \* \*

**Sieć przesyłową** wysokich i najwyższych napięć tworzy ponad 250 linii o długości przekraczającej 14 000 km i ponad 100 stacji najwyższych napięć<sup>21</sup>. Aktualnie Polska posiada czynne połączenia z **Niemcami, Czechami, Słowacją, Litwą** oraz **ze Szwecją** (kablem podmorskim)<sup>22</sup>, a także cztery połączenia z krajami trzecimi, przy czym trzy są wyłączone z eksploatacji<sup>23</sup>. Z punktu widzenia zasad rynkowych, możliwość przepływów transgranicznych warunkuje budowę **jednolitego rynku energii elektrycznej**, co ma na celu zapewnienie kształtowania konkurencyjnych cen energii w całej Europie. Polska stoi na stanowisku, że połączenia transgraniczne powinny stanowić dodatkowe źródło dostaw, służące rozwojowi rynku, redukcji cen energii oraz dostawom w sytuacjach zagrożeń i ograniczeń. Jednakże, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej **powinno być oparte na rozwiniętej krajowej infrastrukturze** wytwórczej.

Dla właściwego funkcjonowania i rozwoju systemu w najbliższych kilkunastu latach OSPe będzie podejmować działania w zakresie **modernizacji i rozbudowy systemu przesyłowego**, mające na celu w szczególności:

- **możliwość wyprowadzenia mocy** z istniejących źródeł wytwórczych;
- **przyłączanie nowych mocy**, w tym elektrowni jądrowej oraz elektrowni wiatrowych na lądzie i na morzu na poziomie umożliwiającym osiągnięcie wymaganego udziału OZE w bilansie elektroenergetycznym kraju;
- **poprawę pewności zasilania odbiorców**;
- tworzenie bezpiecznych **warunków współpracy niesterowalnych źródeł energii** z pozostałymi elementami KSE;
- zapewnienie możliwości **redukcji nieplanowych przepływów energii** (tzw. przepływy niegrafikowe) z krajów sąsiadujących oraz obsługi przesyłu tranzytowego;
- zapewnienie **zdolności wymiany mocy z sąsiadującymi systemami** na profilu synchronicznym oraz mechanizmów koordynacji i wymiany informacji, w tym optymalizacja metod udostępniania (wyznaczanie i alokacja) zdolności przesyłowych w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej (FBA, ang. *flow-based allocation*);
- **wdrażanie jednolitego rynku energii elektrycznej w UE** – implementacja przepisów prawa europejskiego oraz dokumentów towarzyszących;
- implementację standardów związanych z zapewnieniem **cyberbezpieczeństwa** na poziomie krajowym;

<sup>21</sup> Sieć przesyłowa ma charakter oczkowy, co oznacza, że w przypadku awarii jednej linii możliwe jest doprowadzenie dostaw do stacji rozdzielczej linią z innego kierunku.

<sup>22</sup> Linie Polska-Niemcy: Krajnik–Vierraden; Mikułowa–Hagenwerder; linie Polska–Czechy: Wielopole/Dobrzeń–Nosovice/Albrechtice; Kopanina/Bujaków–Liskovec; linia Polska–Słowacja: Krosno Iskrynia–Lemešany; linia Polska–Litwa: Elk–Alytus, linia Polska–Szwecja: Słupsk–Stårno (kabel podmorski).

<sup>23</sup> Linie Polska–Ukraina: Rzeszów–Chmielnicka (wyłączona); Zamość–Dobrotwór (możliwy tylko import); linie Polska–Białoruś: Białystok–Roś (w likwidacji); Wólka Dobryńska–Brześć (wyłączona). Działające na zasadach rynkowych połączenie Zamość–Dobrotwór (Ukraina) odpowiedzialne jest za import maksymalnie 0,7% szczytowego zapotrzebowania na moc w kraju.

- zwiększanie efektywności energetycznej przesyłu energii.

Aby zrealizować powyższe cele w całej perspektywie czasowej OSPe będzie realizować działania polegające na budowie, rozbudowie i modernizacji stacji, rozdzielni, linii i innych urządzeń, w tym do kompensowania mocy biernej, w zakresie wysokich i najwyższych napięć (110220-400 kV). W wyniku realizacji programów inwestycyjnych w perspektywie 2025 r. powinny być zapewnione przede wszystkim<sup>24</sup>:

**rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej**

- możliwość wyprowadzenia mocy z elektrowni: Kozienice, Turów, Bełchatów oraz sprawny przesył mocy z Elektrowni Dolna Odra;
- rozbudowa sieci w północnej, północno-zachodniej (gdzie szczególnie chętnie lokowane są elektrownie wiatrowe z uwagi na dobre warunki wietrzne), północno-wschodniej części Polski oraz powyżej i poniżej umownej linii Warszawa-Poznań;
- lepsze wykorzystanie połączenia transgranicznego Krajnik-Vierraden (poprawa warunków wymiany transgranicznej na profilu synchronicznym – Polska-Niemcy-Czechy-Słowacja);
- możliwość wykorzystania budowanego połączenia podmorskiego Polska-Litwa (Harmony Link).

W ramach prowadzonych prac modernizacji i rozbudowy elektroenergetycznej **infrastruktury przesyłowej** **wzrastać będzie poziom zdolności przesyłowych udostępnianych na potrzeby wymiany transgranicznej**. Możliwości wymiany energii elektrycznej z państwami sąsiadującymi mają znaczenie dla rozwoju handlu energią elektryczną pomiędzy obszarami rynkowymi państw UE, stanowią dodatkowy środek możliwy do wykorzystania w okresie deficytu mocy w kraju (np. import w przypadku awarii krajowych jednostek wytwórczych), jak również poprawiają możliwość absorpcji energii ze źródeł odnawialnych w przypadku jej nadmiaru (np. eksport w okresie wysokiej wietrzności przy niskim popycie).

**bezpieczne wykorzystanie transgranicznych połączeń elektroenergetycznych**

Efektywne wykorzystanie transgranicznych zdolności przesyłowych służy **budowie jednolitego rynku energii elektrycznej w UE**<sup>25</sup>. Bardzo istotne jest, aby wymiana transgraniczna energii elektrycznej odbywała się w warunkach bezpiecznych dla pracy systemu elektroenergetycznego (m.in. poprzez zapewnienie odpowiedniej ilości środków zaradczych pozwalających na bezpieczną pracę sieci w warunkach występowania m.in. nieplanowych przepływów kołowych czy bezpiecznej realizacji tranzytu energii). Zwiększanie przepustowości połączeń transgranicznych pomiędzy państwami członkowskimi powinno następować w pierwszej kolejności przez optymalne wykorzystanie połączeń istniejących i znoszenie barier blokujących uczestnikom rynku dostęp do sieci, w tym budowę brakujących linii wewnątrz systemów krajowych, zmianę zasad udostępniania zdolności przesyłowych pomiędzy państwami członkowskimi UE, optymalizację metod udostępniania tych zdolności uczestnikom rynku (wprowadzenie metody wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o przepływy fizyczne – FBA (ang. *flow based allocation*)) oraz wykorzystanie przesuwników fazowych.

W związku z powyższym do 2030 r. **przewidywane są inwestycje związane z rozwojem krajowej sieci przesyłowej i połączeń transgranicznych służące:**

- usprawnieniu przepływu na profilu synchronicznym obejmującym Niemcy, Czechy i Słowację;
- budowie nowego podmorskiego połączenia kablowego pomiędzy Polską i Litwą (Harmony Link) i zakończeniu synchronizacji systemów przesyłowych państw bałtyckich z Europą kontynentalną poprzez polski system przesyłowy.

W dalszej kolejności pewność **dostaw energii elektrycznej do odbiorów końcowych** zależy od sprawnej i bezpiecznej **dystrybucji**. Sieć dystrybucyjna ma charakter głównie promieniowy, jest dłuższa i znacznie gęstsza niż sieć przesyłowa, przez co bardziej narażona na awarie. Tworzy ją ponad 700 tys. km linii wysokich napięć (WN), średnich napięć (SN) i niskich napięć (nN) oraz prawie 260 tys. stacji elektroenergetycznych, czyli część linii o napięciu 110 kV oraz wszystkie poniżej. Kluczową dla rozwoju gospodarczego poszczególnych regionów państwa (zasilanie przemysłu, wyprowadzenie mocy z dużych źródeł odnawialnych) jest sieć 110 kV, która stanowi zarówno podstawę dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu dystrybucyjnego oraz jest siecią koordynowaną z siecią przesyłową. Największy wpływ na niezawodność dostaw energii dla odbiorców końcowych mają zdarzenia w sieci SN, która jest w 74% napowietrzna. Dla zapewnienia najwyższej jakości dostaw energii elektrycznej, a także dla rozwoju elektromobilności (dla zapewnienia

**rozwój w dystrybucji energii elektrycznej**

<sup>24</sup> Więcej w: *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027*, PSE S.A. 2018.

<sup>25</sup> Patrz kierunek 4, część A – jednolity rynek energii elektrycznej

wystarczającej przepustowości sieci i możliwości przyłączania punktów ładowania) OSD powinny **realizować cele i zadania wynikające z regulacji jakościowej** określonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Od 2018 r. mechanizm regulacji uwzględni zarówno anomalia pogodowe, jak różnorodność obszarów (duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta oraz wsie) oraz aktualny poziom rozwoju na obszarze danego OSD, co pozwala na lepsze wnioskowanie o działalności OSD. W ujęciu perspektywnym zrealizowane powinny zostać zadania opisane poniżej:

- **Do 2025 r. wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny osiągnąć poziom średniej w UE i utrzymywać się na poziomie średniej UE w kolejnych latach. Ponadto 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 6 miesięcy, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu.**
- Osiąganie celów w zakresie regulacji jakościowej jest ściśle powiązane ze środkami, jakie w kolejnym roku OSD może przeznaczyć na inwestycje. Znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet 40 lat (choć w ostatnich latach OSD zrealizowali duże inwestycje). Z tego powodu OSD zobowiązane są do odtwarzania sieci – **stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić ok. 1,5% rocznie** do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat.
- **Odbudowa linii niskich napięć (nN)** powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie.
- **Skablowanie sieci średniego napięcia (SN)** jest silnie skorelowane z SAIDI i SAIFI, a udział linii kablowych w liniach SN w Polsce (w 2017 r. ok. 26%) jest jednym z najniższych w Europie. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się na terenach leśnych i zadrzewionych, gdzie skablowanie ma szczególne znaczenie dla ograniczenia przyczyn i skutków awarii. Ponadto za priorytet uznaje się również wyposażenie łączników linii średniego napięcia w systemy zdalnego sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2020 r. opracowany zostanie **krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.** Skutkiem jego realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE.

Bezpieczeństwo dostaw energii zależne jest także od dobrej organizacji oraz sprawnego postępowania **w sytuacjach awaryjnych**. OSD i OSP w 2018 r. podpisali porozumienie w sprawie współpracy w takich przypadkach, ale dla jak najwyższego poziomu sprawności w sytuacjach awaryjnych niezbędne są następujące działania:

- wyposażenie systemów oraz linii średnich i niskich napięć **w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci** (odpowiednio do 2022 i 2028 r.);
- wdrożenie **cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSD** (do 2021 r.) – aktualnie wykorzystywany system analogowy jest zawodny i nie ma możliwości jego rozbudowy – nowy powinien gwarantować jednolitość i pewność łączności;
- zapewnienie przez OSD **liczby pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów** określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

**sprawność działań  
w sytuacjach  
awaryjnych**

Na przestrzeni ostatnich lat wzrosło znaczenie **magazynowania energii**. Wpływ na to ma rosnąca świadomość i potrzeba zarządzania popytem w celu wyłuszczenia krzywej zapotrzebowania na moc (zmniejszania szczytów zapotrzebowania). Drugim elementem determinującym rozwój magazynowania energii jest rosnący udział energii z niesterowalnych odnawialnych źródeł energii.

Obecnie w KSE magazynowanie energii jest słabo rozwinięte i aktualnie opiera się na wodnych elektrowniach szczytowo-pompowych oraz nielicznych magazynach ciepłej wody.

Duże nadzieje wiąże się z *rozwojem elektromobilności* i szerszym wykorzystaniem *rekuperacji energii z pojazdów elektrycznych zasilanych z sieci trakcyjnej*. Badania poświęcone bateriom napędzającym samochody elektryczne przyczynią się do postępu w zakresie technologii magazynowania energii, a elektryczne auta będą mogły pełnić rolę magazynów energii. W ramach działań mających na celu rozwój infrastruktury ładowania, wspierana będzie technologia V2G (ang. *vehicle to grid*) umożliwiająca dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej, w tym jej oddawanie przez pojazdy elektryczne w celu stabilizacji pracy sieci, np. podczas szczytu przed- lub popołudniowego.

**rozwój magazynowania  
energii elektrycznej  
i rekuperacji**

OSD prowadzą współpracę na arenie międzynarodowej w projektach badawczych skoncentrowanych na rozwoju technologii magazynowania, a pierwszych instalacji należy spodziewać się po 2020 r. Do tego czasu konieczne jest **uregulowanie statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej**, które mogą świadczyć usługi na rzecz

uczestników rynku energii elektrycznej – kluczowym w tym zakresie jest określenie preferencyjnych taryf dla wprowadzania energii do magazynu, co wpłynie także na możliwość zmiany dla modelu pracy elektrowni wodnych szczytowo-pompowych. Mimo to posiadanie magazynów gromadzących moc odpowiadającą 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w perspektywie 2023 r. jest ambitnym celem<sup>26</sup>.

Pożądanym jest także **rozwój innych rozwiązań, które umożliwią postęp w zakresie magazynowania energii**, zwłaszcza takich, które pozwoliłyby wykorzystać energię z OZE. Obok biogazu, który umożliwia szybkie reagowanie na potrzeby systemu, warto wykorzystywać nadwyżki energii z OZE pracujących w sposób nieciągły do wyprodukowania paliwa, które dałoby się praktycznie zmagazynować. Dużą rolę w tym zakresie może odegrać wzrost opłacalności produkcji i wykorzystania wodoru, który charakteryzuje się wysoką gęstością energii, a także pozwala na stosunkowo długi okres przechowywania paliwa oraz możliwość szybkiego reagowania na potrzeby systemu. Szansą w tym obszarze może okazać się także postęp w zwiększeniu opłacalności zgazowania węgla, który wykorzystany w tej technologii cechuje się znacznie niższą emisyjnością niż przy spalaniu konwencjonalnym. Poszukiwanie innowacji w zakresie zwiększania elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego jest wysoce pożądane dla jego właściwego funkcjonowania oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Zwieńczeniem działań rozwijających krajową sieć elektroenergetyczną będzie **wdrożenie inteligentnej sieci energetycznej (smart grid)**. Istotnym etapem będzie **ustanowienie operatora informacji rynku energii (OIRE)**. Inteligentna sieć pozwoli zintegrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prosumentów energii odnawialnej, zaś OIRE zapewni wymianę informacji między uczestnikami systemu. Dzięki temu rozwiązaniu możliwe będzie bardziej świadome użytkowanie energii, zarządzanie podażą i popytem na energię elektryczną oraz ograniczenie strat, przy wysokim poziomie jakości, pewności i bezpieczeństwa zasilania.

Fundamentem koncepcji są rozwiązania z zakresu technologii informacyjnych i telekomunikacyjnych (ICT, ang. *Information and Communication Technology*). Obok systemów dwustronnej komunikacji cyfrowej są to inteligentne systemy telemetryczne (tzw. *smart metering*) i systemy automatycznego monitorowania, sterowania, regulacji i zabezpieczenia sieci. Rozwój *smart grids* wiąże się z rozpowszechnieniem idei tzw. urządzeń **Internetu Rzeczy**. Wymiana danych między urządzeniami pozwoli także na rozpowszechnianie inteligentnych miast, inteligentnych domów oraz sprawnego działania klastrów energii.

W tym celu konieczne będzie stworzenie warunków technicznych, organizacyjnych, prawnych dla funkcjonowania OIRE.
























Pokrycie kraju siecią przesyłową i sieciami dystrybucyjnymi skorelowane jest z wielkością zapotrzebowania na energię elektryczną w danym regionie oraz koniecznością wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych, a dokładny przebieg linii zależy także od możliwości zlokalizowania infrastruktury. Gęstość sieci oraz jej dobry stan powinny gwarantować pewność dostaw energii elektrycznej oraz możliwie niską awaryjność, co jest niezależne od regionu. Opracowane przez OSPe i OSDe programy inwestycyjne mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w całym kraju.




Rozwój magazynowania energii także odnosi się do całego kraju – w perspektywie długookresowej każdy odbiorca może być wyposażony w magazyn energii (w tym samochód elektryczny). Szczególnie istotne jest lokowanie magazynów przy źródłach OZE oraz w klastrach energii, gdyż wspiera to stabilne funkcjonowanie KSE. Podobny efekt będzie mieć sukcesywne wdrażanie inteligentnej sieci energetycznej.

rozwój  
inteligentnych sieci

2B. PROJEKT  
STRATEGICZNY PEP  
– SOR PS.2(1)

<sup>26</sup> Patrz też: kierunek 4, część A – zarządzanie popytem i kierunek 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

Działania		Termin	Odpowiedzialni
  	2B1 Rozbudowa wewnętrznej elektroenergetycznej sieci przesyłowej – realizacja inwestycyjnych umożliwiających zwiększenie gęstości sieci, wyprowadzenie mocy z dużych elektrowni oraz lepszego wykorzystania połączeń transgranicznych)	-	OSPe
  	2B. 2. Wzmacnianie elektroenergetycznych połączeń transgranicznych na profilu z Niemcami, Czechami, Słowacją	2030	OSPe
  	2B. 3. Budowa połączenia podmorskiego Polska-Litwa (Harmony Link) i synchronizacja państw bałtyckich z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej	2025	OSPe
  	2B. 4. Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta – do 2025 r. poprzez: – realizację celów i zadań regulacji jakościowej; – osiągnięcie poziomu średniej UE we wskaźnikach SAIDI i SAIFI; – osiągnięcie poziomu realizacji 85% umów przyłączeniowych w 6 miesięcy; – odtwarzanie infrastruktury – w stopniu średnio 1,5% rocznie; – opracowanie <i>krajowego planu skablowania SN do 2040 r.</i> (do 2021)	2025	OSDe
  	2B. 5. Zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych: – wyposażenie systemów oraz linii SN i nN w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci (2022 / 2028); – wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci w OSDe (2020); – zapewnienie przez OSDe zasobów dla właściwego funkcjonowania systemu	2020 / 2022 / 2028	MI, ME, OSDe
  	2B. 6. Dążenie do rozwoju technologii magazynowania – uregulowanie statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej – <i>umożliwienie osiągnięcia poziomu gromadzenia energii w magazynach równej 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w 2023 r.</i> (zapewnienie warunków rozwoju elektromobilności, inteligentnych sieci – zadania w kierunku 4C, 7)	2020	ME
  	2B. 7. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych – – utworzenie operatora informacji rynku energii; – stworzenie warunków funkcjonowania <i>Internetu Rzeczy</i>	2023	ME

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

### KIERUNEK 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw ciekłych

CEL: pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny, ropę naftową i paliwa ciekłe

Gaz ziemny i ropa naftowa stanowią istotne elementy bilansu zużycia energii pierwotnej w Polsce, a krajowe wydobycie tych surowców pokrywa tylko część popytu. Z tego względu o **bezpieczeństwie dostaw** surowca do kraju, a w konsekwencji do odbiorców, stanowi zróżnicowanie źródeł, dróg, a także dostawców do kraju, sprawne połączenia transgraniczne (w następstwie budowania jednolitego rynku energii), jak również odpowiednio rozwinięta infrastruktura wewnętrzna. Uzależnienie od jednego źródła i brak opcji dywersyfikacyjnych ogranicza możliwość **konkurencyjnego kształtowania cen** i zwiększa możliwość wywierania presji politycznej, co jest skrajnie niekorzystne dla naszego państwa. Jednocześnie lepszy dostęp odbiorców końcowych do tych paliw stanowi o wzroście konkurencyjności rynku energii. Większa dostępność gazu ziemnego umożliwi także jego racjonalne wykorzystanie w sektorze energetycznym, m.in. jako moce rezerwowe dla energetyki odnawialnej, co wpłynie na **zmniejszenie oddziaływania sektora energii na środowisko**. Gaz ziemny jest paliwem niskoemisyjnym, którego wykorzystanie może znacząco przyczynić się do osiągnięcia celów polityki klimatycznej UE, jak również pozytywnie przeciwdziałać zanieczyszczeniu powietrza i redukcji zjawiska tzw. niskiej emisji.



Dla bezpieczeństwa dostaw operator systemu przesyłowego gazowego (OSPg) – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZSYSTEM S.A., a także podmiot wiodący w zakresie krajowej infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym – PERN S.A. pozostają jednoosobowymi spółkami Skarbu Państwa. Przesył, dystrybucja i magazynowanie gazu jest działalnością regulowaną. OSPg, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSDg) i operator systemu magazynowania (OSMg) są zobowiązani do zapewniania niezawodności funkcjonowania systemu i realizacji innych obowiązków warunkujących bezpieczeństwo dostaw do odbiorców i pracy systemu oraz instalacji. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw do odbiorców i rozwoju systemu GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązany jest do opracowywania 10-letnich planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, zaś OSDg planów co najmniej 5-letnich.

*Poniżej przedstawiona została koncepcja zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw do kraju oraz do odbiorców końcowych.*

#### **CZĘŚĆ A) Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury gazowej<sup>27</sup>**

Polska pozostaje w dużym stopniu uzależniona od dostaw gazu ziemnego z zagranicy, głównie z kierunku wschodniego, także w ramach dostaw z Niemiec i Czech (w 2018 r. 79% zużytego gazu ziemnego pochodziło z importu, przy czym 61% z kierunku wschodniego). W połowie 2016 r. rozpoczął przyjmowanie pierwszych dostaw **terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego w postaci skroplonej** (LNG – ang. *liquefied natural gas*), co stanowiło ogromny krok w kierunku zróżnicowania zarówno kierunków, jak i dostawców gazu do Polski. Do terminalu LNG w Świnoujściu drogą morską dotarły dostawy z Kataru, Norwegii i USA. W najbliższych latach udział LNG w zużyciu gazu ziemnego może wynieść nawet do 30%. Polski terminal jest kluczowym obiektem infrastruktury z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu nie tylko dla Polski, ale i krajów sąsiedzkich. To jedyny tej wielkości obiekt w Europie Środkowej, a znaczenie handlu LNG rośnie na światowym rynku gazu ziemnego, także z powodu zwiększającej się konkurencyjności cenowej w stosunku do surowca dostarczanego gazociągami. Niemniej istotną kwestią jest zapewnienie dostępu do surowca odbiorcom końcowym, do czego niezbędna jest rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej.

*Poniżej przedstawiono koncepcję dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego, rozbudowy połączeń transgranicznych oraz krajowej infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej gazu ziemnego. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **budowa Baltic Pipe**.*

\* \* \*

<sup>27</sup> Więcej w: *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego 2018-2027*, GAZ-SYSTEM S.A. 2017, *Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP)*, ENTSO-G 2017.

Zapewniający obecnie większość dostaw do Polski tzw. **kontrakt jamalski**<sup>28</sup> **przestanie obowiązywać z końcem 2022 r.**, dlatego działania mające na celu realną dywersyfikację źródeł dostaw muszą zostać zrealizowane przed rozpoczęciem roku gazowego 2022/2023<sup>29</sup>, aby zapewnić możliwość uniezależnienia od monopolistycznego sposobu kształtowania cen surowca. Obok działań infrastrukturalnych, ważne jest aby przedsiębiorstwa energetyczne kontynuowały działania, których celem jest **dywersyfikacja kontraktowa dostaw gazu ziemnego**.

**Dalsza dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw gazu** odbywać się będzie poprzez **rozbudowę możliwości importowych** oraz **rozbudowę połączeń z państwami sąsiadującymi**. Dzięki temu możliwe będzie utworzenie warunków do powstania na terenie Polski **centrum przesyłu i handlu gazem** dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich<sup>30</sup>, a także dostosowania infrastruktury do dynamicznie rozwijającego się popytu na gaz ziemny. Korzystne położenie geograficzne Polski uzasadnia plany uzyskania statusu kraju tranzytowego w zakresie przesyłu gazu na osiach wschód–zachód i północ–południe. Projekty te stanowią polski wkład w realizację koncepcji Trójmorza, której celem jest pogłębiona integracja państw w obszarze Morza Bałtyckiego, Adriatyckiego oraz Czarnego oraz priorytetowych w skali Unii Europejskiej- **korytarza gazowego północ-południe**<sup>31</sup> dla państw Europy Środkowo-Wschodniej (alternatywa dla korytarza wschód–zachód i zmniejszenie zależności od jednego dostawcy gazu) **oraz planu integracji energetycznej państw bałtyckich**.

**Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego** jest zależna przede wszystkim od zapewnienia możliwości jego importu. Polska strategia w tym obszarze składa się przede wszystkim z dwóch elementów:

- **budowa Baltic Pipe** – gazociągu, który ma na celu połączenie polskiej sieci przesyłowej ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym<sup>32</sup>. Na realizację tej inwestycji będzie składała się budowa połączeń Norwegia-Dania, Dania-Polska (podmorskie połączenie) oraz rozbudowa duńskiego systemu przesyłowego. Inwestycja zostanie zrealizowana do października 2022 r., umożliwiając import ok. 10 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego oraz eksport 3 mld m<sup>3</sup>.

rozbudowa możliwości importowych gazu ziemnego



3A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

- **rozbudowa terminalu LNG** – w związku z rozwojem globalnego rynku LNG podjęta została decyzja o rozbudowie terminalu do przepustowości (odbioru i regazyfikacji) 7,5 mld m<sup>3</sup> rocznie do 2021 r. (aktualne zdolności regazyfikacyjne wynoszą 5 mld m<sup>3</sup>/rok), a także o rozszerzeniu świadczonych z jego wykorzystaniem usług o bunkrowanie LNG, przeładunek LNG na statki i kolej do 2023 r. W perspektywie 2030 r. możliwe jest dalsze zwiększanie mocy regazyfikacyjnych terminalu, jeśli taka potrzeba wyniknie z analizy rynkowej.

Z uwagi na dynamiczny wzrost popytu na gaz ziemny w polskiej gospodarce oraz wysoki stopień zakontraktowania i wykorzystania terminalu w Świnoujściu, a także dostrzegając postępującą globalną rewolucję na rynku gazu LNG, celowym jest **umiejscowienie pływającego terminalu regazyfikacyjnego gazu ziemnego w Zatoce Gdańskiej** (FSRU, ang. *floating storage regasification unit*). Pierwszy etap, zapewniający przepustowość na poziomie co najmniej 4,5 mld m<sup>3</sup> powinien zostać oddany do użytkowania w 2025 r. Przyszła rozbudowa FSRU będzie uzależniona od rozwoju rynku w regionie i wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju. Zgodnie z przewidywaniami wzrost ten będzie wynikał z rozwoju kogeneracji opartej o gaz ziemny.

**Rozbudowa połączeń z państwami sąsiadującymi** wraz z rozwojem krajowej sieci przesyłowej i rozbudową magazynów gazu jest drugim elementem strategii dywersyfikacyjnej dostaw gazu ziemnego, co jednocześnie stworzy warunki do rozwoju rynku i wzrostu znaczenia Polski jako *regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym*. Aktualnie poza dostawami do terminala LNG do Polski trafia przede wszystkim gaz rosyjski przez Białoruś i Ukrainę, a

sprawne gazowe połączenia transgraniczne

<sup>28</sup> Podpisany w 1996 r. kontrakt na dostawy gazu ziemnego do Polski, zawarty między PGNiG a Gazprom.

<sup>29</sup> Rok gazowy trwa od 1 października do 30 września następnego roku.

<sup>30</sup> Zagadnienie *centrum* gazowego zostało opisane w kierunku 4, część B.

<sup>31</sup> Korytarz gazowy Północ-Południe połączy terminal LNG w Świnoujściu oraz Baltic Pipe, przez południową Polskę, Republikę Czeską, Słowację i Węgry z rynkami Europy Południowej w ramach koncepcji Trójmorza.

<sup>32</sup> Koncepcja połączenia systemu duńskiego i polskiego jest ujęta wśród celów polityki energetycznej UE w *Planie działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii* – BEMIP (ang. *Baltic Energy Market Interconnection Plan*).

także realizowane są dostawy z terytorium Niemiec i Czech. Dla zwiększenia możliwości importu i eksportu Polska będzie dążyć do **budowy lub rozbudowy połączeń ze:**

- **ze Słowacją** – do zdolności importu 5,7 mld m<sup>3</sup> i eksportu 4,7 mld m<sup>3</sup> rocznie (do 2021 r.),
- **z Litwą (GIPL)** – do zdolności importu 1,9 mld m<sup>3</sup> i eksportu 2,4 mld m<sup>3</sup> rocznie (do 2021 r.),

Ponadto **przygotowane zostały projekty nowych interkonektorów**, ale decyzja o ich budowie będzie zależała od uzgodnień z zagranicznymi partnerami oraz rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce:

- **z Czechami** – do zdolności importu 6,5 mld m<sup>3</sup> i eksportu 5 mld m<sup>3</sup> rocznie,
- **z Ukrainą** – do zdolności importu i eksportu 5 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Realizacja celów o charakterze transgranicznym musi być powiązana z **jednoczesną rozbudową sieci krajowej i infrastruktury magazynowej**. Dopiero tak rozwinięty system umożliwia (a) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania gazu i (b) równoważenie dostaw gazu ziemnego z zapotrzebowaniem na to paliwo. Realizowane inwestycje nie tylko odpowiadają na potrzeby strategiczne, ale zapewniają możliwości zaopatrzenia rosnącego rynku w surowiec.

Długość sieci przesyłowej gazu ziemnego wynosi blisko 12 000 km. Krajowa sieć przesyłowa musi umożliwiać pełne wykorzystanie infrastruktury importowej. Dlatego niezbędna jest **rozbudowa krajowego systemu przesyłowego gazu** – plan w perspektywie najbliższych lat (do 2022 r., z perspektywą 2029 r.) koncentruje się na rozwoju sieci:

**rozbudowa krajowej infrastruktury przesyłowej gazu**

- w zachodniej, południowej i południowo-wschodniej części Polski (*od Świnoujścia do połączeń z Czechami, Słowacją, Ukrainą*) – umożliwi to przesył gazu z terminalu LNG oraz sprowadzonego przez Baltic Pipe do odbiorców krajowych, jak również eksport do państw sąsiednich, a także import surowca z kierunku południowego od nowych dostawców;
- w północno-wschodniej części Polski (*do połączenia z Litwą*) – umożliwi rozwój gazyfikacji w tej części kraju, a także wzmocni integrację energetyczną państw bałtyckich z Europą kontynentalną.

Istotnym elementem rozwoju sieci krajowej jest również **rozbudowa i modernizacja w zakresie dystrybucji**. Aktualnie w Polsce ok. 65% gmin ma dostęp do gazu ziemnego, natomiast stopień gazyfikacji ulegnie zwiększeniu do ok. 77% w 2022 r. i w kolejnych latach powinien podlegać dalszemu wzrostowi zgodnie z potrzebami rynku. Szczególny nacisk został położony na likwidację tzw. *białych plam* – miejsc pozbawionych dostępu do surowca. W przypadku, gdy nie ma uzasadnienia dla budowy gazociągu, w celu zasilenia „wyspowych” stref dystrybucyjnych, realizowane będą projekty **wykorzystania stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG** (tzw. wirtualnych gazociągów LNG). Alternatywnie strefy te mogą być zasilane biometanem (biogaz oczyszczony i uzdatniony do jakości gazu ziemnego) z lokalnych biogazowni, jeśli w regionie istnieje potencjał jego produkcji.

**rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego**

Lokalny dostęp do gazu umożliwia wykorzystanie go w sektorze ciepłowniczym, transportowym i jako rezerwy dla energii ze źródeł odnawialnych, które są zależne od warunków atmosferycznych. Jednocześnie wykorzystywanie gazu i/lub odnawialnych źródeł energii – jako niskoemisyjnych źródeł ciepła – stanowi alternatywę dla indywidualnych kotłów na paliwa stałe niskiej jakości, tam gdzie nie jest możliwy dostęp do sieci ciepłowniczej<sup>33</sup>.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego bardzo istotna jest odpowiednia **pojemność podziemnych magazynów gazu (PMG)**. W magazynach utrzymywane są zapasy gazu ziemnego. Gaz ziemny z systemu magazynowego służy m.in. zaspokajania szczytowego zapotrzebowania na ten surowiec, jak również pozwala na zapewnienie dostaw podczas awarii i przerw w jego dostawach. Może on służyć ponadto do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych. Obecna łączna pojemność siedmiu podziemnych magazynów gazu wysokometanowego (PMG) wynosi blisko 3 mld m<sup>3</sup>, co stanowi blisko 1/6 rocznego krajowego zużycia,

**rozwój magazynowania gazu ziemnego**

<sup>33</sup> Patrz: kierunek 7.

a zróżnicowane położenie geograficzne istniejących magazynów<sup>34</sup> to niewątpliwym atutem umożliwiającym elastyczność systemu gazowego. W celu dalszego wzrostu bezpieczeństwa energetycznego celowe jest **prowadzenie dalszej rozbudowy PMG do poziomu min. 4 mld m<sup>3</sup>** do sezonu zimowego 2030/2031 (wzrost o 1/3 pojemności) oraz **zwiększenie aktualnej maksymalnej mocy odbioru gazu z instalacji magazynowych** – z 48,7 mln m<sup>3</sup>/dobę do min. 60 mln m<sup>3</sup>/dobę (wzrost o ok. 1/4 mocy).

Inwestycje w infrastrukturę gazową mają duże znaczenie gospodarcze, jednakże aktualne uregulowania odnoszące się do procesu inwestycyjnego wpływają na jego długotrwałość oraz wzrost nakładów. Z tego względu konieczne jest zapewnienie otoczenia regulacyjnego zachęcającego do inwestycji w rozbudowę infrastruktury gazowej. Zapewni to opracowanie **kompleksowej regulacji procesu inwestycyjnego oraz przyjęcie przez URE modelu taryfowania wieloletniego**, które wpłynie na lepszą przewidywalność procesu inwestycyjnego oraz redukcję ryzyk.

zachęty inwestycyjne

Należy także zauważyć, że przyjęte przez Unię Europejską rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu wprowadziło **nową organizację systemu bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie regionalnym**. Kolejne lata oznaczają konieczność **przygotowywania dokumentów – planów i ocen ryzyka** – w oparciu o prawodawstwo unijne, których celem będzie zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania europejskich systemów gazowych. Dokumenty te będą podlegać aktualizacji co 4 lata.

bezpieczeństwo dostaw na poziomie regionalnym














WYMIAR  
TERYTORIALNY

Działania dywersyfikacyjne w zakresie dostaw gazu ziemnego mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw do kraju, a następnie do odbiorców, do czego niezbędna jest właściwie rozbudowana sieć wewnętrzna. Wewnętrzne inwestycje infrastrukturalne podążają za obecnym i potencjalnym popytem, ale także mają na celu zwiększenie równomierności pokrycia kraju infrastrukturą gazową, tak aby wyeliminować tzw. *białe plamy* dostępu do gazu ziemnego – w szczególności w rejonie Polski północno-wschodniej.

Kluczowe w tym zakresie są zmiany kierunków przepływu gazu z kierunku wschodniego na zachód na z kierunku północnego na południe. Zwiększenie zasięgu terytorialnego dostępu do sieci gazowej przełoży się to nie tylko na potencjał rozwoju gospodarczego danego regionu, ale także wpłynie na możliwość ograniczania niskiej emisji.

<sup>34</sup> PMG gazu ziemnego wysokometanowego zlokalizowane są w południowo-zachodniej (Wierzchowice) i południowo-wschodniej części kraju (Swarzów, Brzeźnica, Strachocina, Husów w okolicach Tarnowa i Sanoka), w centralnej Polsce (Mogilno) oraz na północy (Kosakowo w okolicach Gdańska).

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 3A.1. Zapewnienie kontraktowej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego	2022	spółki gazowe
 3A.2. Zapewnienie możliwości importu gazu ziemnego poprzez budowę Baltic Pipe – połączeń Norwegia-Dania oraz Dania-Polska wraz z rozbudową systemów przesyłowych w Danii i w Polsce	2022	OSPg
 3A.3. Zapewnienie możliwości importu gazu ziemnego poprzez zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminalu LNG w Świnoujściu do wielkości 7,5 mld m <sup>3</sup> rocznie oraz zwiększenie elastyczności pracy i wprowadzenie nowych funkcjonalności (ew. dalsza rozbudowa zależna od analiz rynkowych)	2021 / 2023 (2030)	Polskie LNG S.A., OSPg
 3A.4. Rozbudowa/budowa połączeń gazowych z państwami sąsiadującymi – Słowacją, Litwą, Czechami i Ukrainą	2022	OSPg
 3A.5. Budowa pływającego terminalu regazyfikacyjnego LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej	2025	OSPg
 3A.6. Rozbudowa gazowej sieci przesyłowej: – w zachodniej, południowej Polsce – możliwość transportu gazu z terminalu LNG i Baltic Pipe; – w północno- wschodniej Polsce – wzmocnienie integracji z państwami bałtyckimi	2022 (2029)	OSPg
 3A.7. Rozbudowa dystrybucji gazowej – redukcja <i>białych plam</i> , wzrost odsetka zgazyfikowanych gmin z 65% do 77% w 2022 r. i wzrost w kolejnych latach poprzez: – rozbudowę i modernizację gazowej sieci dystrybucyjnej, – wykorzystanie stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG	2022	OSDg
 3A.8. Rozbudowa PMG do poziomu całkowitej pojemności min. 4 mld m <sup>3</sup> oraz mocy odbioru gazu z tych instalacji do poziomu min. 60 mln m <sup>3</sup> /dobę.	2030	PGNIG S.A., OSMg, OSPg
 3A.9. Zapewnienie otoczenia regulacyjnego zachęcającego do inwestowania w rozbudowę infrastruktury gazowej (taryfa wieloletnia, usprawnienie procesu inwestycyjno-budowlanego)	2021	MliR, ME, URE
 3A.10. Przygotowanie ocen ryzyka i planów w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu na podstawie rozporządzenia 2017/1938 (następnie aktualizacja co 4 lata)	2020	ME, OSPg

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## **CZĘŚĆ B) Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury ropy naftowej i paliw ciekłych<sup>35</sup>**

Ze względu na ograniczenia w dostępie do krajowych zasobów ropy naftowej (surowiec wydobywany w kraju pokrywa tylko niewielki zakres potrzeb rynku – 4%), z punktu widzenia Polski kluczowe jest działanie w kierunku dywersyfikacji dostaw oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw ciekłych. Jeszcze w 2014 r. udział dostaw ropy naftowej z Rosji do polskich rafinerii przekraczał 90% całkowitego przerobu tego surowca (zużycie krajowe w 2014 r. – ok. 24 mln t). Od 2015 r. zaobserwować można wyraźną zmianę struktury importu ropy naftowej do Polski, która możliwa była dzięki zmianom układów sił na rynkach międzynarodowych, jak również dzięki działaniom handlowym spółek sektora naftowego. W ostatnich latach Polska zwiększyła import surowca z takich kierunków jak Arabia Saudyjska, Norwegia i Stany Zjednoczone. Mimo że dostawca rosyjski nadal ma pozycję dominującą w kształtowaniu cen surowca, to niewątpliwie zróżnicowanie kierunków i źródeł dostaw ropy naftowej pozytywnie wpływa na koszty zakupu tego surowca i pozycję negocjacyjną polskich spółek.

**Dalsza dywersyfikacja importu ropy naftowej wymaga przede wszystkim rozwiniętej i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej**, tak by zapewnić możliwość zwiększenia importu surowca drogą morską. Aktualny stan sieci rurociągów i pojemności magazynowych pozwala na obsłużenie bieżących potrzeb, jednakże w perspektywie dalszego rozwoju rynku konieczne jest zapewnienie możliwości **zwiększenia poziomu magazynowania i separacji różnych gatunków ropy** importowanej drogą morską oraz sprawnego i bezpiecznego przesyłu do rafinerii w Płocku. Celem nadrzędnym jest zapewnienie (a) nieprzerwanych dostaw ropy naftowej do polskich rafinerii oraz (b) zaopatrzenia rynku w paliwa ciekłe na poziomie zapewniającym jego normalne funkcjonowanie w sytuacji kryzysowej.

*Poniżej przedstawiona została koncepcja dywersyfikacji kierunków i dostaw ropy naftowej poprzez rozbudowę infrastruktury przesyłowej i magazynowej ropy naftowej oraz paliw ciekłych. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego**.*

\* \* \*

**Infrastruktura przesyłowa ropy naftowej** składa się z trzech odcinków – dwóch odcinków rurociągu „Przyjaźń” oraz Rurociągu Pomorskiego (łącznie ok. 890 km). Trzy nitki Odcinka Wschodniego rurociągu „Przyjaźń” umożliwiają import ropy z kierunku wschodniego (56 mln t/rok) do rafinerii w Płocku, a następnie rurociągiem Pomorskim do rafinerii w Gdańsku (27 mln t/rok). Rurociąg Pomorski ma charakter rewersyjny, dlatego możliwy jest także przesył do Płocka surowca importowanego drogą morską (30 mln t/rok). Dwunitkowy Odcinek Zachodni rurociągu „Przyjaźń” służy zaopatrywaniu w ropę naftową rafinerii niemieckich i umożliwia tłoczenie ropy z/do największego w Polsce magazynu ropy w Górze oraz transport na zachód surowca wydobywanego z polskich złóż i.

**rozbudowa infrastruktury przesyłowej ropy naftowej**

Rurociąg Pomorski – mimo charakteru rewersyjnego – jest najsłabszym ogniwem systemu przesyłu ropy. Arteria zbudowana jest tylko z jednej nitki, co oznacza, że w przypadku awarii nie ma alternatywnej drogi transportu na tym strategicznym odcinku. Ponadto ze względu na dwukierunkowość rurociągu występuje problem rywalizowania o przepustowość między rafineriami w Płocku i Gdańsku. Jednocześnie tak ograniczona przepustowość uniemożliwia zwiększenie wykorzystania surowca importowanego drogą morską, za pośrednictwem Naftoportu w Gdańsku. To właśnie **wzrost znaczenia dostaw ropy drogą morską** ma kluczowe znaczenie dla dywersyfikacji dostaw surowca do polskich rafinerii. Z tego względu PERN S.A. uwzględnił w swoich planach inwestycyjnych **budowę drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego** do 2023 r. Zasadność realizacji tej inwestycji została potwierdzona w 2019 r. przez wystąpienie zanieczyszczenia ropy naftowej przesyłanej rurociągiem „Przyjaźń” szkodliwymi dla rafinerii chlorkami organicznymi. W związku z czasowym wstrzymaniem dostaw ropy drogą lądową ze wschodu, rafineria w Płocku sprowadzała surowiec wyłącznie drogą morską, w pełni wykorzystując istniejącą nitkę Rurociągu Pomorskiego. Gdyby istniała druga nitka, zanieczyszczona ropa naftowa mogłaby być równolegle tłoczona na północ w celu oczyszczenia systemu przesyłowego z niespełniającej norm jakościowych surowca, a także możliwy byłby przesył ropy naftowej z magazynu Góra i baz PERN S.A. w Miszewku Strzałkowskim i Adamowie do rafinerii w Gdańsku.

**3B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP**

Paliwa powstałe w rafineriach w wyniku przerobu ropy naftowej transportowane są w różne części Polski rurociągami, koleją, transportem kołowym – w zależności od dostępności – jednym ze środków lub transportem łączonym. Najbezpieczniejszym i najefektywniejszym sposobem jest transport rurociągowy, ale

**rozbudowa infrastruktury przesyłowej paliw ciekłych**

<sup>35</sup> Patrz też: *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym*, 2017.

opłacalność budowy arterii jest zależna od popytu. **Sieć rurociągów produktowych** (ponad 935 km) ma charakter koncentryczny, umożliwi przesył paliw z rafinerii w Płocku w kierunku Warszawy, Poznania oraz Górnego i Dolnego Śląska, czyli regionów o najwyższym zapotrzebowaniu.

Nitka w kierunku Górnego Śląska sięga jednak tylko do okolic Częstochowy (Boronów), co wymusza transport łączony na stosunkowo dużą skalę ze względu na wysoką konsumpcję paliw w tym regionie. Aby wykorzystać potencjał gospodarczy i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw paliw w tym regionie, PERN S.A. przystąpił do budowy **dodatkowego odcinka Boronów-Trzebinia, stanowiącego przedłużenie rurociągu Płock-Koluszki-Boronów**. Dalszy rozwój rurociągów paliwowych będzie realizowany zgodnie z zapotrzebowaniem rynku i na warunkach rynkowych.

Trzecim elementem strategicznym w zakresie infrastruktury paliwowej jest **baza magazynowa ropy naftowej i paliw ciekłych**. Z jednej strony magazyny mają zapewniać ciągłość procesu technologicznego tłoczenia ropy (fizyczna dostępność przez 90 dni), z drugiej umożliwić magazynowanie zapasów handlowych i interwencyjnych<sup>36</sup>. Wreszcie możliwość separacji różnych gatunków ropy ma kluczowe znaczenie dla realnej dywersyfikacji dostaw ropy. W posiadaniu trzech podmiotów znajduje się blisko 8,4 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowej ropy oraz 5,6 mln m<sup>3</sup> paliw, dość równomiernie rozlokowanej w kraju.

rozbudowa bazy magazynowanej ropy naftowej i paliw ciekłych

Aby zapewnić techniczne możliwości zróżnicowania źródeł dostaw ropy (tym samym zróżnicowanej gatunkowo) do krajowych rafinerii konieczna jest rozbudowa naziemnej infrastruktury magazynowej. Najistotniejszym zadaniem w tym zakresie jest **zwiększenie aktualnej zdolności magazynowej bazy w Górkach Zachodnich** (koło Gdańska) oraz **rozbudowa Terminala Naftowego w Gdańsku**. PERN S.A. przystąpił do rozbudowy tych pojemności łącznie o 0,6 mln m<sup>3</sup>, tj. do poziomu ok.

1,9 mln m<sup>3</sup> w perspektywie 2020 r. Konieczne będzie także odpowiednie dopasowanie pojemności magazynowych produktów naftowych do rozwijającego się rynku paliw ciepłych. Dla zapewnienia sprawnej dystrybucji zapasów interwencyjnych w czasie kryzysu istotne jest zapewnienie ich alokacji w pobliżu głównych regionów charakteryzujących się największym zużyciem paliw. W tym celu PERN S.A. prowadzi program inwestycyjny budowy 0,222 mln m<sup>3</sup> pojemności w swoich bazach paliwowych.

Rynek paliwowy ma charakter liberalny, dlatego dla zapewnienia odpowiednich podstaw dla decyzji inwestorskich niezwykle istotne jest zapewnienie właściwego prognozowania potrzeb sektora rafineryjnego. W tym celu Agencja Rezerw Materiałowych (ARM) od 2020 r. będzie cyklicznie (co 2 lata) **opracowywać prognozy krajowego zapotrzebowania na pojemności magazynowe** dla zapasów interwencyjnych i handlowych paliw i ropy naftowej na okres 10 lat.

wdrożenie cyklicznego prognozowania potrzeb

Należy zauważyć, że uniezależnienie od dostaw surowca z jednego kierunku można osiągnąć także w następstwie **niezwiększenia popytu** na to paliwo, na co wpłynie rozwój rynku paliw alternatywnych tj. zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG, LPG, CNG (gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. *compressed natural gas*), wodoru, paliw syntetycznych, czy energii elektrycznej w transporcie. Pewien obszar rynku mogą obsłużyć także biokomponenty stosowane w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych<sup>37</sup>.







Działania dywersyfikacyjne mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw wszystkim odbiorcom w kraju, do czego niezbędna jest rozbudowa infrastruktury wewnętrznej. Rozwój infrastruktury naftowej i paliwowej skorelowany jest z popytem na produkty naftowe oraz z możliwością wydłużania już istniejących rurociągów, które wychodzą z głównego ośrodka rafineryjnego do głównych ośrodków gospodarczych w kraju. Modernizacja i rozbudowa infrastruktury ma umożliwiać w szczególności dostęp do paliw ciekłych dużym ośrodkom przemysłowym, aby zapewnić wykorzystanie potencjału gospodarczego danego regionu.



	Działania	Termin	Odpowiedzialni
--	-----------	--------	----------------

<sup>36</sup> Patrz: kierunek 4, część C.

<sup>37</sup> Patrz: kierunek 4, część B i część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

 	3B1 .	Rozbudowa infrastruktury przesyłowej ropy naftowej – budowa drugiej nitki naftowego rurociągu Pomorskiego	2023	PERN S.A.
  	3B. 2.	Rozbudowa infrastruktury przesyłowej paliw ciekłych – przedłużenie rurociągu paliwowego Płock-Koluszki-Boronów poprzez budowę odcinka Boronów-Trzebinia	2021	PERN S.A.
  	3B. 3.	Zwiększenie zdolności magazynowej Terminala Naftowego w Gdańsku oraz bazy w Górkach do poziomu 1,9 mln m <sup>3</sup> w 2020 r.	2020	PERN S.A.
	3B. 4.	Przygotowanie prognozy krajowego zapotrzebowania na pojemności magazynowe dla zapasów interwencyjnych i obrotowych paliw i ropy naftowej na okres 10 lat i jej aktualizacja co 2 lata.	2020-2040	ARM
	– bezpieczeństwo energetyczne,			– konkurencyjność gospodarki,
				– ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## KIERUNEK 4. Rozwój rynków energii

CEL: w pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ciekłych

Sektor energii w ostatnich kilkudziesięciu latach uległ znacznemu urynkowieniu. Na rynku energii funkcjonuje coraz więcej mechanizmów wpływających na kształt rynku oraz tworzenie cen. Rynek wymaga jednak regulacji z uwagi na to, że energia jest „towarem” warunkującym funkcjonowanie gospodarki i społeczeństwa. W skrajnych przypadkach niepożądane działania poszczególnych uczestników rynku energii mogłyby doprowadzić do zakłóceń na rynku energii skutkujących przerwami w dostawach energii do odbiorców końcowych lub znaczącym wzrostem cen energii, co stoi w sprzeczności z prymatem zapewniania **bezpieczeństwa energetycznego** i **konkurencyjności gospodarki**. Interwencje na rynku są niezbędne także ze **względów środowiskowych** – technologie niskoemisyjne ze względu na niedojrzałość ekonomiczną mogłyby być dyskryminowane na rynkach, przez co tempo zmniejszania wpływu energetyki na środowisko mogłoby okazać się niewystarczające do spełnienia potrzeby poprawy jakości powietrza oraz realizacji zobowiązań międzynarodowych, w tym klimatycznych.



Poniżej określona została koncepcja rozwoju rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz paliw ciekłych zgodnie ze specyfiką danego rynku.<sup>38</sup>

### CZĘŚĆ A) Rozwój rynku energii elektrycznej

Rynek energii elektrycznej rozpatrujemy z dwóch punktów widzenia – podmiotów sektora energetycznego oraz pozycji konsumenta. Rynek ulega przeobrażeniu ze względu na zmiany w otoczeniu, do których zaliczyć można budowę europejskiego jednolitego rynku energii, czy chęć udziału konsumentów w rynku. Istotne jest także poszukiwanie rozwiązań problemów w całym łańcuchu dostaw energii, jak np. zarządzanie popytem.

Poniżej omówione zostało wzmocnienie pozycji konsumentów oraz poprawa sytuacji niektórych grup odbiorców i uprządkowanie generalnych umów dystrybucji, a także zarządzania popytem, kwestia urynkowienia usług systemowych oraz zmiany w zakresie handlu energią elektryczną. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **przygotowanie i wdrażanie planu działań mających służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej**.

\* \* \*

Rozwój rynku energii elektrycznej wymaga **wzmocnienia pozycji konsumenta energii elektrycznej**. Zadania przewidziane w tym zakresie mają przynieść nie tylko rozwój aktualnych elementów rynku, ale także wykreować nowe rozwiązania, poszerzające obowiązujący model działania. Wiele z nich będzie wdrożonych w ciągu 3 najbliższych lat, zgodnie z dyrektywą w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej :

**wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej**

- **Poszerzenie polityki informacyjnej.** Konsument powinien mieć możliwość porównania ofert dostępnych na rynku, zaś informacja dołączona do rachunku powinna być szersza, ale ujęta w sposób klarowny.
- **Wyposażenie 80% gospodarstw domowych w inteligentne liczniki do 2028 r.** Są one kluczowym elementem umożliwiającym zarówno dostęp do danych i informacji, jak i świadome zużywanie energii. Ich instalacja jest skorelowana z budową inteligentnej sieci<sup>39</sup>.
- Wdrożenie inteligentnych sieci ma także duże znaczenie dla zwiększenia aktywności odbiorców końcowych. Oznacza to **umożliwienie odbiorcom podejmowania aktywnej roli na wszystkich rynkach**, czyli do wytwarzania energii elektrycznej w swoich domach, sprzedaży tej energii lub dzielenia w ramach wspólnoty energetycznej, świadczenia usług DSR (odpowiedź odbioru, ang. *demand side response*), magazynowania energii elektrycznej. Na rynku funkcjonują

<sup>38</sup> Segment ciepłownictwa ze względu na specyfikę skorelowaną z lokalnym pokryciem popytu został omówiony w oddzielnym kierunku.

<sup>39</sup> Patrz: kierunek 2, część A – rozwój inteligentnych sieci.

już prosumenci energii odnawialnej, którzy podejmują aktywne role, w dalszej kolejności zdefiniowany zostanie dostęp do rynku przez **obywatelskie wspólnoty energetyczne**<sup>40</sup>.

- Rozwój i upowszechnianie usług agregacji – **stworzenie agregatorom możliwości działania na zasadach równych innym podmiotom rynku** umożliwi skupianie podmiotów, które osobno mogą zaoferować niewielkie (z punktu widzenia całego KSE) wolumeny usług generacji i DSR. Dopiero skumulowane ilości mogą być atrakcyjne dla OSPe.

Uporządkowania wymaga także zagadnienie **generalnych umów dystrybucji** (GUD), które sprzedawcy energii zawierają z OSDe. Odbiorca zawiera umowę kompleksową obejmującą dystrybucję oraz sprzedaż energii. GUD umożliwiają zmianę sprzedawcy energii, co wpływa na poprawę konkurencyjności rynku. Dla pełnej konkurencyjności **wdrożony zostanie obowiązek zawierania umów z konsumentami wyłącznie na podstawie GUD** – z tego powodu wszystkie spółki dystrybucji powinny mieć podpisane umowy ze wszystkimi spółkami obrotu. Ponadto wdrożony zostanie obowiązek **zatwierdzania GUD przez URE**, które aktualnie podlegają jedynie uzgodnieniu.

uporządkowanie  
generalnych umów  
dystrybucji

Mając na uwadze znaczący udział kosztów energii elektrycznej w działalności przedsiębiorstw energochłonnych, szczególnie uwagę należy zwrócić na ochronę konkurencyjności tego podsektora na tle rynków globalnych. Oznacza to przede wszystkim **uwzględnienie wpływu obciążeń poszczególnych mechanizmów rynkowych** (tj. system wsparcia rozwoju OZE, wysokosprawnej kogeneracji, czy rynku mocy) na funkcjonowanie **przedsiębiorstw energochłonnych** przez odpowiednie zarządzanie ich kontrybucją w realizacji mechanizmów.

ochrona  
konkurencyjności  
przemysłu  
energochłonnego

Z punktu widzenia efektywności pracy całego krajowego systemu elektroenergetycznego należy dążyć do **wyplaszczenia dobowej krzywej zapotrzebowania na moc**<sup>41</sup>. Zasadniczą kwestią jest zmniejszanie różnicy między zużyciem średnim a zużyciem szczytowym, a także wzrost popytu w godzinach nocnych. Oprócz dopuszczenia odbiorców do rynków regulowanych oraz upowszechnienia usług agregacji użyteczne będzie zastosowanie poniższych rozwiązań:

zarządzanie popytem  
(wyplaszczenie dobowej  
krzywej  
zapotrzebowania)

- Jednym z narzędzi, które zostały wdrożone jest **taryfa antysmogowa**, która z jednej strony ma na celu ograniczanie problemu niskiej emisji, a z drugiej wypełnienie doliny nocnej zapotrzebowania<sup>42</sup>. W dalszej perspektywie zapewniona zostanie możliwość korzystania z **taryf dynamicznych** – w takiej taryfie konsument obniża swoje zapotrzebowanie, gdy cena jest najwyższa, a większa w dolinie popytu po dużo niższej cenie (koszt wytworzenia energii ma odzwierciedlenie w cenie zużycia w funkcji czasu). Wykorzystanie tego rozwiązania jest efektywne zwłaszcza w inteligentnych domach, gdzie pobór energii przez urządzenia sterowany jest automatycznie.
- **Rozwój technologii magazynowania energii**<sup>43</sup> – energia może być wytworzona niezależnie od zapotrzebowania, zaś wykorzystana wtedy, gdy popyt na nią jest największy, przez co jest również najdroższa. Potencjał regulacyjny mają zarówno magazyny elektryczne, zasobniki ciepła i chłodu przy ciepłowniach i elektrociepłowniach, jak również paliwa gazowe np. wodór, czy biogaz.
- **Rozwój elektromobilności**<sup>44</sup> – wdrożenie pojazdów napędzanych elektrycznie zwiększy globalne zużycie energii elektrycznej. Ładowanie pojazdów powinno odbywać się głównie nocą, dzięki czemu możliwe jest wydłużenie czasu pracy elektrowni podszczytowych, co wpływa na racjonalizację ich kosztów (przyczynią się do tego taryfy zachęcające do poboru energii nocą, tj. taryfa antysmogowa). Naładowane auta w godzinach szczytu zapotrzebowania na energię będą mogły przejmować rolę magazynów energii. Rozwój w branży pojazdów elektrycznych będzie miał duże znaczenie dla postępu w dziedzinie technologii magazynowania.

<sup>40</sup> Np. mieszkańcy bloku, na którym umieszczono panele fotowoltaiczne.

<sup>41</sup> Dobowy cykl zużycia energii elektrycznej w dniu roboczym charakteryzuje się wyższym zapotrzebowaniem na moc w ciągu dnia niż w nocy oraz występowaniem porannego i przedwieczornego szczytu zapotrzebowania.

<sup>42</sup> W ramach taryfy antysmogowej konsument otrzymuje preferencyjne stawki opłat za ogrzewanie elektryczne nocą (w godz. 22<sup>00</sup>-6<sup>00</sup>).

<sup>43</sup> Patrz: kierunek 2, część B – rozwój magazynowania energii i rekuperacji oraz rozwój inteligentnych sieci, kierunek 7 – rozwój ciepłownictwa sieciowego.

<sup>44</sup> Patrz: kierunek 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

- **Rozwój inteligentnych sieci**<sup>45</sup>, które umożliwią świadome wykorzystanie energii oraz efektywne zarządzanie siecią przez OSPe i OSDe.

Kolejnym elementem rozwoju rynku energii elektrycznej są działania w zakresie **urynkowienia usług systemowych**. W tym celu niezbędne jest stworzenie ram prawnych, które umożliwią lokalne bilansowanie spółkom dystrybucyjnym, a także stworzenie warunków do uczestniczenia w nim wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego, w tym wytwórców, odbiorców końcowych i dysponentów magazynów energii elektrycznej. Do tego konieczne będzie także zwiększenie kompetencji dystrybutorów w tym zakresie (w perspektywie 5 lat). Istotne znaczenie dla lokalnego bilansowania będzie mieć także rozwój klastrów energii<sup>46</sup>.

**urynkowienie usług systemowych**

W związku z **budową jednolitego europejskiego rynku energii**, a także z **zobowiązaniami wynikającymi z wdrożenia rynku mocy** zachodzą istotne zmiany w zakresie **handlu energią elektryczną**. Od lipca 2018 r. nie są stosowane inne limity ofert i cen na rynku dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB) niż wyznaczone w ramach *market coupling*, a od 2019 r. limity cen na rynku bilansującym (RB) są ustalone na poziomie nie niższym niż określony dla rynku dnia bieżącego. Wraz z pierwszym rokiem dostaw na rynku mocy (2021 r.) zakończona zostanie funkcjonowanie obecnych mechanizmów: (a) interwencyjnej rezerwy zimnej, (b) pracy interwencyjnej, (c) gwarantowanego programu DSR, (d) operacyjnej rezerwy mocy.

**jednolity rynek energii elektrycznej UE i zmiany w zakresie handlu**

Wdrożenie rozwiązań z zakresu jednolitego rynku energii elektrycznej wpłynie pozytywnie na konkurencję na rynku energii elektrycznej i w przyszłości powinno doprowadzić do wyrównania cen energii elektrycznej w UE. Istotne znaczenie w tym kontekście mają nowe wymagania dotyczące wykorzystywania transgranicznych połączeń przesyłowych, które wprowadza unijne rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii. Najpóźniej do końca 2025 r. **operatorzy systemów przesyłowych zobowiązani są do udostępniania min. 70% transgranicznych zdolności przesyłowych** (przy zachowaniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej). W związku z realizacją tego celu, państwa członkowskie muszą przyjąć środki umożliwiające wypełnienie tego obowiązku. Polska **przygotuje plan działań mający służyć realizacji wskazanego celu**.

**4A. PROJEKT STRATEGICZNY PEP**

**WYMIAR TERYTORIALNY**

Terytorialne ujęcie rynku energii elektrycznej odnosi się przede wszystkim do udziału w rynkach odbiorców, którzy w zależności od posiadanych możliwości mogą wytwarzać i sprzedawać energię, jak i świadczyć usługi DSR. W tym kontekście znaczenie mają lokalne wspólnoty energetyczne, wpływające na pokrycie lokalnych potrzeb, jak również agregatorzy, których działalność zależna jest od aktywności niewielkich podmiotów i sumarycznego potencjału oferowanych przez nich usług generacji i DSR w danym regionie.

<sup>45</sup> Patrz: kierunek 2, część B – rozwój magazynowania energii i rekuperacji oraz rozwój inteligentnych sieci.

<sup>46</sup> Patrz: kierunek 6.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4A. Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej: 1. – poszerzenie polityki informacyjnej dla konsumenta energii elektrycznej (stworzenie porównywarki ofert zakupu energii; uproszczenie informacji na rachunkach, dołączanie billingów);  – dopuszczenie odbiorców do rynków (generowanie energii, sprzedaż, usługi DSR);  – opracowanie zasad dostępu do rynku przez obywatelskie wspólnoty energetyczne;  – stworzenie agregatorom możliwości działania na zasadach równych innym podmiotom rynku	2021	URE, spółki obrotu energią, ME
 4A. Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej – wyposażenie do 2028 r. 80% gospodarstw domowych w inteligentne liczniki	2028	spółki dystrybucji
 4A. Ułatwienie zmiany sprzedawcy energii – uporządkowanie w zakresie generalnych umów dystrybucji poprzez wdrożenie obowiązku:  – zawierania umów z konsumentami wyłącznie na podstawie GUD;  – zatwierdzania GUD przez URE	2020	ME, URE
 4A. Zapewnienie ochrony konkurencyjności przemysłu energochłonnego	–	MPiT, ME
 4A. Wyłączenie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc: 5 – zapewnienie możliwości korzystania z taryf dynamicznych,  – zapewnienie warunków rozwoju technologii magazynowania, elektromobilności, inteligentnych sieci ( <i>zadania w kierunku 2B, 4C, 7</i> )	2021	ME, spółki energetyczne, URE
 4A. Urynkowanie usług systemowych oraz zwiększenie kompetencji dystrybutorów w zakresie bilansowania oraz zapewnienie lepszych warunków do uczestniczenia w rynku wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego	2023	ME, spółki dystrybucji
 4A. Wprowadzenie zmian w zakresie handlu energią elektryczną (dot. m.in. limitów cen, mechanizmów interwencyjnych)	2021	OSPe, ME, TGE
 4A. Przygotowanie planu działań w zakresie realizacji celu udostępniania 70% transgranicznych zdolności przesyłowych do końca 2025 r.	2019	OSPe, ME, URE

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko\_

## CZĘŚĆ B) Rozwój rynku gazu ziemnego

Rozwój rynku gazu ziemnego należy rozpatrywać w kilku aspektach – od liberalizacji rynku, przez rozwój rynku giełdowego, **po wzrost zużycia gazu ziemnego** oraz wdrożenie idei *regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym*. Działania mają na celu przede wszystkim zapewnienie warunków konkurencyjnego kształtowania się cen, ale także wykorzystania gazu ziemnego w innych postaciach i w innym niż dotychczas zastosowaniu.

*Poniżej omówione zostały zagadnienia dotyczące liberalizacji rynku gazu, wzmocnienia pozycji Polski na europejskim rynku gazu ziemnego oraz rozwój nowych segmentów wykorzystania gazu ziemnego. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **regionalne centrum przesyłu i handlu gazem (tzw. hub gazowy)**.*

\* \* \*

W ostatnich latach podjęto szereg działań sprzyjających **rozwojowi konkurencji na polskim rynku gazu ziemnego**. W 2013 r. wprowadzony został obowiązek sprzedaży za pośrednictwem giełdy 30% oferowanego rynkowi wolumenu, stopniowo zwiększany osiągnął poziom 55% od 2015 r. Sukcesywnie rozwijane instrumenty giełdowe oraz wspomniane oblige giełdowe stworzyło podwaliny do utworzenia płynnego, hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce oraz urealniło prawo odbiorcy do zmiany sprzedawcy. Trend zwiększenia konkurencji na rynku powinien być kontynuowany, zarówno na poziomie rynku hurtowego, jak i rynku detalicznego.

Drugim istotnym elementem liberalizacji rynku gazu ziemnego jest znoszenie obowiązku urzędowego zatwierdzania cen gazu ziemnego dla poszczególnych podmiotów. W 2017 r. zniesiono taryfy cenowe dla dużych przedsiębiorstw i wszystkich odbiorców poza odbiorcami w gospodarstwach domowych. Ceny gazu ziemnego (obrot) dla ostatniej grupy tj. **gospodarstw domowych zostaną uwolnione z obowiązku taryfowego z początkiem 2024 r.** Zakończenie deregulacji oraz dywersyfikacja źródeł dostaw<sup>47</sup> umożliwią dalszy rozwój warunków dla tworzenia konkurencji, które powinny przełożyć się na lepsze warunki dla odbiorców.

**liberalizacja rynku gazu ziemnego**

Duże znaczenie dla funkcjonowania krajowego rynku gazu ziemnego ma stworzenie warunków do powstania w Polsce **regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich**. Przedsięwzięcie wymaga przede wszystkim budowy Baltic Pipe i rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu oraz połączeń z państwami sąsiadującymi, ale niemniej ważna jest część regulacyjna i transakcyjna, dlatego niezbędne są **działania które pozwolą rozwinąć sferę usługowo-handlową** poprzez stworzenie atrakcyjnych warunków rynkowych i cenowych, zachęcających do korzystania z polskiej infrastruktury. Bardzo ważna jest także likwidacja obecnych barier w tym zakresie. Wzrost wolumenów gazu ziemnego przesyłanych przez terytorium Polski zwiększy płynność polskiego rynku gazu ziemnego oraz przyczyni się do obniżenia jednostkowych stawek za usługi świadczone przez OSPg, co pozwoli na zmniejszenie poziomu opłat dla odbiorców końcowych. Wprowadzono już kilka niezbędnych elementów jak oblige giełdowe, czy uruchomienie platformy obrotu zdolnościami przesyłowymi, **ale konieczny jest dalszy rozwój giełdy gazu ziemnego oraz platformy obrotu giełdowego**, na której możliwy będzie także handel na podstawie umów bilateralnych. Prawne, infrastrukturalne i handlowe podstawy do utworzenia *regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym* powinny być gotowe do końca 2022 r.

**silna pozycja Polski na europejskim rynku gazu ziemnego**

**4B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP – SOR PS.1(3)**

Rozbudowana infrastruktura umożliwia zainicjowanie dyskusji z państwami sąsiadującymi o potencjale **integracji regionalnej rynków gazu ziemnego**. Jednocześnie nowe warunki funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce nie mogą zmniejszyć bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do polskich odbiorców – w przypadku zakłóceń w zaopatrzeniu na rynku niezbędne jest **zabezpieczenie ciągłości dostaw do odbiorców chronionych**.

Kolejnym elementem mającym znaczenie dla rozwoju rynku gazu ziemnego jest **perspektywa wzrostu zużycia tego surowca**. Chodzi zarówno o wzrost ilości wykorzystywanego paliwa jak i zapewnienie dostępu do surowca oraz jego wykorzystanie w nowych zastosowaniach. Aktualnie gaz zużywany jest przede wszystkim przez przemysł i gospodarstwa domowe oraz innych drobnych odbiorców (w znacznie mniejszym stopniu przez energetykę i transport). Obok budowy

**nowe segmenty wykorzystania gazu ziemnego**

<sup>47</sup> Patrz: kierunek 3, część A.

energetycznych bloków gazowo-parowych, przyczyn wzrostu zużycia gazu ziemnego należy szukać w:

- **zwiększaniu dostępu do gazu ziemnego odbiorcom krajowym przez głębszą gazyfikację kraju**, a tym samym likwidację tzw. *białych plam* – OSD planują do 2022 r. osiągnięcie poziomu zgazyfikowania w ok. 77% polskich gminach (aktualnie 65%);
- **zwiększeniu wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG jako paliw alternatywnych w transporcie morskim i lądowym w Polsce i regionie Morza Bałtyckiego**<sup>48</sup>;
- **zwiększeniu wykorzystania gazu ziemnego w jednostkach wytwórczych rezerwowych dla odnawialnych źródeł energii oraz w systemach i jednostkach ciepłowniczych** – wrasta udział energii odnawialnej zależnej od czynników atmosferycznych, dla których potrzebna jest elastyczna rezerwa mocy. Atutem źródeł gazowych jest sterowalność – w ten sposób, mimo wyższego kosztu paliwa (w porównaniu do węgla), takie jednostki odnajdują swoje miejsce w systemie. Jednocześnie zapewniają one znacznie niższe poziomy emisji zanieczyszczeń.

Rynek energii ulega zmianom w kierunku wykorzystania nowych źródeł energii. Odpowiadając na te potrzeby, a także z uwagi na plany zwiększenia wykorzystywania w europejskich sieciach gazowych **gazów syntetycznych, biometanu i wodoru, operatorzy gazowi** muszą zaangażować się także w działalność badawczo-rozwojową w zakresie możliwości włączania tych gazów do sieci gazowych. Parametry techniczne istniejących sieci pozwalają tylko na niewielki udział w transportowanej mieszance gazów innych niż gaz ziemny, co utrudnia zwiększenie wykorzystywania powyższych gazów. Działania powinny być prowadzone w ścisłej współpracy operatorów z wytwórcami tych gazów, aby wzajemnie uwzględniane były zarówno parametry techniczne sieci, jak i jakościowe gazów.

**zwiększanie możliwości transportu gazów innych niż ziemny sieciami gazowymi**

Aktualny i perspektywiczny wzrost wykorzystania gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej przyczynia się do swego rodzaju łączenia sektora elektroenergetycznego i gazowego (tzw. *sector coupling*). Ze względu na rosnące współzależności między tymi sektorami niezbędne jest podjęcie działań przez operatorów OSPg i OSPe skutkujących **optymalizacją pracy systemów elektroenergetycznych oraz gazowych**, gdyż istniejące reguły pracy tych systemów nie zapewniają w pełni efektywnej współpracy między tymi sektorami.











**łączenie sektora gazowego i elektroenergetycznego**



Rynek gazu ziemnego w ujęciu terytorialnym należy rozpatrywać przede wszystkim pod kątem zapewnienia dostępu do surowca jak największej grupie odbiorców w kraju. Prowadzone działania mają na celu zapewnienie pokrycia obecnego i potencjalnego popytu na gaz ziemny oraz likwidację tzw. *białych plam* dostępu do gazu ziemnego, do czego przyczyni się nie tylko głębsza gazyfikacja, ale także wykorzystanie gazu w postaci LNG i CNG.<sup>49</sup>

<sup>48</sup> Patrz: kierunek 4, część C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

<sup>49</sup> Patrz też: kierunek 3, część A.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4B.1. Liberalizacja rynku poprzez zniesienie obowiązku urzędowego zatwierdzania cen gazu ziemnego (obowiązku taryfowego) ostatniej grupy odbiorców, tj. gospodarstw domowych od 2024 r.	2024	ME
 4B.2. Zapewnienie warunków regulacyjnych i transakcyjnych dla realizacji i <i>regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym</i>	2023	ME, OSPg, OSDg, OSM, TGE
 4B.3. Rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego poprzez rozwój strefy usługowo-handlowej w sferze obrotu gazem ziemnym, w tym giełdy gazu	2023	ME, TGE, OSPg
 4B.4. Zapewnienie możliwości zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego w nowych segmentach rynku poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>- głębszą gazyfikację kraju;</li> <li>- zwiększenie możliwości wykorzystania gazu w postaci LNG i CNG (<i>patrz działanie 4C.5</i>);</li> <li>- zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w ciepłownictwie oraz jako moc rezerwowa dla OZE</li> </ul>   	2023	OSPg, OSDg, ME, MF, MliR, sprzedawcy gazu
 4B.5. Prowadzenie działań badawczo-rozwojowych i analiza możliwości sieci i instalacji gazowych do transportu gazów syntetycznych, biometanu i wodoru	2025-2040	OSPg, OSDg, OSMg, instytuty badawcze
 4B.6. Zapewnienie efektywnej współpracy funkcjonowania systemu gazowego i systemu elektroenergetycznego ( <i>market/sector coupling</i> )	2021	OSPg, OSPe

 – bezpieczeństwo energetyczne,  – konkurencyjność gospodarki,  – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

### **Część C) Rozwój rynku produktów naftowych i paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności**

Rynek paliw jest stosunkowo stabilny i funkcjonuje sprawnie. Zapotrzebowanie na paliwa w Polsce w najbliższych latach będzie wzrastać, choć będzie to następować w sposób umiarkowany ze względu na zmianę struktury zapotrzebowania na energię w gospodarce. Kluczowym elementem zmiany jest wzrost wykorzystania paliw alternatywnych. Będzie się to przyczyniać do przechodzenia na gospodarkę niskoemisyjną celem redukcji emisji z transportu, ale jednocześnie oznaczać będzie ogromną presję na podmioty sektora rafineryjnego. Mimo rozwoju rynku paliw alternatywnych w niektórych zastosowaniach paliwa ropopochodne jeszcze przez długie lata będą stanowić dominujące źródło zaopatrzenia w segmentach: transport lotniczy, żegluga, ciężkie samochody transportowe. Dlatego konieczne jest zapewnienie odpowiednich warunków funkcjonowania oraz rozwoju tego rynku i konkurencyjności podmiotów na nim funkcjonujących.

*Poniżej omówione zostały zagadnienia dotyczące struktury właścicielskiej na rynku paliwowym, zapasów interwencyjnych, przejrzystości rynku, rozwoju rynku petrochemikaliów, jak również paliw alternatywnych, w tym elektromobilności i biokomponentów, które wpływają na zmniejszenie popytu na paliwa tradycyjne. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **rozwój elektromobilności**.*

\* \* \*

Role podmiotów na rynku paliwowo-rafineryjnym muszą być zgodne z ich celami i funkcjami.

**Działalność spółek rafineryjnych powinna być skoncentrowana na produkcji i obrocie paliwami** (działalność podstawowa), a pojemności magazynowe wykorzystywane do celów własnych (*aktualnie rafinerie posiadają istotną część infrastruktury magazynowej, co utrudnia kontrolę państwa w tym aspekcie*). Ma to znaczenie dla konkurencyjności sektora, a także zapewnia przewidywalność rynku i optymalne dostosowanie decyzji inwestycyjnych do faktycznych potrzeb rozwoju produkcji i obrotu paliwami. Posiadanie zbyt dużej części infrastruktury magazynowej przez spółki rafineryjne utrudnia prognozowanie potrzeb w tym zakresie przez inne podmioty, a tym samym może wpływać na niestabilność rynku, dlatego **pełną kontrolę nad aktywami kluczowymi dla bezpieczeństwa paliwowego w zakresie transportu rurociągowego oraz magazynowego ropy i paliw ciekłych oraz za budowę pojemności kawernowych dla ropy i paliw**, musi pełnić spółka Skarbu Państwa.

**uporządkowanie struktury właścicielskiej segmentów rynku paliwowego**

W celu optymalnej organizacji budowy i wykorzystania powstających podziemnych pojemności magazynowych (kawern) na węglowodory (ropa, paliwa ciekłe i gaz ziemny) oraz skoordynowania związanej z tym gospodarki solankowej za realizację **budowy pojemności kawernowych** wyznaczony został operator gazociągów przesyłowych<sup>50</sup>.

Dla efektywnego funkcjonowania spółek paliwowych niezbędne jest także **zoptymalizowanie** ich kluczowych działań – **przerobu i dystrybucji**. Spółki muszą dostosowywać się do otoczenia, co oznacza rozbudowę sieci detalicznej, poszukiwanie nowych produktów i realizację nowych projektów, w tym także w zakresie paliw alternatywnych (od energii elektrycznej, przez LNG, CNG po wodór i paliwa syntetyczne), usług ( w tym bunkrowania statków w portach morskich). Rozwijanie nowych segmentów rynku umożliwia skorzystanie z konkurencyjnej przewagi pierwszeństwa. Ponadto dla zwiększenia pozycji na rynku międzynarodowym **połączone zostaną dwa największe podmioty sektora paliwowego**.

W 2014 r. zmianie uległ system tworzenia i utrzymywania **zapasów interwencyjnych** ropy naftowej i paliw ciekłych. Obok zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez przedsiębiorców utworzono nową kategorię zapasów tzw. *zapasy agencyjne* tworzone i utrzymywane przez Agencję Rezerw Materiałowych, a finansowane przez przedsiębiorców poprzez *opłatę zapasową*. Dla skutecznej interwencji na rynku paliwowym, w przypadku zakłóceń

**utrzymanie zapasów interwencyjnych**

w zaopatrzeniu na rynku, konieczne jest **utrzymywanie w pojemnościach magazynowych zapasów interwencyjnych** (w ilości odpowiadającej co najmniej iloczynowi 90 dni i średniego dziennego przywozu netto ekwiwalentu ropy naftowej w poprzednim roku kalendarzowym). Jednocześnie poszczególne szczeble prowadzenia działań posiadają **procedury interwencyjne**, zgodnie z zobowiązaniami członkowskimi UE i Międzynarodowej Agencji Energii, jednak ze względu na zmieniające się uwarunkowania rynkowe i rozwój technologii umożliwiające sprawniejszy monitoring bezpieczeństwa dostaw oraz bardziej efektywną interwencję na rynku będą one **wymagać systematycznego przeglądu i aktualizacji**.

<sup>50</sup> Patrz też: *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, 2017.*

Ambitne plany dotyczące przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, w tym ograniczenie emisyjności transportu, będzie dla podmiotów sektora rafineryjnego znaczącym wyzwaniem. Nie podważając dążenia do rozwoju rynku paliw alternatywnych należy podkreślić,

iż w niektórych zastosowaniach paliwa ropopochodne w średnio- i długoterminowej perspektywie utrzymają swoją istotną rolę. Kluczowe dla konkurencyjności gospodarki będzie więc **zapewnienie w okresie przejściowym optymalnych warunków funkcjonowania sektora paliwowego**, przez ograniczenie i uproszczenie obciążeń administracyjnych.

**ograniczenie obciążeń administracyjnych, przejrzystość rynku, likwidacja szarej strefy**

Uszczelnienie systemu podatkowego i zmiana systemu monitorowania w 2016 r. przyczyniło się do dużej redukcji problemu szarej strefy na rynku paliw. Dla pełnej przejrzystości rynku kontynuowane będą działania mające na celu efektywne monitorowanie wszystkich segmentów rynku paliw, dlatego utworzona zostanie **platforma paliwowa** zapewniająca integrację danych dotyczących rynku paliwowego, zbieranych aktualnie przez różne instytucje. Platforma powinna być w pełni funkcjonalna w perspektywie 5 lat.

Należy zwrócić uwagę, że popyt na produkty naftowe będzie napędzany także **wzrostem konsumpcji petrochemikaliów**, w tym tych będących pochodnymi nafty uzyskiwanej w rafinerii, co wynika z większego wykorzystania w procesach produkcyjnych, nowych zastosowań np. w systemach termoizolacyjnych, w budownictwie, przewidywanego zwiększenia roli tworzyw sztucznych oraz wykorzystania drukarek 3D. W celu zaspokojenia rosnącego popytu oraz wykorzystania szans rynkowych **zwiększane będą moce produkcyjne w obszarze olefin, fenolu i aromatów**.

**rozwój rynku petrochemikaliów**

Dążenie do przechodzenia na gospodarkę niskoemisyjną to ogromne wyzwanie dla wciąż wzrastającego sektora transportowego. Z tego względu działania realizowane są wielotorowo. Zmianom ulegają pojazdy, rozwija się produkcja niskoemisyjnych paliw płynnych, ponadto na rynku pojawiają się paliwa alternatywne. Wszystkie te działania wymagają inwestycji oraz wsparcia regulacyjnego, które stworzy odpowiedni grunt pod rozwój i wdrażanie innowacyjnych technologii i rozwiązań. Równie istotne jest także informowanie społeczeństwa o korzyści płynących z innowacji w sektorze, co powinno skutkować podnoszeniem świadomości społecznej.

W perspektywie do 2040 r. udział paliw tradycyjnych w transporcie nadal będzie miał dominujące znaczenie. Dlatego celowe jest zapewnienie w okresie przejściowym warunków dla rozwoju technologii pozwalających na **ograniczenie emisyjności produkcji i zużycia paliw tradycyjnych**. Ponieważ rynki państw członkowskich UE nie są wyizolowane konieczna jest współpraca na poziomie UE na rzecz zapewnienia kompleksowych ocen wpływu proponowanych zmian na poszczególne branże (w tym sektor rafineryjny) oraz wypracowania rozwiązań optymalnych dla gospodarki europejskiej i gospodarek państw członkowskich UE. Ważnym jest zapewnienie wsparcia i równych szans dla wszystkich obiecujących technologii.

**ograniczenie emisyjności paliw tradycyjnych**

Nie tylko dla ograniczenia emisyjności, ale także w celu zmniejszenia uzależnienia od importu, rynek będzie się rozwijał w kierunku **wykorzystania paliw innych niż tradycyjne produkty rafineryjne** – tj. paliwa alternatywne (w tym wodór, gaz w postaci LNG i CNG oraz paliwa syntetyczne), biokomponenty oraz energia elektryczna wykorzystywana na cele transportowe.

W pierwszej kolejności należy odnieść się do najbardziej rozwiniętej części rynku paliw alternatywnych, czyli **wykorzystania biokomponentów w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych**. Mają one szczególne znaczenie ponieważ są odnawialnymi źródłami energii. W 2018 r. udział OZE w transporcie w Polsce wyniósł 3,6%, w całej UE – ok. 8%.<sup>51</sup>

**wykorzystanie biokomponentów i innych paliw odnawialnych**

<sup>51</sup> Udział OZE w transporcie w Polsce znacząco spadł w 2016 r. w wyniku ujawnienia szarej strefy, o której mowa powyżej.

Przyjęta w 2018 r. dyrektywa RED II wprowadziła obowiązek osiągnięcia **14% udziału OZE w transporcie w 2030 r.**, w tym co najmniej 3,5% pochodzących z biopaliw zaawansowanych (niespożywczych). W porównaniu do obowiązków na 2020 r. wynikających z przepisów poprzedniej dyrektywy OZE (RED I) oznacza to istotny wzrost zapotrzebowania na biokomponenty oraz energię elektryczną z OZE stosowaną w transporcie. Dodatkowe ograniczenia wprowadzone w dyrektywie RED II, takie jak limit wykorzystania surowców spożywczych (7% i wzrost maksymalnie o 1% w stosunku do poziomu z 2020 r.), zwiększenie wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z produkcji biopaliw, czy wskazany powyżej cel dla biopaliw zaawansowanych, wskazują na konieczność dokonania transformacji tego sektora w perspektywie kolejnych lat.

Należy zauważyć, że zwiększanie udziału OZE w transporcie sprawia trudności wielu państwom członkowskim UE, co spowodowane jest głównie: (1) niskim początkowym udziałem energii elektrycznej z OZE w transporcie, (2) ograniczonymi technologicznie możliwościami dodawania biokomponentów pierwszej generacji (tzw. *blending wall*), (3) wysokimi cenami i niską podażą biowęglowodorów ciekłych (np. co HVO lub HVO – uwodornione oleje roślinne, ang. *hydrated vegetable oil*), które można dodawać do paliw ciekłych w większych ilościach niż biokomponenty konwencjonalne (4) niedostateczną infrastrukturą paliwową umożliwiającą powszechne komponowanie paliw z biokomponentami.

W ramach realizacji celu w zakresie udziału OZE w transporcie na każdy rok określany jest **Narodowy Cel Wskaźnikowy (NCW), czyli minimalny udział paliw odnawialnych i biokomponentów** w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym. Szczegółowy podział realizacji celu na 2030 r. zostanie określony w późniejszym terminie, przy czym rozwojowi tego rynku w dalszej perspektywie służyć będzie:

- dążenie do maksymalizacji wykorzystania konwencjonalnych biokomponentów wytwarzanych z surowców spożywczych i paszowych, dodawanych do paliw ciekłych (konsekwentna polityka blendingu paliw E5/E10 oraz B7/B10) pozwalające wykorzystać istniejący krajowy potencjał surowcowy oraz produkcyjny estrów metylowych i bioetanolu do poziomu tzw. *blending wall*;
- dążenie do zwiększenia wykorzystania surowców odpadowych do wytwarzania biokomponentów oraz biogazu (biometanu) zużywanego w transporcie;
- poszukiwanie alternatywnych rozwiązań mających na celu: (1) upowszechnianie dostępnych technologii produkcji, wykorzystywanych w zbyt małej skali – np. oczyszczanie biogazu rolniczego do poziomu biometanu, przetwarzanie biomasy w procesie jej współwodornienia lub uwodornienia (2) udoskonalanie technologii niedostatecznie rozwiniętych, będących w fazie pilotażu – tj. w odniesieniu do biopaliw zaawansowanych, odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzących z recyklingu paliw węglowych.

Po 2020 r. na rynku pojawiać się będzie coraz więcej **nowych technologii wytwarzania biokomponentów**. Dla zapewnienia wysokiej jakości paliw oraz przejrzystości zasad obowiązujących producentów paliw i wytwórców biokomponentów procesy dotyczące koordynowania wdrażania nowych technologii i działania w zakresie certyfikacji jakościowej oraz potwierdzającej kryteria zrównoważonego rozwoju powinny być nadal **koordynowane** przez ministra właściwego ds. energii.

Ponadto mając na celu ograniczenie potencjalnych nadużyć w zakresie prawidłowości wykorzystania biokomponentów i innych paliw odnawialnych w transporcie po 2020 r. **wprowadzone zostaną instrumenty kontrolne** m.in. udział w budowie unijnej bazy danych umożliwiającej śledzenie ciekłych i gazowych paliw transportowych.


Wykorzystanie OZE w transporcie stanowi szansę na wykorzystanie krajowych zasobów biomasy. Z punktu widzenia konkurencji surowcowej między energetyką a przemysłem rolno-spożywczym oraz dla popularyzacji *gospodarki o obiegu zamkniętym* racjonalne jest zwiększanie wykorzystania biokomponentów pochodzenia odpadowego, choć aktualny poziom rozwoju technologicznego oraz trudności organizacyjne utrudniają ich wielkoskalowe wykorzystanie. Szczególnego znaczenia nabiera wykorzystanie biometanu na cele transportowe wytwarzanego m.in. z odpadów komunalnych i przemysłu rolno-spożywczego, a dla skuteczności zastosowania tej technologii istotne znaczenie będą mieć efekty badań w zakresie zwiększania możliwości transportu gazów innych niż ziemny sieciami gazowymi<sup>52</sup>.

Drugim elementem zmiany surowcowej na rynku paliw jest rozwój wykorzystywanych

rozwój elektromobilności  
i paliw alternatywnych

<sup>52</sup> Patrz: kierunek 4, część B - zwiększanie możliwości transportu gazów innych niż ziemny sieciami g

w transporcie **paliw alternatywnych** innych niż OZE<sup>53</sup>:

- **energia elektryczna (elektromobilność)** – choć technologia jej wykorzystania w transporcie jest dość słabo rozwinięta i nadal mało popularna, oczekuje się, że jej popularyzacja wpłynie nie tylko na rynek paliwowy, ale przyczyni się również ograniczeniu problemu niskiej emisji w miastach. Wsparty zostanie także rozwój technologii magazynowania energii, tak istotnych dla kształtu rynku energii elektrycznej. W celu rozwoju elektromobilności konieczna jest budowa infrastruktury, jak również rozwój mechanizmów zarządzania popytem, inteligentnych sieci oraz zwiększanie przepustowości sieci dystrybucyjnych<sup>54</sup>, niezbędnych do podłączania i obsługi punktów ładowania;
- 

**4C. PROJEKT STRATEGICZNY PEP**  
– SOR PS.3(1)
- **gaz ziemny w postaci skroplonej (LNG) oraz sprężonej (CNG)** – obecnie istnieją 24 publicznie dostępne stacje tankowania sprężonym gazem ziemnym (CNG), ale oczekuje się, że ekologiczne pojazdy napędzane CNG za kilka lat obejmą część rynku, choć mniejszą niż pojazdy elektryczne; wzrasta także zainteresowanie bunkrowania statków morskich LNG;
  - **wodór** – 1 kg wodoru umożliwia pokonanie dystansu ok. 100 km. Technologia wytwarzania i wykorzystania wodoru rozwija się dynamicznie, ale jej komercyjny wykorzystanie może być odsunięte w czasie. Konieczna będzie budowa infrastruktury do tankowania. Jednocześnie warto zauważyć, że wodór można wykorzystywać na wiele sposobów do celów energetycznych;
  - **paliwa syntetyczne** – otrzymywane z gazu ziemnego (*gas to liquid*), węgla (*coal to liquid*), biomasy, a także z tworzyw sztucznych (odpady komunalne). Paliwa te mogą być wykorzystywane przez pojazdy napędzane tradycyjnie, przy czym nie ma potrzeby budowy nowej infrastruktury.

Popularyzacja elektromobilności i pozostałych paliw alternatywnych nie tylko oddziałuje na ograniczenie popytu na paliwa naftowe, ale ma ogromne znaczenie dla poprawy jakości powietrza. Jest to szczególnie istotne w ośrodkach miejskich, gdyż transport jest jedną z głównych przyczyn zanieczyszczenia powietrza na terenach zurbanizowanych. Z tego powodu konieczna jest popularyzacja technologii zapewniających wysoki poziom redukcji emisji w sektorze transportu. Ich rozwój wymaga odpowiednio rozwiniętej infrastruktury, ale także istnienia regulacji prawnych określających funkcjonowanie rynku.

W 2018 r. przyjęta została ustawa o *elektromobilności i paliwach alternatywnych*, która ustanowiła ramy prawne funkcjonowania rynku elektromobilności i innych paliw alternatywnych w transporcie. Określony został zakres przepisów technicznych i cele dotyczące rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, ale także katalog instrumentów wsparcia finansowego (np. zwolnienia z akcyzy, korzystniejsze stawki amortyzacyjne) i niefinansowego (udogodnienia tj. możliwość poruszania się pojazdów elektrycznych po pasach drogowych dla autobusów, darmowe parkowanie w strefach płatnego parkowania dla pojazdów elektrycznych), które mają stymulować rozwój tego sektora. Dynamiczny rozwój tych technologii będzie podlegał regularnym przeglądom w ramach corocznej oceny realizacji celów określonych w *Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* wykonywanej przez ministra właściwego ds. energii, co stanowić będzie podstawę do uzupełniania przepisów dla kreowania właściwego wsparcia.

Kluczowe znaczenie w zakresie wsparcia finansowego budowy tej części rynku ma ustanowiony **Fundusz Niskoemisyjnego Transportu (FNT)**, z którego finansowane będą projekty związane z rozwojem elektromobilności oraz transportu opartego na paliwach alternatywnych (w tym ze źródeł odnawialnych). Zakres kwalifikowalnych projektów jest bardzo szeroki – wspierani mogą być zarówno przedsiębiorcy budujący infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych oraz do tankowania paliw alternatywnych, producenci ekologicznych środków transportu, jak i samorządy inwestujące w czysty transport publiczny, czy podmioty planujące zakup nowych zeroemisyjnych pojazdów.

Dla wzrostu wykorzystania paliw alternatywnych określono bardzo ambitne cele kierunkowe:

- w obszarze **elektromobilności** osiągnięcie następujących poziomów:

<sup>53</sup> Więcej w: *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, ME 2017; *Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce*, ME 2017. Biopaliwa ciekłe również należą do kategorii paliw alternatywnych jednakże ta część rynku jest na bardziej zaawansowanym etapie rozwoju. Ponadto jest kluczowym elementem w realizacji celów wykorzystania OZE w transporcie.

<sup>54</sup> Patrz też: kierunek 2, część B – rozbudowa w dystrybucji energii elektrycznej; rozwój magazynowania energii elektrycznej i rekuperacji oraz inteligentne sieci; kierunek 4, część A – wyplaszczanie dobowej krzywej zapotrzebowania.

*pojazdy elektryczne*: 1 mln w 2025 r.<sup>55</sup>;

*punkty ładowania* zainstalowane w ogólnodostępnych stacjach ładowania: 6 tys. punktów o normalnej mocy oraz 400 punktów o dużej mocy ładowania w 32 aglomeracjach w 2020 r. (emisja z transportu ma największe znaczenie w dużych ośrodkach miejskich);

- w obszarze **CNG i LNG** osiągnięcie następujących poziomów:

*pojazdy CNG*: 54 tys. w 2025 r.;

*punkty tankowania*: 70 CNG w 2020 r., 14 LNG i 32 CNG wzdłuż najważniejszych dróg (sieć bazowa TEN-T) w 2025 r.,

*punkty bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG)*: 4 największe porty – Gdańsk, Gdynia, Szczecin i Świnoujście: możliwość bunkrowania statków LNG do 2025 r., bunkrowanie również na terminalu LNG w Świnoujściu.

Ze względu na szerokie możliwości zastosowania oraz ogromne zainteresowanie, na szczególną uwagę zasługuje **produkcja i wykorzystanie wodoru** w transporcie i w pozostałych sektorach. Obecnie, wodor znajduje zastosowanie w przemyśle rafineryjnym, hutnictwie i przy wytwarzaniu nawozów, ale popyt na ten gaz ulegnie zwiększeniu, jeżeli możliwe będzie jego dodawanie do sieci gazowej i wykorzystanie w ogniwach paliwowych do wytwarzania energii elektrycznej. Dzięki temu, poza istniejącymi zastosowaniami można będzie go z powodzeniem wykorzystywać w sektorze transportowym (samochody, pojazdy ciężarowe, transport publiczny, żegluga, lotnictwo), ciepłowniczym i elektroenergetycznym (w ogniwach paliwowych i turbinach gazowych).

Ze względu na dotychczasowy brak opłacalności wykorzystania wodoru na cele energetyczne, technologia ta jest na niskim poziomie rozwoju. Jednakże ze względu na właściwości fizyczne wodoru (jest lekki, reaktywny, można go magazynować, ma wysoką zawartość energii na jednostkę masy), ekologiczny charakter (produktem jego spalania jest jedynie para wodna) oraz duże możliwości produkcyjne przedsiębiorstw w Polsce (obecnie ok. miliona ton rocznie), kwestia wykorzystania wodoru na cele energetyczne staje się punktem coraz powszechniejszego zainteresowania. Sytuacją pożądaną jest to, aby produkcja wodoru była w przyszłości realizowana przy wykorzystaniu OZE, także jako sposób zagospodarowania nadwyżek produkcji energii.









Pobudzeniu tego rynku służyć będą projekty badawcze, ale także wymiana dotychczasowych doświadczeń zainteresowanych podmiotów oraz stworzenie strefy regulacyjnej w odniesieniu do wykorzystania wodoru w sektorze transportu i energetyki. **Ramy prawne dla wykorzystania wodoru zostaną opracowane do 2021 r.**, tak aby rynek mógł się w pełni rozwinąć w perspektywie 2030 r.



Poziom rozwoju rynku produktów naftowych powinien odpowiadać na możliwość pokrycia popytu w całym kraju. Poza kwestiami organizacyjnymi istotnym aspektem jest zapewnienie odpowiedniego rozmieszczenia infrastruktury paliwowej<sup>56</sup>, w tym handlowych i interwencyjnych baz magazynowych, ale także rozwój gałęzi, które pokryją część popytu – od biokomponentów, po paliwa alternatywne i elektromobilność. Podsektory te będą się rozwijać na obszarze całego kraju, choć należy zaznaczyć, że wytwarzanie biokomponentów w głębszym stopniu oddziałuje na tereny wiejskie, a wykorzystanie elektromobilności będzie mieć szerszy wymiar w ośrodkach miejskich.

<sup>55</sup> Należy zwrócić uwagę, że liczba pojazdów elektrycznych zależy będzie od wielu czynników – postępu technologicznego w zakresie rozwoju i doskonalenia napędów elektrycznych, w tym zmiany w technologii produkcji baterii elektrycznych, co wpłynie na obniżenie ceny pojazdów elektrycznych. Ponadto rosnąca świadomość społeczna, trendy ekologiczne, większe zaangażowanie w walce o dobro środowiska mogą spowodować, że potencjalni użytkownicy pojazdów samochodowych będą w większym stopniu korzystali z transportu miejskiego lub form mobilności współdzielonej, takich jak *car-sharing* albo *car-pooling*, co może spowodować spadek liczby nabywanych pojazdów.

<sup>56</sup> Patrz więcej: kierunek 3, część B.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 4C.1. Uporządkowanie struktury właścicielskiej infrastruktury paliwowej: <ul style="list-style-type: none"> <li>– koncentracja spółek rafineryjnych na produkcji i obrocie paliwami,</li> <li>– objęcie przez państwo pełnej kontroli nad aktywami kluczowymi w zakresie transportu rurociągowego oraz magazynowania ropy i paliw,</li> <li>– budowa i zarządzanie pojemnościami kawernowymi na węglowodorowy oraz gospodarka solankowa koordynowana przez jedną spółkę</li> </ul>	2020	spółki rafineryjne, PERN S.A., OSPg, KPRM
 4C.2. Optymalizacja systemu zapasów i zwiększenie roli Prezesa ARM w utrzymywaniu zapasów interwencyjnych	2029	ME
 4C.3. Ograniczenie obciążeń administracyjnych sektora paliwowego oraz zapewnienie przejrzystości rynku paliw: <ul style="list-style-type: none"> <li>– redukcja zobowiązań sprawozdawczych,</li> <li>– utworzenie i zapewnienie pełnej funkcjonalności platformy paliwowej,</li> <li>– udoskonalenie przepisów dot. bunkrowania statków morskich</li> </ul>	2023	ME
 4C.4. Zwiększanie mocy produkcyjnych w obszarze petrochemii	2030	spółki rafineryjne
 4C.5. Zapewnienie warunków rozwoju technologii pozwalających na ograniczenie emisyjności produkcji i zużycia paliw tradycyjnych	–	ME
 4C.6. Zapewnienie warunków funkcjonowania i rozwoju rynku biokomponentów dla osiągnięcia celu 14% OZE w transporcie w 2030 r. poprzez dążenie do: <ul style="list-style-type: none"> <li>– maksymalizacji blendingu paliw ciekłych,</li> <li>– zwiększenia wykorzystania surowców odpadowych do produkcji biokomponentów,</li> <li>– poszukiwania alternatywnych rozwiązań w zakresie opanowanych oraz nowych technologii</li> </ul> zwłaszcza poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>– utrzymanie koordynacji wdrażania nowych technologii i działań w zakresie certyfikacji jakościowej przez ME,</li> <li>– wprowadzenie instrumentów kontroli dla prawidłowego wykorzystania biokomponentów</li> </ul>	–	ME, spółki realizujące NCW, inne podmioty
 4C.7. Zapewnienie warunków funkcjonowania i instrumentarium wsparcia rynku paliw alternatywnych, w szczególności: <ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>elektromobilności</b>,</li> <li>– CNG i LNG,</li> <li>– paliw syntetycznych w transporcie,</li> <li>– wodoru</li> </ul>	–	ME, OSDg, PGNIG S.A., Polskie LNG S.A.

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko,

## KIERUNEK 5. Wdrożenie energetyki jądrowej

CEL: obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz bezpieczeństwo pracy systemu

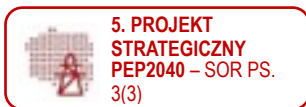
Obecnie w Polsce nie ma elektrowni jądrowych. Program energetyki jądrowej realizowany w latach 80. XX w. (budowa elektrowni jądrowych Żarnowiec i Warta) został zaniechany uchwałą Rady Ministrów z 1990 r. W aktualnej sytuacji wdrożenie energetyki jądrowej w pełni wpisuje się w realizację trzech elementów celu polityki energetycznej państwa. Bloki jądrowe zapewniają **stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza**. Jednocześnie możliwa jest **dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie** – wysokie nakłady inwestycyjne są rekompensowane niskim kosztem zmiennym wytwarzania w długiej, kilkudziesięcioletniej perspektywie. Udział paliwa w koszcie wytworzenia jednostki energii jest stosunkowo niski, a niewielkie gabaryty kaset paliwowych umożliwiają utrzymanie wieloletniego zapasu, co zapewnia także stałość kosztów. Istotny jest również fakt, że istnieje możliwość jego zakupu z różnych kierunków, głównie krajów o stabilnej sytuacji politycznej. Ponadto żywotność bloków jądrowych przekracza 60 lat (z możliwością przedłużenia do 80 lat), czyli o co najmniej 20 lat więcej niż w przypadku bloków węglowych, czy gazowych. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej zapewniają **bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowej** oraz składowania odpadów.



Po awarii w Fukushima niektóre państwa Europy Zachodniej zdecydowały się na stopniową rezygnację lub redukcję wykorzystania energetyki jądrowej, jednakże coraz częściej deklaracje te podlegają weryfikacji. Wynika to z trudności w zapewnieniu stabilnych dostaw energii przy założeniu eliminacji źródeł węglowych – nie jest możliwe jednocześnie ograniczenie udziału energetyki jądrowej oraz zmniejszenie poziomu emisji CO<sub>2</sub><sup>57</sup>. Jednocześnie na świecie realizowanych jest aż 50 nowych projektów, z czego 6 w Europie. Warto zauważyć, że państwa posiadające dostęp do tanich złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz najlepsze warunki klimatyczne do rozwoju energetyki odnawialnej, uruchamiają programy energetyki jądrowej o bardzo dużej skali – przykładami są Zjednoczone Emiraty Arabskie i Arabia Saudyjska.

Z prowadzonych analiz wynika, że poparcie społeczne dla wykorzystania energetyki jądrowej w Polsce zostało odbudowane. Warto zauważyć, że budowa elektrowni jądrowej może być zrealizowana **aż do 60% wartości projektu** przez polskie przedsiębiorstwa we współpracy z ośrodkami naukowo-badawczymi. Obecnie ponad 60 polskich przedsiębiorstw posiada doświadczenie w energetyce jądrowej nabyte w ciągu ostatnich 10 lat (głównie realizacja zleceń dla zagranicznych elektrowni jądrowych), a ponad 250 przedsiębiorstw posiada kompetencje z branż pokrewnych, które przy określonych działaniach dostosowawczych można wykorzystać w przemyśle jądrowym.

*Poniżej przedstawiona została koncepcja wprowadzenia energetyki jądrowej do krajowego systemu elektroenergetycznego. Szczegóły wdrażania tej technologii w Polsce zostaną przedstawione w zaktualizowanej wersji „Programu polskiej energetyki jądrowej” z 2014 r., którego konsekwentna realizacja jest projektem strategicznym PEP2040.*



\* \* \*

**Uruchomienie pierwszego bloku** (o mocy ok. 1-1,5 GW<sup>58</sup>) **pierwszej elektrowni jądrowej przewidziano na 2033 r.** W kolejnych latach planowane jest **uruchomienie kolejnych pięciu takich bloków** w odstępach 2-3 lat. Terminy te wynikają z bilansu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Bez dodatkowych inwestycji w nowe źródła energii właśnie w tym czasie wystąpią dalsze ubytki w pokryciu wzrostu zapotrzebowania na moc, wynikające z wyeksploatowania istniejących jednostek wytwórczych, zwłaszcza węglowych. Jednocześnie pozwoli to **ograniczenie krajowej emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza** (zarówno CO<sub>2</sub>, jak i innych np. NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, pyłów) z sektora energii.

<sup>57</sup> W perspektywie co najmniej najbliższych kilkunastu lat nie jest możliwe zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w bilansie z dominującą pozycją OZE ze względu na zbyt niski stan rozwoju tych technologii i elastyczności pracy system elektroenergetycznego.

<sup>58</sup> We Wnioskach z analiz prognostycznych do „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” (zał. 2 do PEP2040) przyjęto moc bloku na poziomie 1,3 GW. Jest to wartość pośrednia mocy elektrowni jądrowych dostępnych na rynku światowym, co oznacza, że nie należy wyciągać wniosków o wybranej technologii. Wybór technologii jest jednym z zadań wykonawczych przewidzianych w PEP2040.

Wytworzenie pierwszej jednostki energii z elektrowni jądrowej w Polsce wymaga realizacji szeregu działań. W pierwszej kolejności **opracowany zostanie model finansowania inwestycji**, a następnie dokonany zostanie **wyбір technologii i generalnego wykonawcy projektu**. **Wyбір lokalizacji** determinowany jest dostępem do wody chłodzącej, ale także możliwością wyprowadzenia mocy i wycofaniami innej mocy w poszczególnych częściach kraju. Z tego względu główne lokalizacje budowy elektrowni jądrowych brane pod uwagę to wybrzeże (Kopalino lub Żarnowiec) i/lub centralna część Polski (okolice Bełchatowa).

finansowanie,  
wyбір inwestycji,  
usprawnienia formalne

W dalszej perspektywie może pojawić się możliwość wykorzystania małych reaktorów jądrowych w ciepłownictwie i przemyśle (ciepło technologiczne). Będzie to wymagało uzyskania doświadczeń eksploatacyjnych z instalacji prototypowych, które zostaną uruchomione w innych krajach i które potwierdzą bezawaryjność i efektywność tego typu reaktorów.

W celu ograniczenia możliwych trudności formalno-prawnych (wpływających na opóźnienie realizacji projektu) **usprawniona zostanie formalna strona procesu inwestycyjnego**. Zmiany są niezbędne przede wszystkim ze względu na *bezprecedensowy charakter inwestycji*. Należy przez to rozumieć w szczególności: doprecyzowanie lub zmianę przepisów dotyczących budowy obiektów jądrowych, strefy planowanego użytkowania, rozruchu elektrowni jądrowych, badań środowiskowych, oceny oddziaływania na środowisko, wydłużenie terminu ważności decyzji o ustaleniu lokalizacji do 10 lat, czy uelastycznienie postępowania o udzielenie zamówienia.

Dla wdrożenia energetyki jądrowej niezbędne jest zapewnienie **odpowiedniego zaplecza kadrowego** – zarówno dla właściwego funkcjonowania elektrowni, jak i dozoru jądrowego. **Dla oszacowania potrzeb kadrowych**, kluczowy będzie wybór technologii, gdyż zdeterminuje to wielkość zapotrzebowania na pracowników elektrowni. Innym ważnym zadaniem jest uruchomienie potencjału naukowo-badawczego, tak aby zapewnić **narzędzia wsparcia technicznego dla organów dozorowych** (Prezes Państwowej Agencji Atomistyki, Prezes Urzędu Dozoru Technicznego). Potrzeby kadrowe oraz ścieżki i metody osiągnięcia celów zostaną określone w 2020 r. w *Programie rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej*, który wdrażany będzie do 2030 r.

zapewnienie zaplecza  
kadrowego dla EJ

techniczne  
wzmocnienie dozoru

Wypalone paliwo w pierwszych kilkudziesięciu latach po wytworzeniu będzie przechowywane na terenie elektrowni, a decyzja w zakresie dalszego postępowania zostanie podjęta w przyszłości, zgodnie z *Krajowym Planem postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym*. Odpady nisko- i średnioaktywne będą składowane na krajowym składowisku odpadów promieniotwórczych, jednakże aktualnie eksploatowane składowisko nie pokryje wszystkich potrzeb, dlatego uruchomione zostanie **nowe składowisko dla odpadów nisko- i średnioaktywnych**.

zapewnienie  
składowiska odpadów  
promieniotwórczych

Z dotychczasowych analiz wynika, że Polska nie posiada przemysłowych ilości uranu ze złóż konwencjonalnych, jednakże istnieje potencjał złóż niekonwencjonalnych (np. w popiołach, odpadach po wydobywczym miedzi). W kolejnych latach możliwe jest poddanie badaniom wykorzystania tego potencjału.



Budowa bloków jądrowych oraz składowiska odpadów promieniotwórczych oddziałuje na region, w którym są zlokalizowane przede wszystkim poprzez zwiększenie liczby miejsc pracy – zarówno w elektrowni, jak w jej otoczeniu, znaczące wpływy z podatków lokalnych, a także rozwój infrastruktury komunikacyjnej i hydrotechnicznej, co przekładać się będzie na atrakcyjność gospodarczą okolicznych terenów oraz poprawę lokalnych warunków życia.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
Wdrażanie Programu polskiej energetyki jądrowej	–	
 5.1. Wprowadzenie zmian prawnych ograniczających opóźnienia realizacji projektu budowy EJ z przyczyn pozatechnicznych (formalnych)	2020	ME
 5.2. Opracowanie modelu finansowo-biznesowego programu jądrowego	2020	ME
 5.3. Wskazanie lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej – Kopalino / Żarnowiec (następnie selekcja lokalizacji dla kolejnych elektrowni jądrowych)	2020 (2022)	ME, inwestor
 5.4. Wybór technologii oraz generalnego wykonawcy pierwszej elektrowni jądrowej	2021	
 5.5. Opracowanie i rozpoczęcie wdrażania <i>Programu rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej</i>	2020	ME, inwestor
 5.6. Rozwój kompetencji dozoru jądrowego oraz instytucji wsparcia technicznego	2030	ME
 5.7. Uruchomienie nowego składowiska odpadów nisko- i średnioaktywnych	2030	ME
 5.8. Budowa i uruchomienie bloków jądrowych: – pierwszego bloku jądrowego; – kolejnych pięciu bloków jądrowych (co 2-3 lata)	2024-2043 (do 2033) (do 2043)	inwestor

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## KIERUNEK 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii

CEL: obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz dywersyfikacja struktury wytwarzania energii

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych umożliwia dywersyfikację struktury wytwarzania energii, ogranicza uzależnienie państwa od importu paliw, a także przyczynia się do **zmniejszenia wpływu sektora energii na środowisko**, dzięki niewielkiej / zerowej emisji zanieczyszczeń<sup>59</sup>. Wykorzystanie OZE ogranicza import paliw oraz zapewnia możliwość mniejszej intensywności wykorzystania paliw kopalnych, co wpływa na poprawę **bezpieczeństwa energetycznego**.



Dodatkowym atutem OZE jest możliwość wykorzystania potencjału lokalnego (w tym słabiej rozwiniętych regionów i obszarów wiejskich) oraz dywersyfikacja lokalizacji infrastruktury wytwórczej, która zlokalizowana jest przede wszystkim w południowej części kraju. Rozproszenie jednostek wytwórczych oraz zlokalizowanie ich blisko odbiorcy wpływa także na ograniczenie strat przesyłowych, choć wymaga to utrzymania w dobrym stanie lokalnej infrastruktury dystrybucyjnej. Aktualne technologie OZE nie są na tyle konkurencyjne, aby bez ograniczeń funkcjonowały w systemie energetycznym, jednakże postęp technologiczny powoduje, że z roku na rok jest to coraz mniejsza bariera. Choć system wsparcia OZE i pierwszeństwo wprowadzania do sieci energii z tych źródeł zaburzyły funkcjonowanie rynku energii, oczekuje się, że w perspektywie długoterminowej wykorzystanie OZE będzie wpływać na spadek cen energii, a tym samym na **wzrost konkurencyjności gospodarki**.

*Poniżej przedstawiona została koncepcja zapewnienia bezpiecznego wykorzystania OZE w podziale na źródła zależne i niezależne od warunków atmosferycznych, z uwzględnieniem problemu bilansowania lokalnego i na poziomie kraju, a także sposoby wsparcia rozwoju OZE. Projektem strategicznym tej części kierunku jest **rozwój morskiej energetyki wiatrowej**.*

\* \* \*

Wzrost udziału OZE w zużyciu energii jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej UE. Ogólnounijny cel na 2020 r. wynosi 20%, zaś na 2030 r. – 32% (określony w 2018 r.)<sup>60</sup>.

W 2018 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce wyniósł 10,9%. Największy wolumen energii odnawialnej wykorzystywany jest w ciepłownictwie i chłodnictwie, następnie w elektroenergetyce, zaś najmniej w transporcie. Udział produkcji ze źródeł odnawialnych w tych podsektorach stanowi odpowiednio 14,6% w ciepłownictwie i chłodnictwie, 13,91% w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz 3,6% w transporcie<sup>61</sup>.

**21-23%\* OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.**

W ramach zobowiązań unijnych Polska powinna osiągnąć w 2020 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto na poziomie 15%<sup>62</sup>. Ocenia się, że zaprojektowane w 2019 i w 2020 r. aukcje na zakup energii elektrycznej z OZE oraz wsparcie energetyki prosumenckiej pozwoli na osiągnięcie celu, choć zwiększanie udziału w transporcie napotyka szereg trudności.

Ocenia się, że przy uwzględnieniu konkurencyjności źródeł odnawialnych, technicznych możliwości ich pracy w KSE, jak również wyzwań związanych z rozwojem OZE w transporcie i ciepłownictwie - możliwe jest osiągnięcie 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.

W ramach udziału w realizacji ogólnounijnego celu na 2030 r. Polska deklaruje osiągnięcie **21-23%\* udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.** (zużycie razem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele

<sup>59</sup> Spalaniu biomasy towarzyszą emisje zanieczyszczeń, jednakże w okresie wegetacji, pochłaniania CO<sub>2</sub> w procesie fotosyntezy.

<sup>60</sup> Cele krajowe na 2020 r. określone zostały w załączniku do dyrektywy 2009/27/WE w sprawie promowania wytwarzania energii z odnawialnych źródeł – zgodnie z potencjałem technicznym i ekonomicznym. Cele na 2030 r. państwa członkowskie określają samodzielnie, również w oparciu o uwarunkowania techniczne i ekonomiczne.

<sup>61</sup> W latach 2010-2015 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w transporcie mieścił się w przedziale 6,25-6,85%, ale ujawnienie szarej strefy w 2016 r. wpłynęło na znaczący spadek tego wskaźnika aż do poziomu 3,9%.

<sup>62</sup> Ścieżkę dojścia do tego poziomu wyznacza *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r.*, 2010.

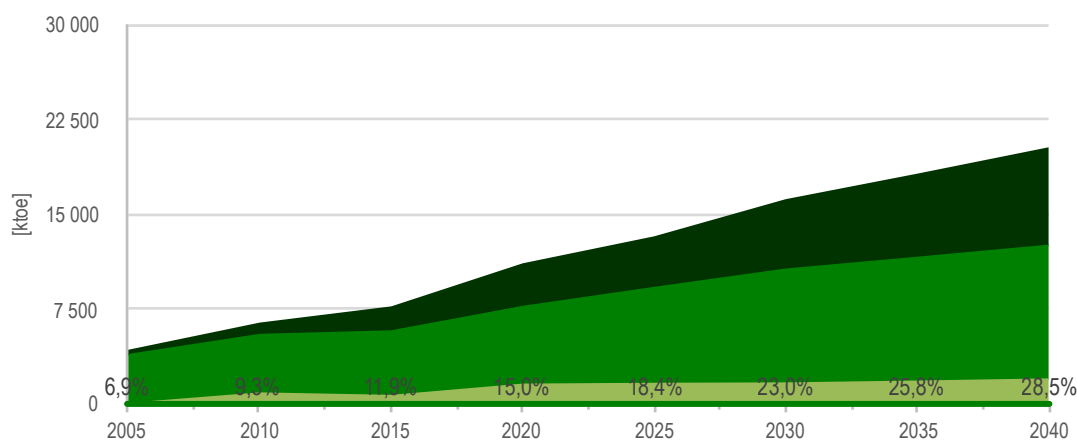
transportowe). **Polska zaznacza, że realizacja celu OZE na poziomie 23% będzie możliwa w sytuacji przyznania dodatkowych środków unijnych, w tym na sprawiedliwą transformację.**

Prognozy dla sektora paliwowo-energetycznego przedstawione w załączniku 2 do PEP2040 zostały opracowane z uwzględnieniem 23% celu w zakresie OZE. Projekcje te wskazują, że w 2040 r. udział OZE może wynieść 28,5%.

Istotny wpływ na skalę wykorzystania OZE będzie mieć **postęp technologiczny** – zarówno w zakresie aktualnie znanych sposobów wytwarzania energii (np. zwiększenie wykorzystania wiatru przez siłownie wiatrowe, czy promieniowania słonecznego przez panele fotowoltaiczne), jak i w zupełnie nowych technologiach, ale także w technologiach magazynowania energii. **Realizacja celu OZE będzie odbywała się przez zwiększanie wykorzystania OZE we wszystkich trzech podsektorach**, choć szczególnie w początkowych latach najtrudniejsze będzie zwiększanie udziału OZE w transporcie.

Wykres poniżej przedstawia projekcję wzrostu wykorzystania energii odnawialnej we wskazanych podsektorach oraz ścieżkę wzrostu udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w perspektywie 2040 r. Natomiast tabela obok legendy przedstawia możliwy udział OZE ogółem i w prosektorach.

**Prognoza zużycia energii odnawialnej w latach 2020-2040**



	2020	2030	2040
— udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	15,0%	23,0*	28,5%
■ zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	22,1%	31,8%	39,7%
■ zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	17,4%	28,4%	34,4%
■ zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	10,0%	14,0%	22,0%
■ udział energii z OZE w elektroenergetyce			
■ udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie			
■ udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)			

Regulacje unijne zobowiązują Polskę do osiągnięcia 14% udziału energii odnawialnej **w transporcie** w perspektywie 2030 r. Do realizacji tych celów przyczyni się wykorzystanie biokomponentów (dodawanych do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie), z coraz większym naciskiem na zastosowanie biopaliw zaawansowanych (niespożywczych) oraz paliw pochodzących z recyklingu paliw stałych (ang. *recycled carbon fuels*), jak również wykorzystanie energii elektrycznej w transporcie. Oznacza to coraz większe oddziaływanie OZE na rynek paliwowy, zdominowany przez paliwa naftowe<sup>63</sup>.

**wykorzystanie OZE  
w transporcie**

Udział OZE **w ciepłownictwie i chłodnictwie** będzie zwiększał się o około 1,1 pkt proc. rocznie. Do wytwarzania OZE w tym podsektorze przyczyni się wykorzystanie<sup>64</sup>:

**wykorzystanie OZE  
w ciepłownictwie  
i chłodnictwie**

<sup>63</sup> Wykorzystanie biokomponentów i energii elektrycznej na cele transportowe zostało opisane w kierunku 7. silnie wpływa na rynek paliwowy.

<sup>64</sup> Patrz też: kierunek 7.

- **energii z biomasy** (i ciepła z odpadów) – to źródło dobrze sprawdzi się w gospodarstwach domowych, jak i w kogeneracji; ma największy potencjał dla realizacji celu OZE w ciepłownictwie ze względu na dostępność paliwa oraz parametry techniczno-ekonomiczne instalacji. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być lokalizowane w pobliżu jej powstawania (tereny wiejskie, zagłębia przemysłu drzewnego, miejsca powstawania odpadów komunalnych) oraz w miejscach, w których możliwa jest maksymalizacja wykorzystania energii pierwotnej zawartej w paliwie, aby zminimalizować środowiskowy koszt transportu. Energetyczne wykorzystanie biomasy przyczynia się również do lepszej gospodarki odpadami;
- **energii z biogazu** – wykorzystanie biogazu będzie szczególnie użyteczne w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. Atutem jest możliwość magazynowania energii w biogazie, który może być wykorzystany w celach regulacyjnych. W ujęciu ogólnogospodarczym wykorzystanie biogaz stanowi dodatkową wartość dodaną, gdyż umożliwia zagospodarowanie szczególnie uciążliwych odpadów (np. zwierzęcych, gazów wysypiskowych);
- **energii geotermalnej** – choć aktualnie jej wykorzystanie jest na stosunkowo niskim poziomie, przewiduje się trend wzrostowy. Określenie potencjału geotermalnego wymaga dużych nakładów finansowych przy dużym stopniu niepewności, ale wykorzystanie tego typu energii może stanowić o rozwoju danego obszaru (np. kompleksy rekreacyjne);
- **pomp ciepła** – ich zastosowanie staje się coraz popularniejsze w gospodarstwach domowych, a potencjał ocenia się na poziomie podobnym do energetyki geotermalnej. Do ich wykorzystania niezbędna jest energia elektryczna, dlatego dobrym rozwiązaniem jest powiązanie instalacji z innym źródłem OZE generującym energię elektryczną;
- **energii słonecznej** – znaczący wzrost jej wykorzystania na cele ciepłe jest zależny od rozwoju technologicznego ze względu na odwrotną korelację między nasłonecznieniem a potrzebami cieplnymi. Ten rodzaj energii odegra jednak kluczową rolę w pokrywaniu potrzeb na chłód – panele fotowoltaiczne pokryją letnie szczyty zapotrzebowania na energię elektryczną w celach chłodniczych.

SOR PS.3(2)



W najbliższych latach wzrost wykorzystania OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej<sup>65</sup> utrzyma się na stabilnym poziomie, a jego dynamika ulegnie zwiększeniu po 2025 r., ze względu na spodziewane osiągnięcie dojrzałości technologiczno-ekonomicznej poszczególnych technologii. Szacuje się, że w 2030 r. udział OZE w elektroenergetyce wyniesie ok. 32%, a w 2040 r. blisko 40%. Do wzrostu udziału OZE w elektroenergetyce przyczyni się wykorzystanie:

wykorzystanie OZE  
w elektroenergetyce

- **energii słonecznej** (fotowoltaika) – atutem tej technologii jest dodatnia zależność między intensywnością nasłonecznienia a dobowym popytem na energię elektryczną oraz zwiększona generacja w okresie letnim skorelowana z zapotrzebowaniem na chłód. To instalacje o stosunkowo małych mocach, ale całkowita moc zainstalowana będzie mieć coraz większe znaczenie dla KSE. Jej wykorzystanie stanowi alternatywę dla wykorzystania terenów przemysłowych i słabej jakości gruntów, jak również dachów budynków. Mają kluczowe znaczenie dla aktualnego dynamicznego rozwoju mikroinstalacji<sup>66</sup>, wzmacnianego przez dedykowane programy wsparcia finansowego. Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2022 r.;
- **energii wiatru na morzu** – wiatr na morzu osiąga stosunkowo duże prędkości oraz nie natrafia na przeszkody (niska szorstkość terenu), dzięki czemu elektrownie wiatrowe na morzu cechują się wyższą produktywnością od tych zlokalizowanych na lądzie. Rozpoczęcie inwestycji w te moce uwarunkowane jest zakończeniem prac nad wzmocnieniem sieci przesyłowej w północnej części kraju, tak aby możliwe było wyprowadzenie mocy w głąb kraju. Przewiduje się, że pierwsza morska farma wiatrowa zostanie włączona do bilansu elektroenergetycznego ok. 2025 r. Polska linia brzegowa daje możliwość wdrażania kolejnych instalacji na morzu, ale kluczowe znaczenie dla inwestycji będzie mieć możliwość ich bilansowania w KSE. Przewiduje się, że te źródła w perspektywie 2040 r. będą odpowiadać za największą ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE;
- **energii wiatru na lądzie** – przewiduje się, że w średniej perspektywie wzrost udziału tej technologii w bilansie energetycznym będzie mniej dynamiczny w porównaniu do poprzednich lat. Istotnym utrudnieniem w wykorzystywaniu energetyki wiatrowej na lądzie jest brak zależności między ich pracą a zapotrzebowaniem na energię, dlatego tempo ich rozwoju powinno być zależne od kosztów i możliwości bilansowania. Problemem jest także zróżnicowany poziom akceptacji dla budowy elektrowni wiatrowych przez społeczność lokalną. Dla redukcji potencjalnych konfliktów, warto aby inwestorzy tworzyli systemy partycypacji mieszkańców w realizację projektów;

<sup>65</sup> Patrz też: kierunek 2, część A.

<sup>66</sup> Na koniec 2017 r. do sześciu głównych OSD-e przyłączonych było ok. 28,8 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy ok. 183 MW. Na koniec 2018 r. wielkości te uległy niemal powieleniu do 54,2 tys. mikroinstalacji o mocy 343 MW, a po III kw. 2019 r. przekroczono poziom 106 tys. o łącznej mocy 684,8 MW.

- **energii z biomasy i biogazu** – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji i w transporcie. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy KSE;
- **hydroenergii** – ze względu na ograniczony krajowy potencjał wodny nie przewiduje się znaczącego wzrostu wykorzystania energii wód płynących. W horyzoncie długoterminowym na rozwój energetyki wodnej może wpłynąć rozwój śródlądowych dróg wodnych oraz rewitalizacja piętrzeń wodnych, które są istotne z punktu widzenia regulacji cieków i gospodarki przeciwpowodziowej. Należy zauważyć, że praca elektrowni przepływowych może być regulowana, choć w ograniczonym zakresie. Wodne elektrownie szczytowo-pompowe nie są zaliczane do OZE, ale pełnią funkcję regulacyjną dla KSE. Mając na uwadze potencjał regulacyjny hydroenergii, warto poszukiwać nowych sposobów jej wykorzystania, także w małej skali.<sup>67</sup>

SOR PS.3(4)



Aktualnie wszystkie technologie mają uregulowane warunki funkcjonowania, choć rynek OZE jest bardzo dynamiczny, dlatego legislacja wymaga bieżącego dostosowywania i zapewnienia dalszych warunków rozwoju. Wyjątkiem jest obszar **morskiej energetyki wiatrowej** – dotychczas nie było tego typu inwestycji w Polsce, a obowiązujące regulacje nie zapewniają wystarczających ram prawnych dla ich rozwoju i funkcjonowania w KSE. Dlatego w **2020 r. zostaną one określone w oddzielnym akcie prawnym**, tak aby umożliwić uruchomienie pierwszej morskiej elektrowni wiatrowej w 2025 r. i dalszy ich rozwój tej technologii w warunkach polskich.

rozwój morskiej  
energetyki wiatrowej



6. PROJEKT  
STRATEGICZNY  
PEP2040

Wytwarzanie energii – w szczególności energii elektrycznej – z OZE należy rozpatrywać także w ujęciu podmiotowym. Obok instalacji powstających w ramach projektów biznesowych realizowanych przez różne podmioty gospodarcze, zaczęła się rozwijać tzw. **energetyka rozproszona**, oparta o instalacje o stosunkowo niewielkich mocach. Ma ona na celu pokrycie w pierwszej kolejności własnych potrzeb energetycznych, a nadwyżkami zasila sieć. W tych ramach wyróżnić należy dwie grupy:

energetyka rozproszona

SOR PS.3(3)



- indywidualni lub przemysłowi **prosumenci energii odnawialnej** – wytwarzają oni energię na potrzeby własne w mikroinstalacjach, a nadwyżkę oddają do systemu energetycznego. Znaczną część tej energii mogą odebrać w okresach niedoboru. Energetyka obywatelska pozwala na racjonalne wykorzystanie potencjału OZE w ujęciu lokalnym, wpływa także na efektywne gospodarowanie energią. Kierunkowo warto dążyć do samobilansowania prosumenów, np. poprzez wprowadzanie nadwyżki energii do magazynu energii, aby **zminimalizować ich potrzeby zewnętrzne** w okresie niesprzyjających warunków atmosferycznych dla pełnego uniezależnienia prosumenta energii odnawialnej oraz ograniczenia negatywnego oddziaływania na sieć elektroenergetyczną i zaburzeń na rynku energii;
- obszary zrównoważone energetycznie – **klastry energii** (obszar pięciu sąsiadujących gmin lub powiatu) oraz **spółdzielnie energetyczne**. Ich zadaniem jest wykorzystanie lokalnego potencjału – źródeł energii, surowców, kontaktów międzyludzkich, a także stworzenie nowych obszarów rozwoju gospodarczego. Równie ważne jest uniezależnienie danego obszaru od dostaw energii z sieci krajowej oraz możliwości świadczenia usług DSR przez klastr na rzecz OSD. Docelowo pewność bilansowania w klastrach powinna być tak wysoka, aby potrzeby energetyczne tych obszarów nie były uwzględniane w rezerwie mocy planowanej przez OSPe. Szacuje się, że w 2030 r. na terenie kraju będzie funkcjonować ok. **300 obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym**.

Wzrost wykorzystania OZE ma wiele zalet, jednakże zbyt duża ilość tych mocy, bez dostosowania KSE może mieć negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne. Znaczna część mocy wytwórczych z energii odnawialnej zainstalowanej w Polsce oparta jest o źródła niestabilne, zależne od warunków atmosferycznych i pracujące małą liczbę godzin w roku (wiatr, słońce, częściowo woda). W ujęciu systemowym wpływa to niekorzystnie na efektywność i koszt wytwarzania energii, gdyż konieczne jest utrzymywanie mocy rezerwowych oraz dużej elastyczności całego systemu, co generuje wzrost kosztów energii. Odnosi się

bilansowanie OZE –  
magazyny, źródła  
regulacyjne

<sup>67</sup> Rozwój hydroenergii jest projektem strategicznym SOR, jednakże ze względu na mały potencjał wodny Polski projekt jest silnie powiązany z gospodarowaniem zasobami wodnymi, w szczególności pełnieniem funkcji regulacyjnych i retencyjnych.

to nie tylko do pracy dużych instalacji, ale także do znaczących nadwyżek energii wytworzonych przez energetykę rozproszoną w małych i mikroinstalacjach oraz zwiększonych poborów energii przez prosumentów energii odnawialnej i klastry w okresach niekorzystnych.

Z tego względu dla jak najlepszego wykorzystania potencjału OZE konieczny jest rozwój magazynów energii oraz inteligentnych systemów zarządzania energią, czy tworzenie zachęt do poprawy elastyczności cenowej popytu na energię (DSR), a także popularyzacja agregatorów<sup>68</sup>. Równie ważne są badania i rozwój w zakresie tych technologii, aby zwiększyć wykorzystanie potencjału OZE. W dalszej perspektywie **przyłączenie niestabilnego źródła energii** powinno być powiązane z **zapewnieniem możliwości pokrycia rezerwy** w okresach nieczynności. Do potencjalnych rozwiązań można zaliczyć np. budowę magazynu lub źródła bilansującego, bilansowanie w ramach klastra, wspólnoty energetycznej czy grupy kapitałowej, ale także uiszczanie odpowiednich opłat bilansujących i rekompensat dla systemowych źródeł rezerwowych, co pozwoliłoby na uwzględnianie generowanych kosztów systemowych w kosztach energii z OZE.

**Tworzone mechanizmy wsparcia i promocji** wytwarzania energii z OZE, podobnie jak horyzont czasowy wsparcia, będą dostosowane do potrzeb rynkowych (choć przewiduje się, że będzie ono konieczne do ok. 2030 r.), a w uprzywilejowanej pozycji będą stawać rozwiązania:

**wsparcie rozwoju OZE**

- zapewniające **maksymalną dyspozycyjność** (wysoka efektywność i współczynnik wykorzystania, sterowalność, **wykorzystanie magazynu energii**), z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii;
- zaspokajające **lokalne potrzeby energetyczne** (ciepło, energia elektryczna, transport), ale także związane z gospodarką odpadami (zgodną z hierarchią zagospodarowania odpadów) i wykorzystaniem miejscowego potencjału.

Wsparcie będzie mieć postać zależną od rodzaju źródła i jego wielkości, co można podzielić na następujące formy:





- **pierwszeństwo dostępu do sieci** – aktualnie obejmuje wszystkie instalacje OZE i jest kluczowym elementem wsparcia;
- **aukcje** – przeznaczone są dla źródeł zawodowych, czyli zapewniających dyspozycyjność i odpowiednio wysoką moc. Wybór wspieranych obszarów zależy od preferencji pobudzenia rozwoju obszarów OZE, w oparciu o warunki gospodarcze, środowiskowe i klimatyczne, z poszanowaniem bezpieczeństwa energetycznego;
- **system taryf gwarantowanych** (ang. *feed in tariffs*) oraz **dotłat** (ang. *feed in premium*) – skierowane są instalacji o stosunkowo niewielkiej mocy, służą zagospodarowaniu energii niewykorzystanej przez niewielkiego wytwórcę;
- **dotacje, pomoc zwrotna** – mechanizm uzależniony od potrzeb lokalnych, dystrybuowany w szczególności w regionach;
- **gwarancje pochodzenia** – to dokument poświadczający odbiorcy końcowemu, że określona ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci została wytworzona z OZE – mają charakter certyfikatu, a popyt na nie kreują odbiorcy, którym zależy na postrzeganiu ich jako ekologiczna firma lub chcą wykazać wysoką efektywność energetyczną (np. zarządcy budynków, MSP, czy operatorzy ładowarek do samochodów elektrycznych);
- **mechanizmy pomocy skierowane do szczególnych technologii** – to rozwiązanie przeznaczone dla źródeł, które nie mają konkurencji na rynku, gdyż są nową technologią (np. morska energetyka wiatrowa), ale z różnych względów ich wdrożenie na rynek jest istotne dla kraju – np. duże wykorzystanie mocy w roku.

Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł ze względu na rozproszenie powoduje znaczące oddziaływanie terytorialne. Instalacje należą często do niewielkich wytwórców (indywidualnych lub przemysłowych), a substraty również pochodzą ze źródeł o stosunkowo małym oddaleniu. Rozwój klastrów i spółdzielni energetycznych w jeszcze większym stopniu będzie oddziaływał na rosnące zaangażowanie lokalnych podmiotów. Ma to także pozytywny wpływ na ogólny rozwój regionu – od infrastruktury, po pogłębianie więzi w społecznościach lokalnych.



 Działania	Termin	Odpowiedzialni
---	--------	----------------

<sup>68</sup> Patrz: kierunek 3, część A.

  	<p>6.1. Zapewnienie warunków osiągnięcia 15% w 2020 r. i 21-23%* w 2030 r. udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto, w tym:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>w ciepłownictwie i chłodnictwie</b> – rocznego przyrostu udziału OZE o 1,1 pkt. proc. rocznie,</li> <li>- <b>w elektroenergetyce</b> – wzrostu udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, zwłaszcza po 2022 r. (ze względu na wzrost opłacalności wykorzystania niektórych technologii),</li> <li>- <b>w transporcie</b> – osiągnięcia 14% udziału OZE w 2030 r., w tym wzrost wykorzystania biopaliw zaawansowanych (zadania realizowane także w ramach kierunków 2, 4 i 7)</li> </ul>	2020 / 2030	ME i inne podmioty
  	6.2. Określenie ram prawnych funkcjonowania morskiej energetyki wiatrowej	2020	ME
  	6.3. Zapewnienie warunków rozwoju energetyki rozproszonej – prosumentów energii odnawialnej, klastrów energii, spółdzielni energetycznych	–	ME, samorządy, inne podmioty
  	6.4. Zapewnienie warunków bilansowania źródeł odnawialnych	–	ME
  	6.5. Zapewnienie wsparcia finansowego dla OZE oraz udoskonalenie istniejących jego form z uwzględnieniem roli technologii w KSE (do czasu osiągnięcia dojrzałości ekonomicznej)	–	ME, NFOŚiGW, WFOŚiGW, inne podmioty

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko.

## KIERUNEK 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji

CEL: powszechny dostęp do ciepła oraz niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w całym kraju

Pokrycie zapotrzebowania na ciepło jest jednym z elementów **bezpieczeństwa energetycznego**. Zabezpieczenie dostaw ciepła w sposób szczególny ma znaczenie dla gospodarstw domowych, w których ponad 80% zużywanej energii pierwotnej przeznaczonych jest na ogrzanie pomieszczeń i wody. Z niewystarczającym pokryciem potrzeb cieplnych silnie związane jest zjawisko ubóstwa energetycznego mające wieloaspektowe podłoże.



Wytwarzaniu ciepła towarzyszą emisje zanieczyszczeń. O ile energetyka zawodowa i przemysłowa zobligowana jest do dotrzymywania restrykcyjnych norm dotyczących emisji, o tyle w gospodarstwach domowych występuje tylko zakaz palenia odpadów. Dla najwyższej efektywności wykorzystania surowców energetycznych, a także możliwie **wysokiej redukcji zanieczyszczeń** niezbędne jest zapewnienie **konkurencyjności** rozwiązań efektywnych i niskoemisyjnych. W szerszym ujęciu koszty ochrony zdrowia i nieracjonalnego gospodarowania zasobami przewyższają różnicę kosztów inwestycyjnych i/lub operacyjnych czystych technologii.

Cechą rynku ciepła jest jego lokalny charakter ze względu na techniczne możliwości przesyłu ciepła, które nie przekraczają 20 km. Gospodarstwa domowe zaopatrują się w ciepło za pomocą indywidualnego źródła ciepła lub przez dostęp do sieci ciepłowniczych (ciepłownictwo sieciowe), podobnie jak przedsiębiorstwa i podmioty sektora publicznego. Choć od lat 90. XX w. poczynione zostały ogromne postępy w zakresie efektywności energetycznej wytwarzania i dostarczania ciepła oraz ograniczenia wpływu tych procesów na środowisko, wciąż pozostaje szeroki zakres działań w zakresie gospodarki cieplnej.

*Poniżej przedstawiona została koncepcja pokrycia potrzeb cieplnych gospodarki w podziale na ciepłownictwo systemowe i indywidualne, a ponadto omówione zostały inne problemy ogólnogospodarcze związane z pokrywaniem potrzeb cieplnych. Projektem strategicznym tego kierunku jest **rozwój ciepłownictwa systemowego**.*

\*\*\*

Szczególną rolę we wdrażaniu polityki państwa w zakresie ciepłownictwa ma zaangażowanie władz samorządowych i lokalne planowanie energetyczne, ze względu na to, że potrzeby cieplne pokrywa się w miejscu zamieszkania. W 2018 r. jedynie 22% gmin posiadało dokument planistyczny dotyczący zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Dlatego konieczne jest **zaktywizowanie gmin, powiatów oraz województw do planowania energetycznego** skutkujące przede wszystkim racjonalną gospodarką energetyczną oraz rozwojem czystych źródeł energii i poprawą jakości powietrza. Planowanie powinno opierać się o realną współpracę jednostek samorządu terytorialnego, wykorzystując możliwości lokalnych synergii, a nie wyłącznie w celu realizacji obowiązku.

planowanie  
energetyczne na  
poziomie lokalnym

Użytecznym narzędziem planowania energetycznego będzie **system zbierania danych do ogólnopolskiej mapy ciepła**. Dostęp do takich danych pozwoli regionom, gminom i przedsiębiorcom oszacować potencjał rozwoju sieci ciepłowniczych oraz kogeneracji, a nowym inwestorom dostarczy informacji o zastanej infrastrukturze.

budowa  
ogólnopolskiej  
mapy ciepła

**Pokrycie potrzeb cieplnych** powinno odbywać się przede wszystkim poprzez wykorzystanie **ciepła sieciowego**. Zapewnia to wysoką efektywność wykorzystania surowca, poprawia komfort życia obywateli i ogranicza problem *niskiej emisji*<sup>69</sup>. Jeśli przyłączenie do sieci ciepłowniczej nie jest możliwe, należy dążyć do wykorzystania źródeł indywidualnych o możliwie najniższej emisyjności. Jako cel wyznaczono, aby **do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych były pokrywane przez ciepło sieciowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła ciepła**.

<sup>69</sup> Patrz też: kierunek 8.

O efektywności dostarczania ciepła decyduje źródło oraz system jej dostarczania. Zgodnie z regulacjami unijnymi i krajowymi **system jest efektywny energetycznie**, jeśli do produkcji ciepła i chłodu wykorzystuje w co najmniej:

- 75% ciepło pochodzące z kogeneracji (CHP, ang. *combined heat and power*) lub
- 50% ciepło odpadowe (produkt uboczny procesów przemysłowych) lub
- 50% energię z OZE lub
- 50% wykorzystuje się połączenie energii i ciepła, o których mowa powyżej.

Aktualnie kryterium systemu efektywnego energetycznie spełnia tylko ok. 20% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, które dostarczają ok. 85% ogólnego wolumenu ciepła systemowego w kraju. W 2016 r. w kogeneracji wytworzono ok. 15,9% energii elektrycznej i ok. 61% ciepła systemowego.

Dążyć się będzie do rozbudowy oraz poprawy efektywności ciepłownictwa, a przede wszystkim do budowy i przekształcania istniejących systemów w **efektywne energetycznie systemy ciepłownicze**. Oczekuje się, że w 2030 r. co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW spełniać będzie kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. W osiąganiu tego decydującą rolę będą miały następujące działania:

rozwój ciepłownictwa systemowego

7. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

- **Rozwój kogeneracji**, czyli jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co stanowi najbardziej efektywny środowiskowo sposób wykorzystania paliw kopalnych. Koszt takiej instalacji może być wyższy niż w przypadku budowy ciepłowni, jednakże zyski pochodzą ze sprzedaży dwóch nośników energii. Aby zachęcić do wykorzystania technologii CHP, ale w sposób wysokoefektywny, **utrzymane zostanie wsparcie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji**. System będzie aktywny tak długo, jak rynek będzie wymagał interwencji. W dalszej perspektywie ciepło systemowe powinno być wytwarzane przede wszystkim w CHP.
- **Zwiększenie wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym** – odbywać się będzie głównie poprzez wykorzystanie lokalnych zasobów energii odnawialnej, tj. biomasy, biogazu, czy geotermii, jak również kolektorów słonecznych, zwłaszcza w klastrach. Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie powinien wzrastać o 1,1 pkt proc. rocznie<sup>70</sup>.
- **Zwiększenie wykorzystania odpadów w ciepłownictwie systemowym**<sup>71</sup> (głównie w CHP) – w odróżnieniu od domowych pieców, spalarnie odpadów wyposażone są w wysokoefektywne instalacje oczyszczania spalin, a bardzo wysokie temperatury zapewniają wypalenie większości części lotnych. Przy zachowaniu unijnej hierarchii gospodarki odpadami, termiczne przetwarzanie odpadów wpisuje się w ideę *gospodarki o obiegu zamkniętym*. W dalszej perspektywie termiczne unieszkodliwianie odpadów bez odzysku energii nie powinno być praktykowane.
- **Ucieplnianie elektrowni** – dla jak najwyższej efektywności wykorzystania paliwa, ciepło towarzyszące wytwarzaniu energii elektrycznej nie powinno być odpadem. We współpracy z gminą należy rozważyć czy w danej lokalizacji występuje potencjał rozwoju rynku ciepła, który może okazać się także przyczyną rozwoju danego obszaru.
- **Modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu** – dla ograniczenia strat, transport czynnika grzewczego powinien odbywać się w sieciach preizolowanych. Nowopowstające sieci są budowane w takich technologiach, ale należy zadbać o intensyfikację modernizacji istniejącej infrastruktury przesyłowej, która cechuje się słabą izolacją termiczną. Dla zwiększania zasięgu sieci ciepłowniczych niezbędne jest także uproszczenie procesu inwestycyjnego ich budowy.  
Ciepło sieciowe można wykorzystać również na potrzeby wytwarzania chłodu, co jest szczególnie istotne latem, gdyż pozwala to zredukować zapotrzebowanie na moc elektryczną i wykorzystać w większym stopniu potencjał źródeł ciepłych, zwłaszcza w oparciu o technologie adsorpcyjne i absorpcyjne. Takie rozwiązanie jest szczególnie atrakcyjne dla nowopowstających budynków usługowych.
- **Popularyzacja magazynów ciepła** – ciepło zmagazynowane w dolinie popytu na nie może zostać wykorzystane w okresie zwiększonego zapotrzebowania, co usprawnia działanie systemów ciepłowniczych. To rozwiązanie ma również istotne znaczenie w sprzężeniu z niestabilnymi OZE np. przy wykorzystaniu kolektorów słonecznych, ale także dla bilansowania popytu w klastrach.

<sup>70</sup> Zagadnienie źródeł odnawialnych zostało omówione w oddzielnym kierunku – patrz: kierunek 6.

<sup>71</sup> Patrz też: kierunek 1 – pokrycie zapotrzebowania na biomasę.

- **Popularyzacja inteligentnych sieci** – wysokosprawne źródła, prawidłowo zaizolowane sieci oraz zasobniki ciepła osiągają najwyższą efektywność przy wykorzystaniu inteligentnych sieci. Nowoczesne metody zarządzania pozwalają na optymalne gospodarowanie poborem ciepła, ograniczenie strat przy przesyłaniu ciepła, wykrywanie usterek, czy usprawnienie czynności eksploatacyjnych.

Wszystkie te **działania będą wymagały wsparcia** finansowego i organizacyjnego, ale także właściwego dostosowania prawa. Równie ważna jest edukacja społeczeństwa w zakresie efektywnych i ekologicznych sposobów pokrywania potrzeb cieplnych, a także o zaletach wykorzystywania odpadów przez energetykę zawodową i różnicach w stosunku do ich wykorzystania w instalacjach indywidualnych.

Na terenach, na których istnieją techniczne warunki dostarczenia ciepła z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, **odbiorcy w pierwszej kolejności powinni korzystać z ciepła sieciowego**, o ile nie zastosują bardziej ekologicznego rozwiązania. Z tego względu wsparcie inwestycyjne na indywidualne źródła ciepła, powinno być udzielane tylko jeżeli nie ma możliwości przyłączenia odbiorcy do sieci ciepłowniczej. W 2015 r. do sieci ciepłowniczej na obszarach miejskich przyłączonych było 61% gospodarstw domowych - celem jest sukcesywne zwiększanie tego wskaźnika. Jako cel przyjęto osiągnięcie w 2030 r. poziomu **70% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w gminach miejskich**.

zwiększenie wykorzystania ciepła systemowego

Zwiększanie liczby przyłączonych odbiorców i odchodzenie od indywidualnego ogrzewania tam, gdzie zlokalizowana jest sieć przyczynia się do walki z niską emisją, a jednocześnie wpływa na komfort życia mieszkańców dotychczas wykorzystujących piece na paliwa stałe. W 2019 r. rozszerzono obowiązek podłączenia do systemu ciepłowniczego wszystkich obiektów, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia<sup>72</sup>, a wykonanie tego obowiązku weryfikowane jest w procesie ubiegania się o wydanie pozwolenia na budowę. Nadal istotną barierą sprawnego rozwoju ciepłownictwa sieciowego jest realizacja procesu budowy sieci ciepłowniczych oraz przyłączy na terenach o zróżnicowanym statusie własnościowym. Z tego względu w perspektywie 2021 r. wdrożone zostaną **regulacje upraszczające procedurę uzyskiwania dostępu do gruntów obcych**, co umożliwi skuteczne prowadzenie inwestycji w zakresie ciepłowniczego infrastruktury liniowej.

Do zwiększenia wykorzystania ciepła sieciowego przyczyniać się będą **zadania opisane przy rozwoju ciepłownictwa systemowego** – konkurencyjne ceny ciepła z takiego źródła powinny zachęcać do korzystania z ciepła sieciowego. Aby przedsiębiorstwa ciepłownicze nie kreowały cen z pozycji monopolisty, a ich poziom był akceptowalny dla odbiorców i równocześnie umożliwiający pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z zainwestowanego kapitału, zasadna jest **zmiana modelu rynku ciepła i polityki taryfowej** oraz **poszukiwanie innych bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło oraz zwiększenia liczby podejmowanych działań wpływających na poprawę efektywności**.

Jeśli na danym terenie nie ma możliwości podłączenia do sieci ciepłowniczej, potrzeby cieplne powinny być **pokrywane przez źródła indywidualne o możliwie najniższej emisyjności**, zwłaszcza:

- instalacje niepalnych OZE (w tym pompy ciepła),
- ogrzewanie elektryczne,
- instalacje gazowe,
- wykorzystanie kotłów na paliwa stałe co najmniej V klasy lub tzw. kotłów eco-design<sup>73</sup>.

niskoemisyjne źródła indywidualne

Zachętą do wykorzystania ekologicznych źródeł ciepła są coraz częściej łączone oferty sprzedażowe<sup>74</sup>, a także różne formy wsparcia finansowego ze środków publicznych. Ogromną rolę w budowaniu świadomości i potrzeby ekologicznej mają samorządy i oddolne inicjatywy lokalne.

<sup>72</sup> Obowiązek realizowany jest pod warunkiem, że obiekt nie będzie wyposażony w indywidualne źródło ciepła charakteryzujące się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na poziomie nie wyższym niż 0,8 lub pompę ciepła lub ogrzewanie elektryczne albo gdy ceny ciepła przewyższają średnią cenę sprzedaży dla danego paliwa.

<sup>73</sup> Kotły zgodne z dyrektywą w sprawie ekoprojektu (eco-design) – czyli spełniające najbardziej restrykcyjne normy emisji szkodliwych związków do środowiska naturalnego.

<sup>74</sup> Np. preferencyjne ceny w przypadku łącznego zakupu instalacji i paliwa.

W wielu przypadkach, pomimo wiedzy o skutkach spalania odpadów w przydomowych instalacjach, są one używane jako paliwo. Problemem jest także niewłaściwa obsługa instalacji węglowych, w tym sposób rozpalania i dokładania paliwa, a także nieprzestrzeganie obowiązku lub niewłaściwe czyszczenie kominów, mające wpływ na niepełne wypalanie paliwa i emisję części lotnych. Ogromne znaczenie w działaniach na rzecz ekologicznego pokrywania potrzeb ciepłych ma budowanie świadomości ekologicznej oraz motywacja społeczności lokalnej. Ponadto niezbędne jest **zwiększenie monitoringu emisji w domach jednorodzinnych** oraz **wyciąganie konsekwencji od odpowiedzialnych za zanieczyszczenia**<sup>75</sup>.

**monitorowanie emisji  
z indywidualnych  
instalacji**

Dla redukcji jednego z głównych czynników niskiej emisji, ale także dla racjonalnego wykorzystania surowców (niska efektywność spalania węgla w przydomowych instalacjach) niezbędne jest sukcesywne ograniczanie wykorzystywania **paliw stałych w gospodarstwach indywidualnych w nieefektywnych kotłach**. Proces będzie rozciągany w czasie ze względu na kapitałochłonność, szeroki zasięg, czasochłonność i trudności techniczne towarzyszące zmianie instalacji grzewczej i wymaga wsparcia. Pozwoli to także na stopniowe dostosowanie się mniej zamożnym gospodarstwom domowym do nowych regulacji, tak aby nie pogłębić *ubóstwa energetycznego*. To także czas na realizację działań termomodernizacyjnych, dzięki którym, wobec znacznej poprawy efektywności energetycznej budynków, zapotrzebowanie na energię ciepłą zostanie zrjonalizowane<sup>76</sup>.








**ograniczenie wykorzystania paliw  
stałych w gospodarstwach  
domowych**



Pokrywanie potrzeb ciepłych odbywa się na szczeblu lokalnym, dlatego tak ważne jest planowanie energetyczne na poziomie gminy oraz jego spójność z polityką energetyczną państwa. Należy dążyć do wykorzystania ciepła sieciowego, a indywidualne, niskoemisyjne źródła ciepła wykorzystywać jedynie na obszarach o niskim stopniu zurbanizowania. Monitorowanie i wyciąganie konsekwencji z nadmiernej emisji zanieczyszczeń również powinno odbywać się na poziomie lokalnym.

<sup>75</sup> Działania w zakresie emisji zanieczyszczeń zostały określone w *Polityce ekologicznej państwa 2030*.

<sup>76</sup> Patrz też: kierunek 8 – ubóstwo energetyczne i termomodernizacja.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 7.1. Aktywizacja regionów w zakresie planowania energetycznego poprzez zmianę obowiązku wykonania dokumentów planistycznych w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	2022	MSWiA, ME, MliR
 7.2. Budowa systemu zbierania danych do mapy ciepła	2020	GUS, ME, URE
 7.3. Zapewnienie warunków rozwoju ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych przez wsparcie finansowe, organizacyjne i prawne: <ul style="list-style-type: none"> <li>- zwiększenia wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji (system wsparcia)</li> <li>- zwiększenia wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym;</li> <li>- ucieplnianie elektrowni;</li> <li>- modernizacji i rozbudowy systemów ciepłowniczych i rozwoju technologii wytwarzania chłodu z ciepła sieciowego;</li> <li>- popularyzacji magazynów ciepła i inteligentnych sieci</li> </ul>	–	ME, MŚ, MliR samorządy, spółki, NFOŚiGW, WFOŚiGW i inne podmioty, zależnie od przyjętych rozwiązań
 7.4. Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego zwłaszcza poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>- uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej;</li> <li>- zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej</li> </ul>	2021 / 2020	ME, MliR, PRMCzP, MŚ, NFOŚiGW
 7.5. Tworzenie zachęt do wykorzystywania w ciepłownictwie indywidualnym paliw innych niż stałe – <i>gazu ziemnego, niepalnych OZE, energii elektrycznej</i>	–	NFOŚiGW, samorządy, ME
 7.6. Zwiększenie monitoringu emisji w domach jedno- i wielorodzinnych	–	MŚ, MliR, IOŚ
 7.7. Ograniczenie wykorzystania paliw stałych w gospodarstwach domowych w nieefektywnych kotłach	–	

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## KIERUNEK 8. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki<sup>77</sup>

CEL: zwiększenie konkurencyjności gospodarki

Efektywność energetyczna to relacja pomiędzy efektem użytkowym a wkładem energetycznym. Im niższa energochłonność danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, tym wyższa jego efektywność, co ma przełożenie na całą gospodarkę. Relację efektu i wydatku energetycznego odnosi się do każdego działania w gospodarce – od przemysłu, przez usługi, transport, czy zużycie w gospodarstwach domowych, po wytwarzanie energii.

Działania proefektywnościowe oznaczają mniejsze koszty zużycia energii. Wiążą się także z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki, wpływając na jej atrakcyjność i **konkurencyjność**. Świadczy o niej także energochłonność PKB. Im mniejsze zużycie energii, tym niższy udział kosztu energii w danym działaniu, co wpływa na jego opłacalność. Malejąca energochłonność oznacza szybszy wzrost PKB w porównaniu do tempa zużycia energii. *Wyjątkiem jest przemysł energochłonny, który z założenia pochłania znaczące ilości energii, a może stanowić krajową przewagę konkurencyjną.*



Poprawa efektywności energetycznej pośrednio wpływa na **bezpieczeństwo energetyczne**. Zmniejszenie relacji zapotrzebowania na energię do wzrostu gospodarczego oraz racjonalne korzystanie z energii jest równoznaczne z oszczędnością energii, która nie musi zostać wytworzona, tym samym ograniczone jest ryzyko jej niedostarczenia.

Ma to bezpośrednie przełożenie na **ograniczenie wpływu sektora energii na środowisko** ze względu na niewyemitowanie zanieczyszczeń oraz mniejszą eksploatację surowców, przy niezakłóconym rozwoju gospodarczym. Poza oszczędnością energii i przeciwdziałaniu zmianom klimatu, poprawa efektywności energetycznej przynosi korzyści wpływające na poprawę zdrowia i komfortu życia człowieka.

**Zwiększanie efektywności energetycznej powinno być uwzględniane w ramach realizacji wszystkich działań wskazanych w kierunkach PEP2040.** Poprawa efektywności energetycznej ma charakter horyzontalny, ale zdecydowano o wyodrębnieniu tego zagadnienia jako oddzielnego kierunku interwencji ze względu na ogromną wagę redukcji zużycia energii.

*Poniżej przedstawiona została koncepcja sposobów wsparcia zwiększenia efektywności energetycznej gospodarki, a także odpowiedzi na powiązane problemy tj. ubóstwo energetyczne i niska emisja. Projektem strategicznym tego kierunku jest **promowanie poprawy efektywności energetycznej.***

\* \* \*

Efektywność energetyczna jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej UE, która w perspektywie 2020 r. zobowiązała się do zwiększenia efektywności energetycznej poprzez zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20% w porównaniu z prognozami z 2007 r.<sup>78</sup> **Polski wkład w realizację celu oznacza osiągnięcie w latach 2010-2020 ograniczenia zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe<sup>79</sup>**, co w odniesieniu do wartości prognozy na 2020 r. z 2007 r. **oznacza zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 12,4%**. Choć energochłonność polskiej gospodarki odbiega od średniej w UE, w ostatnich latach poczyniliśmy ogromne postępy w oszczędności zużycia energii. Pośredni cel na 2016 r. – rozumiany jako osiągnięcie oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii z lat 2001-2005 – Polska zrealizowała z nadwyżką.

W 2014 r. Unia Europejska utrzymała priorytetowe znaczenie efektywności energetycznej, zobowiązując się do 27% oszczędności energii w stosunku do prognoz, a w 2018 r. cel (indykatywny) został podwyższony do 32,5% na poziomie całej UE. Polska zamierza

**23% oszczędności energii pierwotnej vs. prognoz na 2030 r.**

Więcej w: *Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017, 2018.*

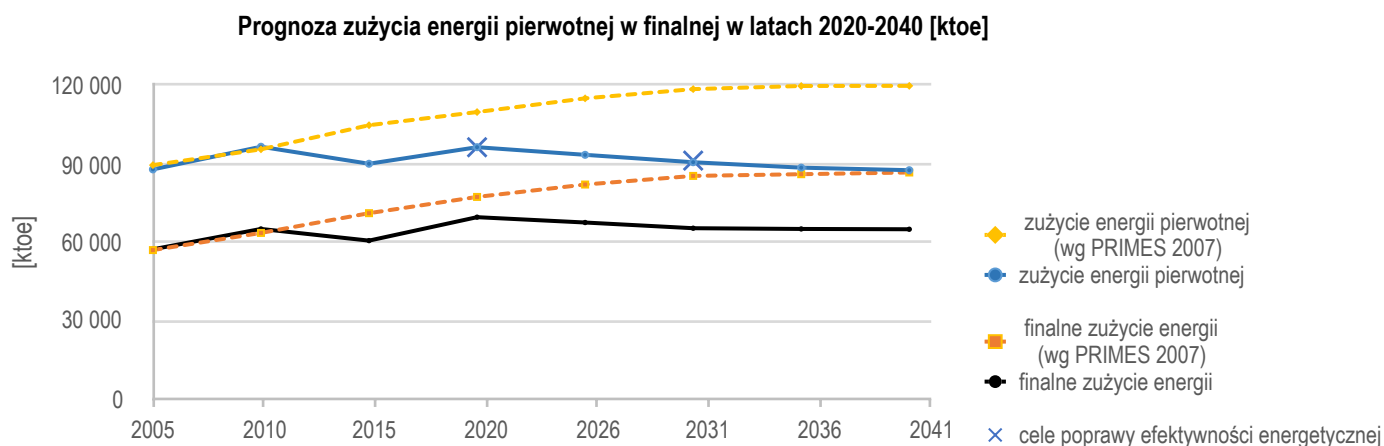
<sup>78</sup> Każde państwo członkowskie ustala orientacyjną krajową wartość docelową w zakresie efektywności energetycznej w oparciu o swoje zużycie energii pierwotnej lub końcowej, oszczędność energii pierwotnej lub końcowej albo energochłonność. Określa się także wartości docelowe w kategoriach bezwzględnego poziomu zużycia energii pierwotnej i końcowej w 2020 r. Zużycie energii finalnej określa się w oparciu o współczynniki konwersji.

<sup>79</sup> W prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej (PRIMES – Baseline 2007) zużycie energii pierwotnej przez Polskę prognozowane jest na poziomie 110 Mtoe w 2020 r. Uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymano 96,4 Mtoe.

kontynuować kierunek wzrostu efektywności energetycznej gospodarki. Na podstawie analizy efektów i wpływu na PKB oraz potencjału oszczędności, Polska deklaruje **krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do prognoz zużycia energii pierwotnej z 2007 r.**

Działania składające się na poprawę efektywności energetycznej o 23% do 2030 r. powinny dać nadwyżkę korzyści nad kosztami. Jednocześnie jest to **możliwość realizacji zobowiązań wzrostu udziału energii z OZE**, gdyż wiele działań proefektywnościowych może zostać zrealizowanych przy wykorzystaniu źródeł odnawialnych, które pozwalają uzyskać ten sam wolumen energii końcowej bez wsadu energii pierwotnej (rachunkowo).

Poniższy rysunek obrazuje prognozę zużycia energii pierwotnej i finalnej w wyniku wdrażania PEP2040 na tle prognoz Komisji Europejskiej PRIMES z 2007 r. Przedstawiono także cele na 2020 r. (liczbowy) oraz na 2030 r. (procent oszczędności w stosunku do prognoz).



**Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi niemal w całej gospodarce.** Poniżej wyszczególniono sektory gospodarki ze wskazaniem obszarów, w których skoordynowane działania mogą przynieść istotne korzyści:

- **sektor energetyczny – wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła, sektor gazowy oraz paliwowy** – poprawa sprawności istniejących źródeł konwencjonalnych; poprawa sprawności przesyłu i dystrybucji; magazynowanie; wykorzystanie inteligentnych rozwiązań; zwiększenie produkcji z rozproszonych źródeł energii; zwiększenie produkcji systemowej OZE;
- **gospodarstwa domowe** – termomodernizacja budynków (ocieplenie przegród budowlanych, wymiana, modernizacja systemów CO / CWU), odzysk ciepła z wentylacji (rekuperacja) oraz zastosowanie energooszczędnego oświetlenia i sprzętu RTV / AGD;
- **usługi** – termomodernizacja budynków (kompleksowa termomodernizacja oraz następnie wprowadzenie rekuperacji); modernizacja opraw oświetleniowych lub źródeł światła, wymiana sprzętu IT, oświetlenia placów i ulic;
- **przemysł** – udoskonalenie procesów energochłonnych przy produkcji (zwłaszcza produktów energochłonnych tj. stal, papier i cement);
- **transport** – popularyzacja elektromobilności (zysk wynika z blisko trzykrotnie wyższej sprawności elektrycznych układów napędowych niż w silnikach konwencjonalnych)<sup>80</sup>, zwiększenie udziału transportu zbiorowego w transporcie pasażerów.

Należy zwrócić uwagę, że nie każde przedsięwzięcie poprawy efektywności energetycznej jest racjonalne pod względem ekonomicznym. Zwrot inwestycji w postaci oszczędności może zamykać się w zbyt długim okresie i w zbyt silnym stopniu wpływać na PKB. Jednocześnie o działaniach w zakresie efektywności energetycznej trzeba myśleć także w perspektywie przekraczającej okres zwrotu w celu wdrażania idei *gospodarki o obiegu zamkniętym*. W energetyce ma to największe znaczenie w kontekście wykorzystania odpadów na cele energetyczne, ale także gospodarczego wykorzystania odpadów z sektora energetycznego (np. wapienie, siarka).

<sup>80</sup> Transport drogowy odpowiada za ok. 90% całkowitego zużycia energii pierwotnej przez ten sektor.

W pierwszej kolejności warto zauważyć, że istnieje bardzo szeroka oferta **wsparcia finansowego przedsięwzięć sprzyjających poprawie efektywności energetycznej** we wszystkich wskazanych wyżej obszarach – zarówno ze środków krajowych, jak i pozakrajowych, w szczególności europejskich. Konkretnie mechanizmy są określane stosownie do zidentyfikowanych potrzeb, a na szczególną uwagę zasługują tu pożyczki, dotacje i inne instrumenty oferowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz programy operacyjne funduszy europejskich, czy środki z EU ETS, z które w części będą przeznaczone na inwestycje proefektywnościowe w szeroko pojętym obszarze sektora energetycznego. Zakłada się, że wsparcie finansowe dla poprawy efektywności energetycznej będzie zapewnione w całej perspektywie PEP2040. Poprawie efektywności energetycznej sprzyjać będą także innowacyjne rozwiązania, dlatego bardzo ważne jest prowadzenie badań rozwojowych w zakresie rozwiązań sprzyjających redukcji zużycia energii zarówno pierwotnej, jak i finalnej.

**wsparcie finansowe  
poprawy efektywności  
energetycznej**

W finansowaniu przedsięwzięć proefektywnościowych ważną kwestią jest zapewnienie uzyskania najwyższego efektu energetycznego, co gwarantuje model finansowania w oparciu o tzw. *umowę o poprawę efektywności energetycznej*. Przedsiębiorstwo usług energetycznych dostarcza usługę poprawiającą efektywność energetyczną u beneficjenta, a wynagrodzenie (zwrot kosztów) za usługę otrzymuje z oszczędności uzyskanych ze zmniejszenia kosztów zużywanej energii wynikających z wdrożonych rozwiązań. Takie umowy mogą być stosowane zarówno w sektorze publicznym jak i prywatnym.

Działania odgórne na rzecz poprawy efektywności energetycznej obejmują bezpośrednio lub pośrednio całą gospodarkę. Podobne ramy zostały ustanowione dla wszystkich państw członkowskich UE i będą rozwijane stosownie do rozwoju technologicznego i możliwości gospodarczych. Wyróżnić należy w szczególności poniższe obszary:

**ramy prawne efektywności  
energetycznej – ekoprojekt,  
budownictwo, etykietowanie**

- **ekoprojekt** – dla zmniejszania oddziaływania na środowisko, w tym redukcji zużycia energii ustanawiane są wymagania dla projektowania produktów, w tym urządzeń do użytku domowego oraz stosowanych w sektorach usług i przemysłu, w taki sposób, aby w cyklu życia jak najmniej obciążały środowisko; obejmują one sukcesywnie coraz szerszy zakres urządzeń – od artykułów RTV / AGD, po kotły i systemy wentylacyjne;
- **redukcja zużycia energii w budynkach** – obok trwającej powszechnej termomodernizacji budynków w trakcie opracowania jest długoterminowa strategia renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieskalnych, która wskazywać będzie dalsze polityki i działania stymulujące renowacje budynków. Jednocześnie już od stycznia 2019 r. budynki użyteczności publicznej muszą być projektowane i wykonywane jako budynki o niskim zużyciu energii<sup>81</sup>. Wszystkie zaś nowo wznoszone budynki podlegać będą podobnemu wymaganiu od stycznia 2021 r. To ogromne wyzwanie, które wymaga wdrażania szeregu innowacyjnych rozwiązań w zakresie zastosowania odpowiednich materiałów, dostosowania grubości przegród w budynkach, systemu wentylacji, ogrzewania i oświetlenia;
- **etykietowanie energetyczne** – regulacje wskazują o czym powinna informować etykieta energetyczna, ma na celu oddziaływanie na świadomość konsumentów dotyczącą rzeczywistego zużycia energii przez produkty oraz ma wpływać na podejmowane przez nich decyzje dotyczące energooszczędnych i przyjaznych środowisku zakupów;
- **audyty energetyczne** – każdy „duży” przedsiębiorca jest zobowiązany do przeprowadzania co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa – przegląd obejmuje zużycie energii w budynkach, instalacjach, urządzeniach oraz w transporcie. Ten obowiązek ma uświadczać przedsiębiorcom potencjał działań proefektywnościowych, które jednocześnie powinny przełożyć się na zmniejszenie przez niego kosztów energii.

Na uwagę zasługuje także **zapewnienie wzorcowej roli sektora publicznego** w zakresie poprawy efektywności energetycznej w całym okresie obowiązywania PEP2040. Działania proefektywnościowe mogą mieć szeroki zakres – od termomodernizacji, przez nabywanie urządzeń, pojazdów i świadczenie usług o niskim zużyciu energii (tzw. zielone zamówienia publiczne), po wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, czy systemu zarządzania energią. Rozwijane będzie także realizowanie przedsięwzięć w formule partnerstwa publiczno-prywatnego, w szczególności w zakresie oświetlenia ulicznego.

**wzorcowa rola sektora  
publicznego**

<sup>81</sup> Szczegółowa definicja takiego budynku zawarta została w *Krajowym planie mającym na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii*, 2015.

Dodatkowym mechanizmem, który wprowadzono dla uzyskania oszczędności energii jest **system zobowiązujący określoną grupę podmiotów gospodarczych** (w tym przedsiębiorstw energetycznych) **do realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub zakupu świadectw efektywności energetycznej** (tzw. *białe certyfikaty* potwierdzają oszczędność energii wynikającą z przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną, uzyskaną na deklarowanym poziomie). System będzie obowiązywał do 2030 r., a jeśli będzie to konieczne zostanie przedłużony.

„świadectwa poprawy efektywności energetycznej”

Wszystkim wskazanym powyżej działaniom musi towarzyszyć **poprawa wiedzy o racjonalnym zużyciu energii poprzez różnorodne działania edukacyjne** - konieczne jest pobudzenie świadomości społeczeństwa o potencjale oszczędności energii w domach i miejscach pracy – np. racjonalna gospodarka ciepła, efektywne spalanie paliw, wykorzystanie energooszczędnego oświetlenia oraz sprzętu RTV/AGD, sposoby i skutki termomodernizacji. Ważnym elementem będzie doradztwo energetyczne na poziomie lokalnym, a także **działania** (np. kampanie) **promujące oszczędzanie energii**, w tym audyty energetyczne oraz inne różnorodne działania edukacyjne.

promowanie poprawy efektywności energetycznej

8. PROJEKT STRATEGICZNY PEP

Zagadnieniu efektywności energetycznej towarzyszą dwa problemy społeczno-gospodarcze – niska emisja i ubóstwo energetyczne. Niezwykle ważne dla obu zagadnień będzie mieć realizacja przyszłej strategii renowacji krajowych zasobów budynków mieszkalnych i niemieszkalnych, ale oczekuje się również, że w dalszej perspektywie istotną rolę w tym zakresie będzie mieć wdrażanie regulacji dotyczących niemal zerowego zużycia energii przez nowe budynki, o których mowa powyżej.

Nieefektywne wykorzystanie energii jest silnie związane z problemem **niskiej emisji**<sup>82</sup>. Przyczynia się do tego: spalanie niskiej jakości węgla oraz odpadów w gospodarstwach domowych (często przy niewłaściwej obsłudze pieców i palenisk); spalanie węgla w małych lokalnych ciepłowniach o niskiej sprawności; emisja komunikacyjna<sup>83</sup>.

ograniczenie uciążliwości niskiej emisji

W celu ograniczenia emisji indywidualnej w pierwszej kolejności należy zracjonalizować potrzeby ciepłe gospodarstw domowych<sup>84</sup> przez **termomodernizację budynków** (ocieplenie, wymiana stolarki drzwiowej i okiennej, wzrost świadomości). Drugim krokiem jest **zapewnienie efektywnego i ekologicznego źródła ciepła**<sup>85</sup>. Dla działań w tym zakresie – w obszarze budownictwa jednorodzinnego i wielorodzinnego – ogromną rolę odegrają środki przeznaczone na program „Czyste powietrze” oraz Fundusz Termomodernizacji i Remontów, które sposób i wielkość pomocy będą uzależniać od zamożności beneficjentów. Nie do przecenienia będzie aktywność samorządów, zarówno w zakresie promowania, jak i współfinansowania przedsięwzięć.

Wpływ na zmniejszenie emisji komunikacyjnej będzie mieć także **wdrożenie elektromobilności oraz szeregu działań zaplanowanych dla paliw alternatywnych**<sup>86</sup>. Istotne znaczenie będą mieć także zmiany systemowe w transporcie tj. popularyzacja niskoemisyjnego transportu zbiorowego, *car-sharingu*, czy rekuperacji energii z pojazdów elektrycznych zasilanych z sieci trakcyjnej (m.in. kolejowych, tramwajowych, metra).

<sup>82</sup> Niska emisja to zanieczyszczenia powietrza pochodzące z komunikacji samochodowej i procesu spalania węgla o niskiej jakości i/lub odpadów w domowych piecach i paleniskach (często przy ich niewłaściwej obsłudze) oraz w lokalnych przestarzałych ciepłowniach.

<sup>83</sup> Transport w większym stopniu przyczynia się do niskiej emisji w miastach niż na terenach wiejskich, gdzie powodem zanieczyszczeń jest ogrzewanie indywidualne.

<sup>84</sup> Działania w zakresie poprawy stanu ciepłownictwa zostały opisane w kierunku 7.

<sup>85</sup> Patrz też: kierunek 7.

<sup>86</sup> Patrz: kierunek 4C – rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych.

W dużym stopniu do niskiej emisji przyczyniają się gospodarstwa objęte **problemem ubóstwa energetycznego** ze względu na spalanie odpadów, mułków i flotokoncentratów, zazwyczaj w budynkach o niskiej charakterystyce energetycznej. Szczególne warunki wsparcia w ramach ww. programów wspierających termomodernizację dla najuboższych są kluczowym środkiem walki z ubóstwem energetycznym (ponad 80% energii pierwotnej w gospodarstwach domowych przeznaczana jest na ogrzanie pomieszczeń i wody). W dalszej kolejności pomoc powinna obejmować wymianę źródeł ciepła, które uniemożliwią spalanie odpadów i niskiej jakości paliw stałych. Aktualnie stosowany dodatek energetyczny, wspiera tzw. *odbiorców wrażliwych*, ale nie stanowi powszechnej odpowiedzi na problem, dlatego poszukiwane będą **nowe, efektywne sposoby walki z ubóstwem energetycznym**.

**ograniczenie  
ubóstwa  
energetycznego**



Poziom efektywności energetycznej jest związany z rozwojem gospodarczym danego regionu, na co wpływa zarówno zamożność mieszkańców, jak i kondycja lokalnych przedsiębiorstw. Wdrażane mechanizmy oddziałują na cały kraj, a szeroki wachlarz instrumentów ma na celu zapewnienie uzyskania oszczędności tym podmiotom, które mają trudności w ich samodzielnej realizacji. W ujęciu regionalnym bardzo istotną rolę pełnią Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ze względu na lokalny charakter

dystrybucji środków.

 Działania	Termin	Odpowiedzialni
 8.1. Zapewnienie wsparcia i rozwój programów wsparcia finansowego przedsięwzięciom zwiększającym efektywność energetyczną gospodarki	2030	NFOŚiGW, WFOŚiGW, MŚ, ME, MPiT
 8.2. Zapewnienie ram prawnych rozwoju efektywności energetycznej w zakresie m.in. produktów i charakterystyki energetycznej budynków	2020	ME, MI, MiiR
 8.3. Zapewnienie wzorcowej roli sektora publicznego w poprawie efektywności energetycznej	–	sektor publiczny
 8.4. Zapewnienie sprawnego funkcjonowania systemu białych certyfikatów oraz ewentualnej kontynuacji po 2030 r.	2030 (możliwa kontynuacja)	ME, URE
 8.5. Promowanie poprawy efektywności energetycznej	–	ME, MŚ, NFOŚiGW
 8.6. Wsparcie powszechnej termomodernizacji budynków mieszkalnych oraz poszukiwanie nowych rozwiązań ograniczenia uciążliwości niskiej emisji	–	PRMCzP, NFOŚiGW, ME, MPiT
 8.7. Poszukiwanie nowych, efektywnych sposobów walki z ubóstwem energetycznym	–	ME, MRPiPS, MiiR, PRMCzP

 – bezpieczeństwo energetyczne,

 – konkurencyjność gospodarki,

 – ograniczenie wpływu sektora na środowisko

## 4. Wdrażanie i monitorowanie PEP2040

### Pomioty wdrażające

Za wdrażanie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* odpowiedzialnych jest szereg podmiotów – organy administracji rządowej i samorządowej, instytucje rządowe, podmioty sektora paliwowo-energetycznego, jak również podmioty gospodarcze, realizujące ustawowe obowiązki oraz realizujące dobre praktyki w zakresie wykorzystania energii. Na liście tej znajdują się także gospodarstwa domowe, które aktywizują się na rynku energii, ale także powinny dbać o racjonalne wykorzystanie energii. Poniżej przedstawiono podmioty szczególnie zaangażowane w realizację polityki energetycznej państwa wraz z krótkim opisem ich ról.

**Minister właściwy ds. energii** pełni wiodącą i koordynującą rolę w tworzeniu i realizacji polityki energetycznej państwa, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Sprawuje nadzór nad spółkami sektora energetycznego oraz nad instytutami badawczymi w obszarze energii. Ponadto ministrowi właściwemu ds. energii podlega Agencja Rezerw Materiałowych oraz Prezes Wyższego Urzędu Górniczego. Wykonuje on także prawa majątkowe przysługujące Skarbowi Państwa w odniesieniu do spółek sektora energetycznego.

**Prezes Urzędu Regulacji Energetyki** jest centralnym, niezależnym organem administracji rządowej wykonującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią (w szczególności taryfowanie i koncesjonowanie) oraz promowania konkurencji. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców. Do niego należy także prowadzenie szerokiego wachlarza rejestrów i wykazów, jak również przeprowadzanie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE.

**Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej** sprawuje nadzór właścicielski Skarbu Państwa nad operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz PERN S.A.

**Minister właściwy ds. środowiska** w ramach polityki energetycznej państwa prowadzi i odpowiada za politykę surowcową, a w tym zakresie za koordynację rozpoznania, dokumentowania i zagospodarowania złóż surowców energetycznych, nadzoruje działania związane z funkcjonowaniem systemu zarządzania krajowymi pułapami emisji gazów cieplarnianych i innych substancji oraz działania w zakresie zagospodarowania złóż surowców energetycznych. Ponadto minister właściwy ds. środowiska sprawuje nadzór nad Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki, a także nad działalnością Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

**Pełnomocnik Prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste Powietrze”** koordynuje działania administracji rządowej oraz współpracuje z jednostkami samorządu terytorialnego i organizacjami pozarządowymi w zakresie poprawy jakości powietrza, co w odniesieniu do PEP2040 dotyczy w szczególności ciepłownictwa i efektywności energetycznej.

**Prezes Państwowej Agencji Atomistyki** jest centralnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach bezpieczeństwa jądowego i ochrony radiologicznej, a kluczowe znaczenie dla realizacji PEP2040 mają zadania PAA ma przygotowywanie projektów dokumentów dotyczących polityki państwa w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa jądowego i ochrony radiologicznej, uwzględniających PPEJ i zagrożenia wewnętrzne i zewnętrzne.

**Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej** jest państwową osobą prawną, której celem działania jest finansowanie ochrony środowiska i gospodarki wodnej. W zakresie realizacji polityki energetycznej państwa do NFOŚiGW należy w szczególności finansowanie szeroko pojętych zielonych inwestycji oraz wdrażanie funduszy UE w zakresie efektywności energetycznej.

**Minister właściwy ds. rozwoju regionalnego** koordynuje opracowanie i realizację strategii rozwoju oraz współdziała w zakresie pozyskiwania środków rozwojowych z Unii Europejskiej na potrzeby sektora energetycznego.

**Minister właściwy ds. rolnictwa i rozwoju wsi** podejmuje w ramach polityki energetycznej państwa działania dotyczące elektryfikacji i gazyfikacji obszarów wiejskich, a także niektóre działania dotyczące energetycznego potencjału obszarów wiejskich, jak również szeroko pojętej problematyki biomasy, biogazu oraz biokomponentów i biopaliw.

**Minister właściwy ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa** podejmuje działania związane z aspektami energetycznymi budownictwa, w tym poprawą efektywności energetycznej budynków, a także współdziała w realizacji polityki energetycznej w zakresie problematyki planowania i zagospodarowania przestrzennego.

**Minister właściwy ds. gospodarki morskiej i żeglugi śródlądowej** odpowiada w szczególności za realizację działań związanych z rozwojem infrastruktury portowej i zagospodarowania obszarów morskich RP na cele energetyczne, a także współdziała w zakresie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego; ponadto prowadzi działania dotyczące środowiskowych aspektów wykorzystania wód (wpływ na wykorzystanie wody przez energetykę).

**Minister właściwy ds. gospodarki** współdziała w szczególności w zakresie konkurencyjności podmiotów gospodarczych (w tym przedsiębiorstw energochłonnych) w kontekście wpływu obciążeń wynikających z zakupu energii, ponadto wspiera działania z zakresu wytwarzania energii na cele własne przez przedsiębiorstwa przemysłowe.

**Minister właściwy ds. zagranicznych** zapewnia wsparcie dla realizacji działań ujętych w polityce energetycznej państwa w zakresie, w jakim dotyczą one stosunków Polski z innymi państwami i organizacjami międzynarodowymi oraz wiążą się reprezentowaniem i ochroną interesów Polski za granicą.

**Minister właściwy ds. finansów publicznych** współdziała w realizacji polityki energetycznej w szczególności w zakresie działań związanych z określaniem zasad realizacji dochodów z podatków bezpośrednich, pośrednich oraz opłat od podmiotów działających w branży energetycznej.

**Minister właściwy ds. nauki i szkolnictwa wyższego** podejmuje działania mające na celu rozwój do potrzeb rynku system nauki i szkolnictwa wyższego

**Minister właściwy ds. edukacji** podejmuje działania mające na celu zapewnienie jednolitości kwalifikacji dla zawodów sektora energetycznego, które znajdują się w katalogu Zintegrowanego Systemu Kwalifikacji.

**Rządowe Centrum Bezpieczeństwa** w szczególności zapewnia obieg informacji między krajowymi i zagranicznymi organami i strukturami zarządzania kryzysowego oraz monitoruje realizację działań wykonawczych sektora energetycznego wynikających z ustawy o zarządzaniu kryzysowym i z Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej.

**Operatorzy systemów przesyłowych** oraz **operatorzy systemów dystrybucyjnych** elektroenergetycznych, gazowych i ropy naftowej w ramach realizacji polityki energetycznej państwa prowadzą w szczególności takie działania jak opracowywanie planów rozwoju sieci, a także odtworzenie i wzmocnienie istniejących oraz budowa nowych połączeń międzysystemowych, w szczególności umożliwiających wymianę transgraniczną z krajami sąsiednimi.

**Operator systemu magazynowania** w ramach realizacji polityki energetycznej państwa prowadzi w szczególności takie działania jak zapewnienie eksploatacji, konserwacji, remontów i rozbudowy instalacji magazynowych i urządzeń, w sposób gwarantujący bezpieczeństwo i niezawodność ich funkcjonowania, a także dysponowanie mocą instalacji magazynowych.

**Jednostki samorządu terytorialnego** (gminy, powiaty, województwa) odpowiadają za realizację polityki energetycznej państwa w ujęciu lokalnym, w tym prowadzą działania związane z planowaniem energetycznym na poziomie lokalnym, angażują się w lokalną gospodarkę niskoemisyjną oraz wsparcie podmiotów w zakresie doradztwa energetycznego.

**Instytuty naukowo-badawcze i uczelnie wyższe** prowadzą prace badawczo-rozwojowe w zakresie innowacyjnych rozwiązań oraz prowadzą działania mające na celu ich wdrożenie rynkowe, uwzględniając dostosowanie prac naukowych do potrzeb rynku.

**Podmioty sektora** – spółki energetyczne, spółki węglowe, spółki naftowe, spółki gazowe, spółki rafineryjne, spółki obrotu energią, spółki realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy – wykonują określone działania z zakresu polityki energetycznej państwa, w szczególności w obszarze prowadzenia inwestycji początkowych.

**Przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe** są głównymi interesariuszami polityki energetycznej państwa, której realizacja ma im zapewnić stabilny dostęp do energii po akceptowalnych cenach. W ostatnich latach stają się także coraz aktywniejsi w roli dotychczas niedostępnej – tj. wytwórca energii, czy świadczący usługi zarządzania popytem.

## **System monitorowania**

Realizacja *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku* będzie monitorowana na poziomie celu głównego oraz pięciu głównych wskaźników, jak również na poziomie kierunków w odniesieniu do realizowanych działań i projektów

strategicznych. Sprawozdanie z realizacji będzie elementem corocznego *raportu z monitorowania Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju oraz dziewięciu strategii rozwoju*.

Zawarte w PEP2040 projekty strategiczne zawarte podlegać będą cyklicznemu monitoringowi strategicznemu prowadzonemu przez Rządowe Biuro Monitorowania Projektów w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów oraz bieżącemu monitoringowi operacyjnemu prowadzonemu przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju<sup>87</sup>.

## 5. Źródła finansowania PEP2040

Ramy finansowe PEP2040 bazują częściach i działach budżetu państwa, wydatkach jednostek sektora instytucji rządowych i samorządowych, budżecie środków europejskich (PEP2040 wpisuje się w priorytety europejskiej polityki spójności, dlatego znaczna część wydatków może być współfinansowana ze środków europejskich, przy czym najbliższa perspektywa finansowa obejmuje lata 2021–2027) i innych zagranicznych. Istotna część wydatków będzie pokryta przez środki spółek sektora paliwowo-energetycznego, środki prywatne, czy finansowanie dłużne. Do puli źródeł należy zaliczyć także systemy wsparcia, które pośrednio pokrywają odbiorcy energii.

W tabeli poniżej zestawiono źródła finansowania, które będą przyczyniać się do realizacji PEP, jednakże **nie wyczerpują one katalogu źródeł finansowania**. Horyzont wydatkowania tych środków jest krótszy niż perspektywa PEP2040, ale jednocześnie powstają nowe instrumenty, które będzie można wykorzystać w celu wdrażania polityki. Kierunki i zadania PEP2040 stanowić powinny także jeden z wyznaczników montażu finansowego nowych programów, funduszy oraz rezerwowania środków na realizację. Należy także zauważyć, że w wielu przypadkach PEP2040 wskazuje problemy, dla których rozwiązania nie są znane lub ich szczegóły nie są skonkretyzowane, a źródła finansowania będą elementem tych rozwiązań

Należy mieć na uwadze, że realizacja przedsięwzięć rozwojowych musi odbywać się **przy zachowaniu stabilności makroekonomicznej**, w tym w szczególności sektora finansów publicznych. Prowadzona polityka budżetowa musi uwzględniać ograniczenia związane z obowiązującymi regułami finansowymi oraz dążenie do stopniowego dochodzenia do średniookresowego celu budżetowego, którego realizacja umożliwi wejście na ścieżkę stabilnej równowagi długu publicznego. Wskazuje to na konieczność efektywnego stymulowania **inwestycji sektora prywatnego** (ze środków krajowych i zagranicznych) oraz dalszego podnoszenia efektywności wydatków rozwojowych sektora publicznego. Wykorzystanie środków UE należy skoncentrować na projektach o najwyższej wartości dodanej i pozytywnych efektach zewnętrznych. Zakłada się, że w nadchodzących latach działania związane z wdrażaniem SOR będą prowadzić do **mobilizowania kapitału prywatnego** (krajowego i zagranicznego), co wpłynie na zwiększenie jego aktywności inwestycyjnej. Ze względu na potrzebę zapewnienia stabilności finansów publicznych to właśnie **kapitał prywatny będzie odgrywał kluczową rolę w osiągnięciu planowanej stopy inwestycji w gospodarce**.

Działania realizowane przez **sektor publiczny** (zarówno **inwestycyjne, jak i regulacyjne**) sprzyjają poprawie „warunków brzegowych” determinujących ekonomiczną racjonalność i rentowność działalności podmiotów sektora prywatnego. Dynamiczny rozwój sektora prywatnego przekłada się na wzrost jego przychodów i zysków przy równoczesnym wzroście wynagrodzeń czynnika pracy, co będzie prowadzić do **poszerzenia wpływów do budżetu**. Przyczyni się to tym samym do **wzrostu dochodów sektora instytucji rządowych i samorządowych, zapewniając możliwość finansowania zadań wynikających z funkcji państwa**.

Sprzyjać temu powinna kondycja makroekonomiczna gospodarki polskiej w najbliższych kilkunastu latach. Prognozy zarówno instytucji krajowych, jak i renomowanych ośrodków międzynarodowych, wskazują na możliwość **utrzymania się stosunkowo wysokiego** tempa wzrostu gospodarczego (choć niższego zarówno od odnotowanego w latach 2017–2018, jak i prognozowanego na lata 2019–2024). Zgodnie z długookresowymi prognozami Ministerstwa Finansów<sup>88</sup> w latach 2025–2030 tempo wzrostu gospodarczego w ujęciu realnym będzie wahać się od 3% w 2025 r. do 2,7% w 2030 r., co przełoży się

<sup>87</sup> Monitoring projektów realizowany jest przy pomocy narzędzia informatycznego MonAliZa. System zapewnia jednolitość monitorowania obowiązującego projekty wszystkich zintegrowanych strategii, z uwzględnieniem specyfiki organizacji, zakres projektu oraz dobrych praktyk i rekomendowanych standardów. Wyznaczeni liderzy projektów przekazują dane niezbędne do zasilenia systemu MonAliZa, a także za jego pośrednictwem wskazują m.in. ryzyka i osiągnięte rezultaty.

<sup>88</sup> Wytyczne dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowywania skutków finansowych projektowanych ustaw.

na średnie roczne tempo wzrostu w tym okresie rzędu 2,8%. **Wraz ze wzrostem gospodarczym wzrastać będą dochody sektora finansów publicznych, co powinno umożliwić finansowanie działań rozwojowych w zakresie ich planowanej realizacji ze środków publicznych.**

Na uwagę zasługują także prowadzone na forum UE prace nad **taksonomią, czyli jednolitym unijnym system klasyfikacji, który ma za zadanie zaangażować kapitał prywatny w finansowanie niskoemisyjnej transformacji.** Wprowadzone zostaną zharmonizowane kryteria pozwalające ustalić, czy dana działalność gospodarcza jest zrównoważona pod względem środowiskowym. Taksonomia będzie miała zastosowanie do produktów finansowych uwzględniających w swojej strategii inwestycyjnej kryteria zrównoważoności.

Prawdopodobnie koszt finansowania kapitałem prywatnym działalności, która nie będzie postrzegana jako zrównoważona będzie wyższy niż w przypadku działalności ekonomicznej postrzeganej jako zrównoważona – co oznacza, że będzie ona trudniejsza do sfinansowania za pomocą komercyjnych środków dłużnych.

ZESTAWIENIE MOŻLIWYCH ŹRÓDEŁ FINANSOWANIA PEP2040 – ŚRODKI KRAJOWE I POZAKRAJOWE<sup>89</sup>

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
Budżet państwa – część 47 i 48	górnictwo i kopalnictwo przetwórstwo przemysłowe administracja publiczna wydatki jednostek sektora instytucji rządowych i samorządowych	10 684,28 mln PLN	2021-2025	Horyzont wynika z metodyki planowania budżetu państwa w wieloletniej perspektywie
Program pomocowy SA.46891 (2017/N) – Polska – Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w latach 2015-2023	pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych wynikających z ostatecznego zamknięcia jednostek górniczych	12 671,64 mln PLN	2015-2023	Pomoc państwa dla sektora górnictwa węgla kamiennego na pokrycie kosztów nadzwyczajnych udzielana jest w formie: dotacji; zwolnień z obowiązkowych opłat i kar, zwolnień z wpłat wobec PFRON oraz opłat i kar wobec NFOŚiGW i PGWWP; zwolnień z podatku od czynności cywilnoprawnej (PCC); zwolnień z podatku dochodowego od osób prawnych (CIT); zwolnień z wpłat z zysku; zwolnień z obowiązku uzyskiwania koncesji na wydobywanie metanu Jednostkami udzielającymi pomocy są: - Minister Energii; - Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW); - Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych (PFRON); - Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie. - I Śląski Urząd Skarbowy w Sosnowcu. - Minister Środowiska - Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie

<sup>89</sup> Niniejsza lista nie jest wyczerpanym katalogiem źródeł finansowania PEP2040, opracowana zgodnie z informacjami dostępnymi na połowę 2019 r.

W przypadku „-” kwota lub horyzont trudny do określenia.

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
Środki NFOŚiGW, m.in.: a) <i>Energia Plus</i> b) <i>Ciepłownictwo Powiatowe – pilotaż</i> c) <i>Agroenergia</i> d) <i>Polska Geotermia Plus</i> e) <i>Mój Prąd*</i> f) <i>Współfinansowanie projektów finansowanych w I osi POIiŚ 2014-2020</i> g) <i>Program „Czyste powietrze”</i>	działania poprawiające efektywność energetyczną, niskoemisyjne źródła energii, w tym odnawialne źródła energii oraz wysokosprawna kogeneracja ciepłownictwo systemowe edukacja ekologiczna inne zielone inwestycje poprawa jakości powietrza transport niskoemisyjny	a) 4 000 mln PLN b) 500 mln PLN c) 200 mln PLN d) 600 mln PLN e) 1 000 mln PLN f) 2 000 mln PLN g) 1 003 mln PLN	2019-2025	Szczegóły dotyczące źródeł zasilania NFOŚiGW oraz oferty dostępne na: <a href="https://nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/onas/">https://nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/onas/</a> <a href="http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/">http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/</a>  * Program Mój Prąd zasilany z rachunku klimatycznego środków pochodzą z ETS a NFOŚiGW działa jako Krajowy operator systemu zielonych inwestycji)
Fundusz Termomodernizacji i Remontów	przedsięwzięcia termomodernizacyjne	–	od 1999	Fundusz zasilany z budżetu państwa. W latach 1999-2018 przekazano na Fundusz 2 575 mln PLN, dalsze kwoty trudne do określenia. <a href="https://www.bgk.pl/samorzady/fundusze-i-programy/fundusz-termomodernizacji-i-remontow/">https://www.bgk.pl/samorzady/fundusze-i-programy/fundusz-termomodernizacji-i-remontow/</a>
Fundusz Niskoemisyjnego Transportu	rozwój elektromobilności oraz transportu opartego na paliwach alternatywnych, w tym CNG, LNG, biokomponentów (m.in. na zakup floty, infrastrukturę ładowania, transport publiczny, działania promocyjne i edukacyjne)	6 700 mln PLN	2021-2025	Przychodami FNT są: – dotacje celowe z budżetu państwa, – środki przekazywane przez OSP, – wpływy z tytułu opłaty zastępczej, – wpływy z tytułu opłaty emisyjnej.  Dysponentem Funduszu jest Minister Energii, a zarządzanie nim powierzono NFOŚiGW. <a href="https://www.gov.pl/web/energia/fundusz-niskoemisyjnego-transportu">https://www.gov.pl/web/energia/fundusz-niskoemisyjnego-transportu</a>
System wsparcia „białe certyfikaty”	poprawa efektywności energetycznej przedsiębiorstw	–	2030	Możliwe przedłużenie horyzontu

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
Systemy wsparcia OZE: „zielone certyfikaty”*, aukcje na zakup energii dla energii elektrycznej wytworzonej z OZE, taryfy FIT i FiP	rozwój odnawialnych źródeł energii	40 000 mln PLN*	2040	*Zgodnie z decyzją KE dot. notyfikacji systemu wsparcia dla OZE mechanizm aukcyjny nie powinien przekroczyć wskazanej kwoty w perspektywie 2040 r. Taryfy FIT i FiP stanowią uzupełnienie systemu aukcyjnego, dlatego wskazana kwota obejmuje ich koszt. Wielkość środków na certyfikaty trudne do oszacowania ze względu na zasady rynkowe
System wsparcia – rynek mocy	zapewnienie impulsu inwestycyjnego dla stabilnych i pewnych dostaw energii	ok. 4 000 mln PLN (rocznie)	2020*-2042	Koszty mechanizmu będą zawarte w rachunkach za energię elektryczną. *Obowiązuje od III kw.2020 r., dlatego koszt będzie w tym roku niższy
System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji	rozwój wysokosprawnej kogeneracji	36 300 mln PLN	2019-2047	Koszty mechanizmu będą zawarte w rachunkach za energię elektryczną.
Środki NCBiR, projekty badawcze	badania i rozwój, wczesne wdrożenia innowacyjnych rozwiązań	–	–	Środki krajowe, środki UE i inne środki dostępne w ramach programów międzynarodowych
Fundusze europejskie – programy operacyjne w perspektywie finansowej 2014-2020	a) OZE b) efektywność energetyczna w budynkach c) efektywność energetyczna w przedsiębiorstwach d) sieci ciepłownicze e) wysokosprawna kogeneracja f) infrastruktura elektroenergetyczna g) infrastruktura gazowa	a) 150,0 0 mln EUR b) 486,5 4 mln EUR c) 78,11 mln EUR d) 559,2 0 mln EUR e) 200,8 8 mln EUR f) 573,6 7 mln EUR g) 750,0 0 mln EUR	2014-2020	Środki w trakcie wydatkowania, realizacja projektów służących realizacji PEP2040 nawet do 2023 r. <a href="http://www.funduszeuropejskie.gov.pl/">http://www.funduszeuropejskie.gov.pl/</a> <a href="https://www.gov.pl/web/energia/co-robimy-fundusze-europejskie">https://www.gov.pl/web/energia/co-robimy-fundusze-europejskie</a>

nazwa / rodzaj	obszar finansowania	wielkość środków	horyzont	dodatkowe informacje
Fundusze europejskie – programy operacyjne w perspektywie finansowej 2021-2027	a) OZE b) efektywność energetyczna w budynkach c) efektywność energetyczna w przedsiębiorstwach d) sieci ciepłownicze e) wysokosprawna kogeneracja f) infrastruktura elektroenergetyczna g) infrastruktura gazowa	Szacunkowo powyżej 6 000 mln EUR (przypuszczalnie ok. 3 000–4 000 mln EUR w programach krajowych i podobna alokacja w Regionalnych Programach Operacyjnych)	2021-2027	Środki na etapie montażu finansowego – nie są znane ani całkowite ramy funduszy, ani podział na poszczególne programy
Fundusze europejskie – Instrument “Łącząc Europę” (CEF - ang. <i>Connecting Europe Facility</i> )	budowa i modernizacja infrastruktury energetycznej, inteligentne sieci elektroenergetyczne, CCS (w tym projekty wspólnego zainteresowania – PCI, ang. <i>Project of Common Interest</i> )	4 700 mln EUR* 40,00 mln PLN	2014-2020 2021-2025	*Kwota do 2020 to całkowity budżet instrumentu przeznaczony na bezzwrotne dotacje. Kwota od 2021 r. widnieje w budżecie państwa <a href="http://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/zasady-dzialania-funduszy/program-laczac-europe/informacje-o-cef/">http://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/zasady-dzialania-funduszy/program-laczac-europe/informacje-o-cef/</a>
Fundusze europejskie – Fundusz Sprawiedliwej Transformacji w ramach „Zielonego Ładu dla Europy”	transformacja regionów górniczych	5 800 mln EUR	2021-2027	Środki w trakcie montażu finansowego. Podana kwota jest szacunkiem z I półrocza 2019 r.
Fundusz Modernizacyjny	modernizacja sektora energetycznego	ok. 2 000 – 4 800 mln EUR	2021-2030	Fundusz będzie finansowany z aukcji 2% wszystkich uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS. Wielkość środków zależna od cen uprawnień. Z Funduszu będą mogły skorzystać państwa UE, w których PKB per capita jest niższy od 60% średniej UE, w tym Polska. Projekty dotyczące wytwarzania energii z wykorzystaniem paliw stałych będą wyłączone, z wyjątkiem ogrzewania sieciowego w Bułgarii i Rumunii.

<b>nazwa / rodzaj</b>	<b>obszar finansowania</b>	<b>wielkość środków</b>	<b>horyzont</b>	<b>dodatkowe informacje</b>
InvestEU	niskoemisyjna infrastruktura, B+R, MŚP, budowanie kompetencji	Szacunkowo powyżej 6 000 – 7 000 mln EUR (trudna do oszacowania alokacja dla sektora energii)	2021-2027	W ramach dotychczas obowiązującego programu <i>Investment Plan for Europe</i> (Juncker Plan) dla inwestycji na terenie Polski przyznano ponad 3,7 mld EUR na realizację inwestycji o wartości prawie 18,6 mld EUR.
Horizon Europe	badania i rozwój	–	2021-27	Następca programu Horizon 2020
Program LIFE	ochrona środowiska i klimatu	ok. 5 000 mln EUR	2021-27	Kontynuacja programu rozpoczętego w 1992 r.
Program wspierania reform strukturalnych	wsparcie instytucji krajowych (ministerstw, jednostek centralnych oraz samorządów) przy wprowadzaniu reform strukturalnych	222,8 mln EUR*	2014-2020	*Kwota to całkowity (dla wszystkich państw członkowskich UE) budżet instrumentu; realizacja projektów sprzyja wdrażaniu PEP2040
Norweski Mechanizm Finansowy, Mechanizm Finansowy EOG	wysokosprawna kogeneracja, modernizacja sieci i źródeł w systemach ciepłowniczych, poprawa efektywności energetycznej w szkołach, geotermia, mała energetyka wodna, projekty dotyczące produkcji peletu	862,35 mln PLN	2021-2025	Kwota widniejąca w budżecie państwa, może być zwiększona w ramach współfinansowania ze środków NFOŚiGW. Mechanizm obejmujący szerszy zakres niż obszar <i>energia</i>
Środki Banku Światowego	w szczególności działania antysmogowe i poprawa efektywności energetycznej	–	–	Programy i mechanizmy powstają na bieżąco, jako odpowiedź na obserwowane potrzeby

## 6. Streszczenie

**Polityka energetyczna Polski do 2040 roku** – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego (PEP2040) stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora energii z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej.

PEP2040 jest jednocześnie jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających ze *Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju*. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 będzie zgodny z *Polityką energetyczną Polski do 2040 r.*

PEP2040 zawiera opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego, cel polityki energetycznej. Następnie wskazano osiem kierunków polityki wraz z działaniami

niezbędnymi do ich realizacji oraz projekty strategiczne i źródła finansowania.

Kierunki obejmują cały łańcuch dostaw energii – od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawy energii (przesył i rozdziel), po sposób jej wykorzystania. Każdy z ośmiu kierunków PEP2040 przyczynia się do realizacji trzech elementów celu PEP2040.

Horyzont PEP2040 to 20 lat, ale dla urealnienia wiele zadań ma perspektywę kilku- lub kilkunastoletnią. Mają one charakter wykonawczy i mogą podlegać dynamicznym zmianom ze względu na zmiany otoczenia.

Do dokumentu załączono (1) ocenę realizacji poprzedniej polityki energetycznej państwa, (2) wnioski z analiz prognostycznych oraz (3) strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko PEP2040.

## Cel i wskaźniki polityki energetycznej państwa

Celem polityki energetycznej państwa jest **bezpieczeństwo energetyczne**<sup>90</sup>, przy zapewnieniu **konkurencyjności gospodarki**<sup>91</sup>, efektywności energetycznej i **zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko**, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych.



Za globalną miarę realizacji celu PEP2040 przyjęto poniższe wskaźniki:

- ✓ 56-60% udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r.
- ✓ 21-23%<sup>92</sup> OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.
- ✓ wdrożenie energetyki jądrowej w 2033 r.
- ✓ poprawa efektywności energetycznej o 23% do 2030 r. w stosunku do prognoz z 2007 r.
- ✓ ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o 30% do 2030 r. (w stosunku do 1990 r.)

## Kierunki PEP2040

Polska jest w stanie pokryć zapotrzebowanie na węgiel i biomasę krajowymi zasobami, ale własnymi źródłami nie pokryjemy popytu na gaz ziemny i ropę naftową. Mając na uwadze skończoność zasobów, a także aspekty ekonomiczne i ekologiczne, kluczowe w tym zakresie jest racjonalne wykorzystanie surowców.

Popyt na **węgiel kamienny** będzie pokrywany zasobami własnymi, a relacja import-eksport będzie miała charakter uzupełniający. Aby było to możliwe konieczne jest przede wszystkim zapewnienie rentowności sektora oraz racjonalna eksploatacja, wykorzystanie i dystrybucja surowca. Istotnym elementem jest wdrażanie innowacji w wydobywaniu i wykorzystaniu węgla, tak aby zwiększyć konkurencyjność polskiego węgla w stosunku do importowanego oraz w odniesieniu do innych paliw, a także dla ograniczenia ich negatywnego wpływu na środowisko. Ze względów społecznych i środowiskowych realizowana będzie restrukturyzacja terenów pogórnictwa, głównie do celów przemysłowych.

<sup>90</sup> Zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne*, bezpieczeństwo energetyczne oznacza aktualne i przyszłe zaspokojenie potrzeb odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Oznacza to obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji.

<sup>91</sup> Koszt energii ukryty jest w każdym działaniu i produkcie wytworzonym w gospodarce, dlatego ceny energii przekładają się na konkurencyjność całej gospodarki

<sup>92</sup> Osiągnięcie wyższego poziomu tj. 23% udziału OZE w zużyciu energii będzie wymagało dodatkowego wsparcia w ramach *sprawiedliwej transformacji*, gdyż gospodarka Polski nie będzie w stanie samodzielnie przeprowadzić tak istotnej zmiany.

Zapotrzebowanie na **węgiel brunatny** będzie pokrywane przez zasoby krajowe, w niewielkiej odległości od miejsca wykorzystania. **Dokończona zostanie eksploatacja czynnych złóż i zagospodarowanie perspektywicznych.** Za perspektywiczne uznaje się złoża Złoczew i Ościsłowo, a za rezerwowe Gubin. Dla zagospodarowania nowych złóż perspektywicznych główną rolę odegrają ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i rozwój nowych technologii. Duże znaczenie dla eksploatacji nowych złóż będzie mieć rozwój innowacyjnych sposobów wykorzystania surowca (np. zgazowanie lub wykorzystanie poza sektorem energetycznym), ze względu na jego wysoką emisyjność, która może wpłynąć na ograniczone możliwości wykorzystania w energetyce, a także coraz niższą konkurencyjność w wyniku obciążania kosztami polityki klimatyczno-energetycznej UE.

Popyt na **gaz ziemny i ropę naftową** będzie pokrywany głównie surowcem importowanym, przy czym realizowane będą działania mające na celu realną dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw. Jednocześnie nadal poszukiwane będą krajowe złoża (również metodami niekonwencjonalnymi), które zastąpią podaż ze złóż wyeksploatowanych. Część popytu na ropę naftową zostanie zmniejszona przez wzrost znaczenia biopaliw i paliw alternatywnych (m.in. energia elektryczna, LNG, CNG, wodór).

Zapotrzebowanie na **surowce odnawialne (biomasę)** pokrywane będzie w możliwie najmniejszej odległości od wytworzenia. Dążyć będzie się do zwiększania roli biomasy o charakterze odpadowym, aby nie doprowadzać do konkurencji ze spożywczym wykorzystaniem plodów rolnych. Należy wykorzystać także potencjał zgromadzony w odpadach nierolniczych.

#### PROJEKT STRATEGICZNY PEP2040 w kierunku 1: *Transformacja regionów górniczych*

##### Kierunek 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej

Bilans mocy musi zapewniać stabilność dostaw energii i elastyczność pracy sieci, a także realizację zobowiązań międzynarodowych i odpowiadać na zmiany na rynku energii oraz światowe trendy. Jednocześnie tylko sprawna i wystarczająco rozbudowana infrastruktura zapewni bezpieczeństwo dostaw energii.

Polska będzie dążyć do **pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi zasobami.** Krajowe zasoby węgla pozostaną głównym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski i podstawą bilansu energetycznego państwa, ale wzrost popytu będzie pokrywany przez źródła inne niż konwencjonalne moce węglowe. **Wykorzystanie węgla** przez energetykę utrzyma się na stabilnym poziomie, ale udział węgla w strukturze zużycia energii będzie spadał (do ok. 56- 60% w 2030 r.). Ze względu na kontrybucję w ogólnounijnym celu OZE w zużyciu energii finalnej, coraz większą rolę odgrywać będą **źródła odnawialne** – ich poziom w strukturze krajowego zużycia energii elektrycznej może wynieść ok. 32%. Realizację celu umożliwi przede wszystkim rozwój fotowoltaiki (od 2022 r.) oraz morskich farm wiatrowych (po 2025 r.), które ze względu na warunki ekonomiczne i techniczne mają największe perspektywy rozwoju. Dla osiągnięcia takiego poziomu OZE w bilansie, niezbędny jest rozwój **technologii magazynowania energii**, a także rozbudowa **jednostek gazowych** jako mocy regulacyjnych. W celu **ograniczenia emisji zanieczyszczeń** z sektora energii, dokonywana będzie modernizacja i/lub wycofywanie jednostek wytwórczych o niskiej sprawności i stopniowe zastępowanie ich mocami o wyższej sprawności (także kogeneracyjnymi). Głównym narzędziem redukcji emisji będzie wdrożenie w 2033 r. **energetyki jądrowej** – do 2043 r. powstanie 6 bloków jądrowych o mocy całkowitej 6-9 GW.

Rozbudowa infrastruktury sieciowej odbywać się będzie przez **rozbudowę krajowej sieci przesyłowej** w ramach realizacji siedmiu programów inwestycyjnych, które przyczynią się także do usprawnienia przepływu na połączeniach transgranicznych. Jakość dostaw do odbiorców końcowych zależy nie tylko od gęstości sieci, ale także od skablowania sieci średnich napięć. Polska będzie dążyć do osiągnięcia średniego poziomu UE we wskaźnikach długości i częstości przerw w dostawach energii. Dla poprawy sprawności działania w sytuacjach awaryjnych wdrożony zostanie cyfrowy system łączności między operatorami systemów dystrybucyjnych, a infrastruktura wyposażona zostanie w urządzenia sterowania. Ponadto wdrożone zostaną **inteligentne sieci elektroenergetyczne**, dla integracji zachowań i działań wszystkich przyłączonych do nich podmiotów i użytkowników.

#### PROJEKTY STRATEGICZNE PEP2040 w kier. 2: A. Rynek mocy, B. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych

Silne uzależnienie Polski od dostaw **gazu ziemnego** z jednego kierunku wymaga działań dywersyfikacyjnych. W tym celu zostanie zbudowane **Baltic Pipe** (połączenie Norwegia-Dania-Polska), rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu oraz zbudowany terminal pływający FSRU w Zatoce Gdańskiej. Rozbudowane zostaną także połączenia z państwami sąsiadującymi. Aby wykorzystać możliwości importowe gazu ziemnego oraz zlikwidować tzw. *białe plamy*, rozbudowie ulegnie krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna (także przy wykorzystaniu

##### Kierunek 3. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej oraz rozbudowa infrastruktury sieciowej

stacji regazyfikacji LNG oraz biogazu) oraz infrastruktura magazynowa.

W jeszcze silniejszym stopniu Polska zależna jest od dostaw **ropy naftowej**, dlatego konieczne jest zapewnienie warunków odbioru ropy i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej. Zwiększona zostanie możliwość dostaw drogą morską, do czego przyczyni się rozbudowa naftowego Rurociągu Pomorskiego, a także baz magazynowych ropy i paliw ciekłych. Dostawy produktów naftowych zależne są od odpowiednio rozwiniętej sieci rurociągów, zwłaszcza w południowej części Polski.

**PROJEKTY STRATEGICZNE PEP2040 w kierunku 3: A. Budowa Baltic Pipe, B. Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego**

**Rynek energii elektrycznej** ulega przeobrażeniu ze względu na zmiany w otoczeniu tj. budowa europejskiego jednolitego rynku energii, czy chęć udziału konsumentów w rynku. Dla rozwoju rynku energii elektrycznej konieczne jest wzmocnienie pozycji konsumenta. Oznacza to poszerzenie polityki informacyjnej, jak i dopuszczenie odbiorców do rynków i upowszechnienie usług agregacji, jak też uporządkowanie generalnych umów dystrybucji. W celu ochrony konkurencyjności polskich przedsiębiorstw energochłonnych także do tej grupy zaadresowane zostaną mechanizmy redukujące zbyt duże obciążenia. Mając na uwadze skutki zróżnicowania dobowego popytu na energię elektryczną realizowane będą działania, których celem jest wyplaszczanie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc. Natomiast dla lokalnego bilansowania konieczne jest urynkowanie usług systemowych i zwiększenie kompetencji spółek dystrybucyjnych. Zwiększeniu ulec powinna także możliwości udostępniania zdolności przesyłowych.

#### Kierunek 4. Rozwój rynków energii

**Rynek gazu ziemnego** wymaga natomiast zakończenia liberalizacji, co oznacza uwolnienie z obowiązku taryfowego ostatniej grupy odbiorców, czyli gospodarstw domowych. Kolejnym elementem jest wzmocnienie pozycji Polski na europejskim rynku gazu, do czego przyczyni się przede wszystkim utworzenie regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem – w tym celu niezbędny jest dalszy rozwój sfery usługowo-handlowej. Rozwój rynku może nastąpić także poprzez penetrację nowych segmentów – od głębszej gazyfikacji kraju, po wykorzystanie surowca w jednostkach rezerwowych dla OZE.

**Rynek produktów naftowych** jest stosunkowo stabilny, choć w kolejnych latach będzie ulegać przeobrażeniom. Konieczne jest uporządkowanie struktury właścicielskiej segmentów rynku paliwowego, tak, aby spółki rafinerijne skoncentrowane były na produkcji i obrocie paliwami, a państwo miało kontrolę nad infrastrukturą kluczową dla bezpieczeństwa paliwowego. Rynek musi odpowiedzieć na wzrost wykorzystania petrochemikaliów w gospodarce (od drukarek 3D, po budownictwo), dlatego zwiększaniu będą ulegać moce produkcyjne w obszarze olefin, fenolu i aromatów. Jednocześnie część popytu na produkty naftowe zostanie pokryta przez większe wykorzystanie biokomponentów (14% udziału w zużyciu paliw w transporcie w 2030 r.) oraz paliw alternatywnych (LNG, CNG, wodór, paliwa syntetyczne) i **rozwój elektromobilności** (1 mln pojazdów elektrycznych w 2025 r.).

**PROJEKTY STRATEGICZNE PEP2040 w kierunku 4: A. Przygotowanie i wdrażanie planu działań mających służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej, B. Regionalne centrum przesyłu i handlu gazem, C. Rozwój elektromobilności**

#### Kierunek 5. Wdrożenie energetyki jądrowej

Pierwszy blok jądrowy (o mocy ok. 1-1,5 GW) zostanie uruchomiony w 2033 r., a kolejnych pięć co 2-3 lata o łącznej mocy 5-7,5 GW. Terminy wynikają z przewidywanych ubytków mocy w KSE, co związane jest także ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Elektrownie jądrowe zapewniają **stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza**. Jednocześnie możliwa jest **dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie**. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają **bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowej** oraz składowania odpadów. Znaczna część projektu jądrowego może być zrealizowana przy udziale polskich przedsiębiorstw.

Wdrożenie energetyki jądrowej wymaga wcześniejszych zmian prawnych, usprawniających realizację projektu, a także zakończenia prac nad modelem finansowania. Po zakończeniu badań dokonany zostanie ostateczny wybór lokalizacji pierwszego bloku (Żarnowiec lub Kopalino), następnie dokonany zostanie wybór kolejnych lokalizacji i uruchomienie nowego składowiska nisko- i średnioaktywnych odpadów. Wybrana zostanie także technologia oraz generalny wykonawca budowy. Zapewnione zostanie wsparcie techniczne dla dozoru jądrowego.

**PROJEKT STRATEGICZNY PEP2040 w kierunku 5: Aktualizacja i realizacja Polskiego programu energetyki jądrowej**

#### Kierunek 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii

Wzrost roli odnawialnych źródeł energii wynika z potrzeby dywersyfikacji bilansu energetycznego, konieczności kontrybucji w ogólnounijnym 32% celu OZE w zużyciu energii finalnej, ale także z globalnego trendu wykorzystania tej energii przy spadających kosztach technologicznych. Polska deklaruje osiągnięcie **21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii w 2030 r.** (w *elektroenergetyce* – możliwy wzrost udziału do 32%, w *ciepłownictwie i chłodnictwie* – 1,1 pkt proc. r/r. przyrostu w udziale, w *transporcie* – 14%). Znaczna część mocy wytwórczych OZE zainstalowana jest w źródłach zależnych od warunków atmosferycznych, co negatywnie wpływa na pracę KSE. Jednocześnie to właśnie te źródła dają najwyższą jednostkową efektywność kosztową. Mając na uwadze spodziewany rozwój technologiczny, szczególną rolę w realizacji celu OZE odegrają **morskie farmy wiatrowe** (stosunkowo duże wykorzystanie mocy), a także **fotowoltaika**, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną.

Przyrastając będzie także liczba **prosumentów** energii odnawialnej oraz rozwijać się będą **klastry energii i spółdzielnie energetyczne**. Indywidualnemu wykorzystaniu OZE powinien towarzyszyć magazyn energii, tak aby prosument zminimalizował pobór i oddawanie nadwyżek wytworzonej energii do sieci, a w klastrach bilansowanie ułatwi powiązanie różnych technologii. **Mechanizmy wsparcia OZE** będą w uprzywilejowanej pozycji stawiać rozwiązania zapewniające maksymalną dyspozycyjność, z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii oraz zaspokajające lokalne potrzeby energetyczne.

#### PROJEKT STRATEGICZNY PEP2040 w kierunku 6: *Rozwój morskiej energetyki wiatrowej*

Pokrywanie potrzeb ciepłych odbywa się na poziomie lokalnym, dlatego niezwykle ważne jest zapewnienie **planowania energetycznego na poziomie gmin i regionów** – ma to kluczowe znaczenie dla racjonalnej gospodarki energetycznej, jak również dla ograniczenia emisji towarzyszącej wytwarzaniu ciepła. Użytecznym narzędziem będzie także uruchomienie ogólnopolskiej mapy ciepła, co ułatwi planowanie pokrywania potrzeb ciepłych.

#### Kierunek 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji

Dążyć się będzie do rozbudowy oraz poprawy efektywności ciepłownictwa, a przede wszystkim do budowy i przekształcania istniejących systemów w **efektywne energetycznie systemy ciepłownicze**. **Oczekuje się, że w 2030 r. co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW spełniać będzie kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego**. Kluczowa jest techniczna **rozbudowa ciepłownictwa sieciowego**, do czego przyczyni się rozwój kogeneracji, ucieplnianie elektrowni, zwiększenie wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym, modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu oraz popularyzacja magazynów ciepła i inteligentnych sieci.

Na terenach, na których istnieją techniczne warunki dostarczenia ciepła z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, **odbiorcy w pierwszej kolejności powinni korzystać z ciepła sieciowego**, o ile nie zastosują bardziej ekologicznego rozwiązania. Konieczne jest konsekwentne egzekwowanie tego obowiązku. Jednocześnie opracowany zostanie nowy model rynku, tak, aby ceny ciepła były akceptowalne dla odbiorców, a równocześnie umożliwiały pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z zainwestowanego kapitału.

Do pokrywania **potrzeb ciepłych w sposób indywidualny** powinno wykorzystywać się źródła o możliwie najniższej emisyjności (gaz, niepalne OZE, pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne, niskoemisyjne paliwa stałe) i stopniowo odchodzić od paliw stałych. Jednocześnie konieczne jest zwiększenie monitoringu emisji w domach jednorodzinnych oraz wyciąganie konsekwencji od odpowiedzialnych za zanieczyszczenia.

#### PROJEKT STRATEGICZNY PEP2040 w kierunku 7: *Rozwój ciepłownictwa systemowego*

Działanie proefektywnościowe prowadzą do redukcji zużycia energii i mniejszych kosztów energii. Wiązą się także z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki, wpływając na jej atrakcyjność i konkurencyjność. Ogólnounijnym celem na 2030 r. wynosi 32,5%, a Polska deklaruje **23% oszczędności energii pierwotnej** w stosunku do prognoz z 2007 r. Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi niemal w całej gospodarce, ale nie każde przedsięwzięcie poprawy efektywności energetycznej jest racjonalne, dlatego należy oszczędności odnosić do nakładów.

#### Kierunek 8. Poprawa efektywności energetycznej

Wzrost efektywności gospodarki będzie kreowany przez zobowiązanie grupy podmiotów do poprawy efektywności energetycznej lub zakupu świadectw efektywności energetycznej, ale także z wykorzystaniem prawnych i finansowych zachęt do działań proefektywnościowych. Ogromne znaczenie ma także poprawa świadomości o racjonalnym zużyciu energii.

Nieefektywne wykorzystanie energii jest silnie związane z problemem **niskiej emisji** (spalanie niskiej jakości węgla oraz odpadów w gospodarstwach domowych; niewłaściwa obsługa instalacji; spalanie węgla w lokalnych ciepłowniach o niskiej sprawności; emisja komunikacyjna). Głównym narzędziem walki z problemem jest powszechna termomodernizacja

budynków mieszkalnych oraz zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła, co będzie mieć także wpływ na redukcję problemu **ubóstwa energetycznego**. Na zmniejszenie emisji komunikacyjnej oddziaływać będzie także wdrożenie elektromobilności oraz szeregu działań zaplanowanych dla rozwoju rynku paliw alternatywnych.

**PROJEKT STRATEGICZNY PEP2040 w kierunku 8:** *Promowanie poprawy efektywności energetycznej*

## 7. Dokumenty powiązane

### Dokumenty pozalegisłacyjne

- efektywność energetyczna** – *Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017, 2017.*  
*Krajowy planu mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii, 2015.*
- elektromobilność i paliwa alternatywne** – *Plan rozwoju elektromobilności, 2017.*  
*Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, ME 2017.*
- emisje zanieczyszczeń** – *Polityka ekologiczna państwa 2030 – strategia rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej*
- energetyka jądrowa** – *Krajowy Plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym, 2015.*  
*Program polskiej energetyki jądrowej, 2014.*
- energia elektryczna** – *Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, ENTSO-E 2016.*  
*Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027, PSE 2018.*  
*Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności), URE 2018.*
- gaz ziemny** – *Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (TYNDP – Ten-Year Network Development Plan), ENTSO-G 2017.*  
*Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego 2018-2027, GAZ-SYSTEM S.A. 2017.*  
*Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii – BEMIP (ang. Baltic Energy Market Interconnection Plan), 2009, aktualizacja 2015.*
- odnawialne źródła energii** – *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r., 2010.*
- odpady, spalarnie odpadów** – *Krajowy plan gospodarki odpadami 2022, 2016.*
- ropa i paliwa naftowe** – *Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, 2017.*
- surowce** – *Polityka Surowcowa Państwa, 2019 (projekt).*
- węgiel kamienny i brunatny** – *Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce (perspektywa 2030 r.), 2018.*  
*Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce (perspektywa 2030 r.), 2018.*
- strategie wynikające z systemu zarządzania rozwojem kraju** – *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) oraz zintegrowane strategie (oprócz PEP2040): (1) Polityka ekologicznej państwa 2030, (2) Strategia zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030, (3) Strategia zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku, (4) Strategia produktywności, (5) Krajowa strategia rozwoju regionalnego, (6) Strategia „Sprawne i nowoczesne państwo”, (7) Strategia rozwoju kapitału społecznego, (8) Strategia rozwoju kapitału ludzkiego*

### Ustawy krajowe, najistotniejsze dla sektora energii

ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755)

ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz. U. z 2018 r. poz. 792)

- ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2001 r. Nr 62, poz. 627 z późn. zm.)
- ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2006 r. Nr 169, poz. 1199)
- ustawa z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2006 r. Nr 227, poz. 1658 z późn. zm.)
- ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2018 r., poz. 1323 z późn. zm.)
- ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2007 r. Nr 89, poz. 590)
- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w (Dz. U. z 2008 r. 199 poz 1227 środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko
- ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2011 r. Nr 163, poz. 981)
- ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2018 r. poz. 1537)
- ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2019 r. poz. 701)
- ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 z późn. zm.)
- ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 poz. 317)
- ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2018 r. poz. 1560)

## Regulacje UE

**dyrektywa dotycząca rynku gazu ziemnego** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 211/94)

**dyrektywa IED** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. U. UE L 334/17)

**dyrektywa MCP** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dz. U. UE L 313/1)

**dyrektywa NIS** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii (cyberbezpieczeństwo) (Dz. U. UE L 194/1)

**dyrektywa o efektywności energetycznej / dyrektywa EED** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. U. UE L 328/210) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**dyrektywa o efektywności energetycznej budynków** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. U. UE L 156/75) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**dyrektywa o zapasach** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/119/WE z dnia 14 września 2009 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych.

**dyrektywa OZE / dyrektywa RED II** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L 328/82) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**dyrektywa rynkowa / dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**rozporządzenie 715/2009** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 211/36)

**rozporządzenie ESR** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 (Dz. U. UE L 156/26)

**rozporządzenie o zarządzaniu unią energetyczną / rozporządzenie *governance*** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/WE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**rozporządzenie rynkowe / rozporządzenie w sprawie wewnętrznego rynku energii** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**rozporządzenie SoS** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280/1)

**rozporządzenie ws. Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER)** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158/22) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

**rozporządzenie ws. gotowości na ryzyko w systemie elektroenergetycznym** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz. U. UE L 158/1) [z pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”]

## Wykaz skrótów

<b>BAT</b>	– najlepsze dostępne techniki, ang. <i>best available techniques</i>
<b>CNG</b>	– gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. <i>compressed natural gas</i>
<b>DSR</b>	– zarządzanie popytem, odpowiedź strony popytowej, ang. <i>demand side response</i>
<b>EJ</b>	– elektrownia jądrowa, energetyka jądrowa
<b>ENTSO-E</b>	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
<b>ENTSO-G</b>	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazowych, ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
<b>EU ETS</b>	– europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> , ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>
<b>FBA</b>	– metoda wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w oparciu o fizyczne przepływy energii elektrycznej, ang. <i>flow-based allocation</i>
<b>FSRU</b>	– pływającego terminala regazyfikacyjny gazu ziemnego ang. <i>floating storage regasification unit</i>
<b>FTN</b>	– Fundusz Transportu Niskoemisyjnego
<b>GUD</b>	– generalne umowy dystrybucji
<b>GUS</b>	– Główny Urząd Statystyczny
<b>HTR</b>	– wysokotemperaturowy reaktor jądrowy, ang. <i>high temperature reactor</i>
<b>ICT</b>	– technologie informacyjne i telekomunikacyjne, ang. <i>information and communication technology</i>
<b>IOŚ</b>	– Instytut Ochrony Środowiska
<b>JWCD</b>	– jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (przez OSP)
<b>KSE</b>	– krajowy system elektroenergetyczny
<b>LNG</b>	– gaz ziemny w postaci skroplonej, ang. <i>liquefied natural gas</i>
<b>ME</b>	– minister właściwy ds. energii
<b>MI</b>	– minister właściwy ds. infrastruktury
<b>MiIR</b>	– minister właściwy ds. inwestycji i rozwoju
<b>MRPiPS</b>	– minister właściwy ds. polityki społecznej
<b>MSWiA</b>	– minister właściwy ds. wewnętrznych oraz administracji publicznej
<b>MŚ</b>	– minister właściwy ds. środowiska
<b>NCW</b>	– Narodowy Cel Wskaźnikowy (dotyczy udziału OZE w transporcie)
<b>nN</b>	– linie elektroenergetyczne niskiego napięcia
<b>OIRE</b>	– operator informacji rynku energii
<b>OSDe</b>	– operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych
<b>OSDg</b>	– operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych
<b>OSPe</b>	– operator systemu przesyłowego elektroenergetycznej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)
<b>OSPg</b>	– operator systemu przesyłowego gazowego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
<b>OZE</b>	– odnawialne źródła energii
<b>PMG</b>	– podziemne magazyny gazu

- PPEJ** – *Polski program energetyki jądowej*
- PRMCzP** – Pełnomocnik Prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste Powietrze”
- PRSIE** – Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej
- SAIDI** – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy w dostawach energii, ang. *System Average Interruption Duration Index*
- SAIFI** – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw w dostawach energii, ang. *System Average Interruption Frequency Index*
- SN** – linie elektroenergetyczne średniego napięcia
- SOR** – *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju*
- UE** – Unia Europejska
- URE** – Urząd Regulacji Energetyki