

**POLITYKA
ENERGETYCZNA
POLSKI
DO 2040 R.**

– ZAŁĄCZNIK 1 –

**Ocena realizacji
poprzedniej polityki
energetycznej państwa**

PROJEKT

Ministerstwo Energii

Warszawa 2019



Spis treści

Wprowadzenie	3
1. Ocena realizacji celu polityki energetycznej państwa	3
2. Ocena realizacji priorytetów <i>Polityki energetycznej Polski do 2030 roku</i>	3
2.1. Ocena realizacji priorytetu 1. Poprawa efektywności energetycznej	3
2.2. Ocena realizacji priorytetu 2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii	8
2.2.1. Wzrost bezpieczeństwa dostaw węgla	8
2.2.2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw płynnych do odbiorców	11
2.2.3. Wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego	13
2.2.4. Wzrost bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	19
2.2.5. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ciepła	25
2.3. Ocena realizacji priorytetu 3. Dywersyfikacja struktury wytwarzania poprzez wprowadzenie energii jądrowej	26
2.4. Ocena realizacji priorytetu 4. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw	28
2.5. Ocena realizacji priorytetu 5. Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii	33
2.5.1. Rozwój rynku energii elektrycznej	33
2.5.2. Rozwój rynku gazu ziemnego	40
2.5.3. Rozwój rynku paliw płynnych	43
2.6. Ocena realizacji priorytetu 6. Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko	44
3. Ocena wskaźników monitorowania realizacji PEP2030	48
4. Ocena realizacji działań <i>Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.”</i> w obszarze energetyki	52
4.1. Ocena realizacji kierunku interwencji 1.1. Racjonalne i efektywne gospodarowanie zasobami kopalin	52
4.2. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.1. Lepsze wykorzystanie krajowych zasobów energii	52
4.3. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.2. Poprawa efektywności energetycznej	53
4.4. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.3. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw importowanych surowców energetycznych	53
4.5. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.4. Modernizacja sektora elektroenergetyki zawodowej, w tym przygotowania do wprowadzenia energetyki jądrowej	53
4.6. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.5. Rozwój konkurencji na rynkach paliw i energii oraz umacnianie pozycji odbiorcy	53
4.7. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.6. Wzrost znaczenia rozproszonych, odnawialnych źródeł energii	54
4.8. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.7. Rozwój energetyczny obszarów podmiejskich i wiejskich	54
5. Ocena wskaźników monitorowania realizacji Strategii BEIŚ w obszarze energetyki	56
6. Finansowanie	59
6.1. Środki krajowe	59
6.2. Środki Unii Europejskiej	60
6.3. Środki zagraniczne, pozaunijne	62
Wykaz skrótów	63

Wprowadzenie

Dotychczasowa polityka energetyczna państwa była prowadzona w oparciu o dwa dokumenty strategiczne – *Politykę energetyczną Polski do 2030 roku* (PEP2030) uchwaloną w 2009 r. (na podstawie ustawy – *Prawo energetyczne*) oraz *Strategię „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.”* (Strategia BEiŚ) uchwaloną w 2014 r. (na podstawie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju). Dokumenty w znacznej mierze pokrywały się zagadnieniami, jednakże miały odmienną funkcjonalność – PEP2030 odnosiła się do ustawowego celu polityki energetycznej państwa, zaś Strategia BEiŚ ujmowała zagadnienia energetyczne w kontekście realizacji strategii rozwoju kraju.

Przedstawiona poniżej ocena ma charakter jakościowy. Realizacja działań zaplanowanych w obu dokumentach została wkomponowana w całościowy opis zmian, jakie nastąpiły w podsektorach. Stanowi to punkt wyjścia i odniesienia dla kierunków interwencji oraz zaplanowanych działań w *Polityce energetycznej Polski do 2040 roku*.

Ze względu na znaczne pokrywanie się wyzwań zaadresowanych w obu dokumentach, a także jakościowy charakter podsumowania, ocena realizacji Strategii BEiŚ w dużej mierze zawiera odwołania do opisów towarzyszących realizacji priorytetów PEP2030. Dotyczy to także części sprawozdającej wskaźniki obu dokumentów.

1. Ocena realizacji celu polityki energetycznej państwa

Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne*, *celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska. Ocenia się, że funkcjonowanie sektora w oparciu o dotychczasową politykę energetyczną, realizacja działań zaplanowanych w obowiązujących dokumentach strategicznych oraz działania wynikające z monitorowania sektora i sytuacji na rynku pozwoliły zapewnić realizację ustawowego celu.*

W 2015 r. opublikowano projekt *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, jednakże powołany w II połowie 2015 r. nowy Rząd RP zdecydował o podjęciu prac nad kilkoma istotnymi wyzwaniami, dla których rozwiązania nie zostały określone w ww. projekcie. Kluczowym elementem stały się prace nad rynkiem mocy – finalny kształt tego mechanizmu determinował przyszły bilans energetyczny. Prace nad ustawą o rynku mocy, w tym notyfikacja Komisji Europejskiej trwały do końca 2017 r.

Drugim ważnym elementem, wpływającym na kształt polityki energetycznej były prace nad nowymi regulacjami Unii Europejskiej w ramach pakietu *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* – tzw. pakietu zimowego. Zakończony dopiero w drugie połowie 2018 r. proces negocjacji dyrektyw i rozporządzeń pozwolił na sfinalizowanie prac nad projektem *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*. Prace nad nowym projektem polityki energetycznej państwa trwały równolegle.

2. Ocena realizacji priorytetów *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*

Przyjęta w 2009 r. *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* była dokumentem określającym sposób realizacji ustawowego celu, w oparciu o sześć priorytetów, w ramach których wyznaczono szereg działań. Większość zadań została zrealizowana, od niektórych odstąpiono, gdyż rynek i sektor podlegał zmianom i różnym wpływom. Ocenę realizacji PEP w podziale na priorytety przedstawiono poniżej odnosząc się do działań wskazanych w PEP2030, choć ma ona charakter jakościowy, wykraczający poza te działania.

2.1. Ocena realizacji priorytetu 1. Poprawa efektywności energetycznej¹

Ocenę tego kierunku odniesiono do efektywnego wykorzystania energii końcowej oraz do oszczędności wykorzystania energii pierwotnej. Niezwykle istotną rolę w zakresie poprawy efektywności energetycznej odegrały finansowe formy wsparcia, co wskazują dane w rozdziale 6.

¹ Patrz też: *Efektywność wykorzystania energii w latach 2006-2016*, GUS 2018.

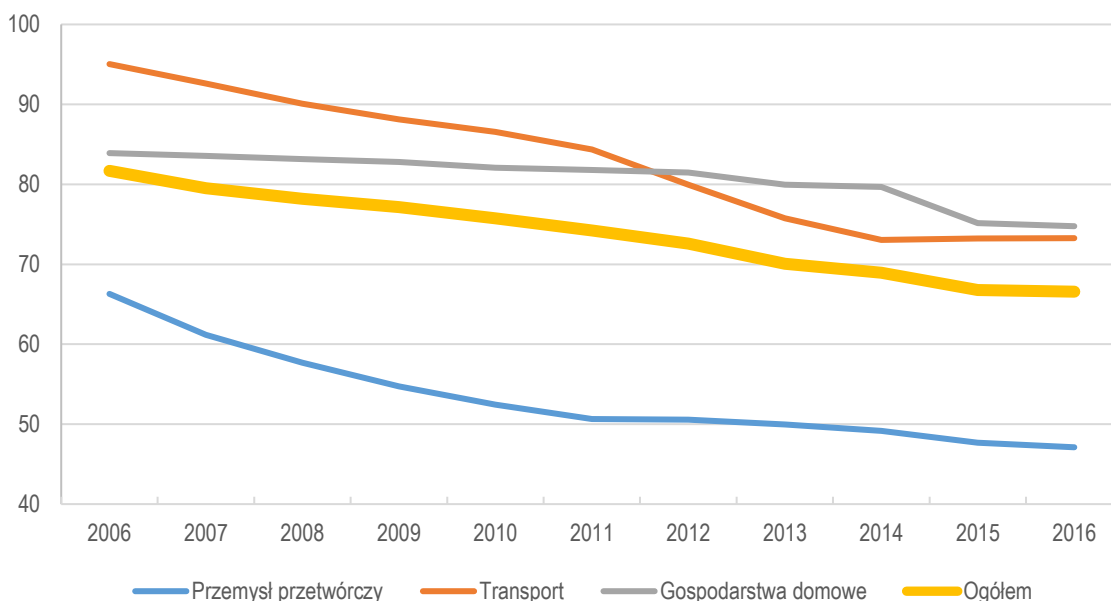
Wzrost efektywności energetycznej wpływa na każdy element celu polityki energetycznej – mniejsza energochłonność PKB wpływa na konkurencyjność całej gospodarki, lepsze wykorzystanie energii pierwotnej pozwala na korzystanie z zasobów w dłuższej perspektywie, co wpływa zarówno na bezpieczeństwo energetyczne, jak i ograniczenie wpływu na środowisko. Z tego względu kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w sposób priorytetowy. Jednym z głównych celów działań podejmowanych w ramach tego priorytetu było dążenie do oddzielenia trendu wzrostu PKB od trendu wzrostu zużycia energii. Zapewnienie gospodarce stabilnych dostaw energii po akceptowalnej ekonomicznie cenie oraz zwiększenie efektywności jej wykorzystania zarówno przez przedsiębiorstwa, sektor publiczny, jak i gospodarstwa domowe jest jednym z podstawowych wyzwań rozwojowych.

Wskaźniki pozwalające na ocenę poprawy efektywności energetycznej są dostępne z ponad 2-letnim opóźnieniem, ze względu na bardzo duży zakres danych wykorzystywanych w algorytmie. Utrudnia to ocenę skuteczności wdrożonych mechanizmów i działań. Dla pełniejszej oceny poprawy efektywności energetycznej dane przedstawione są w okresie 10-letnim.

Końcowe wykorzystanie energii

W latach 2006-2016 nastąpił **wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii**. Energochłonność pierwotna obniżała się w tym okresie średnio o ponad 3% rocznie, a energochłonność finalna o ponad 2%. Najszybsze tempo poprawy efektywności energetycznej odnotowano w przemyśle. W 2016 r. zaobserwowano spowolnienie tempa poprawy efektywności wykorzystania energii, a w przypadku niektórych wskaźników zauważalne jest pogorszenie (np. energochłonność pierwotna, energochłonność finalna).

Do oceny efektywności energetycznej wykorzystywany jest także wskaźnik ODEX², który pokazuje postęp w stosunku do 2000 r. (rok bazowy), co zapewnia realną porównywalność postępów. W latach 2006-2016 ODEX obniżył się z 81,7 do 66,6 pkt. Średnie tempo poprawy wyniosło 2,0%/rok. Najszybsze tempo poprawy (3,4% rocznie) zanotował przemysł przetwórczy, dla którego wartość wskaźnika wyniosła 47,1 w 2016 r. Najwolniejsze tempo poprawy miało miejsce w sektorze gospodarstw domowych, gdzie roczna poprawa wyniosła 1,1%. W sektorze transportu średnie tempo poprawy wyniosło 2,8%, a wartość wskaźnika w 2016 r. 73,3.



Rysunek 1. Wskaźnik ODEX w latach [rok 2000 = 100]

² Wskaźnik efektywności energetycznej ODEX jest otrzymywany poprzez agregowanie zmian w jednostkowym zużyciu energii, obserwowanych w danym czasie na określonych poziomach użytkowania końcowego. Wskaźnik ODEX nie pokazuje bieżącego poziomu energochłonności, lecz postęp w stosunku do roku bazowego; spadek wartości wskaźnika oznacza wzrost efektywności energetycznej. W celu zmniejszenia przypadkowych wahań oblicza się 3-letnią średnią ruchomą.

Wykorzystanie energii pierwotnej

Poprawę efektywności wykorzystania energii pierwotnej ocenia się poziomem oszczędności w stosunku do prognozowanego zużycia tej energii. Oszczędności energii były osiągane w niemal wszystkich sektorach, we wszystkich latach. Jedynie w sektorze transportu, w latach 2015-2016 nie odnotowano żadnych oszczędności. Ich całkowity bilans w 2016 r. wyniósł 0,25 Mtoe i był najniższy w omawianym okresie.

Ustawą z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej wprowadzono **system tzw. białych certyfikatów**. Miał on się przyczynić do intensyfikacji działań w obszarze poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii. W związku z tym poszczególne grupy podmiotów gospodarczych zostały zobowiązane do realizacji przedsięwzięć, mających na celu poprawę efektywności energetycznej bądź zakupu świadectw efektywności energetycznej, które potwierdzały deklarowaną oszczędność energii przez inny podmiot. Dodatkowo podmioty te mogły wnieść opłaty zastępcze. Zgromadzone w ten sposób środki podlegały redystrybucji przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

W pierwszych latach funkcjonowania system nie przyniósł zamierzonych efektów, dlatego został zmodyfikowany ustawą z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. Zakres zmian obejmował rezygnację z przetargów, uproszczenie procedur przyznawania białych certyfikatów oraz odchodzenie od opłaty zastępczej. Do końca 2018 r. Prezes URE wydał ponad 4400 świadectw efektywności energetycznej. Mimo wszystko, głównym impulsem dla podejmowania tego typu inicjatyw przez przedsiębiorców w rozpatrywanym okresie była konieczność utrzymania przez nie konkurencyjności.

Działania związane z poprawą efektywności energetycznej **skoncentrowały się na wprowadzeniu rozwiązań ograniczających zużycie energii**. Wdrażanie działań mających na celu racjonalizację i optymalizację zużycia energii było konsumowane przez wyższe tempo wzrostu gospodarczego. Wykorzystanie technik zarządzania popytem na energię (ang. *Demand Side Response*) okazało się niewystarczająco dojrzałe technologicznie i ekonomicznie, dlatego jego wdrażanie miało niewielki zakres i efekt. Tym samym utrudnione było wpływanie na zmianę zachowań odbiorców energii, a krzywa dobowego zapotrzebowania na moc nadal charakteryzuje się dużą zmiennością (dwa szczyty zapotrzebowania, niski popyt nocą).

Efektywność energetyczna a sektory gospodarki

Istotnym działaniem dla poprawy efektywności energetycznej okazało się **wprowadzenie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego wytwarzanego w skojarzeniu**, które ograniczyły subsydiowanie skrośne i wpłynęły na ekonomizację działania wytwórców. Mimo wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji niemożliwym jest osiągnięcie w 2020 r. celu podwojenia wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (w porównaniu do 2006 r.), jednakże cel ten wydawał się bardzo ambitny.

Niemniej ważne dla poprawy efektywności energetycznej były także **zmiany dotyczące budownictwa**, które zapoczątkowała ustawa o charakterystyce energetycznej budynków, obowiązująca od 9 marca 2015 r. Celem ustanowienia tego aktu prawnego była promocja poprawy charakterystyki energetycznej budynków, a także wprowadzenie usprawnionego systemu oceny charakterystyki energetycznej budynków przy uwzględnieniu dotychczasowego doświadczenia. Ustawa reguluje m.in.: system oceny energetycznej budynków, obowiązek przeglądów systemu ogrzewania lub systemu klimatyzacji, obowiązek podawania informacji w zakresie efektywności energetycznej budynków lub ich części w reklamach dotyczących ich wynajmu lub sprzedaży, w przypadku gdy dla budynku lub jego części sporządzono już świadectwo charakterystyki energetycznej³. Wykaz takich budynków znajduje się w centralnym rejestrze charakterystyki energetycznej budynków prowadzonym przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju⁴.

³ Przepisy ustawy o charakterystyce energetycznej budynków nie przewidują obowiązku sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej w przypadku oddawania budynku do użytkowania, gdy budynek zostanie wzniesiony przez samego właściciela „na własny użytek”. Świadectwo sporządza się w celu przekazania go najemcy lub kupującemu. Dokument określa wielkość zapotrzebowania na energię niezbędną do zaspokojenia potrzeb związanych z użytkowaniem budynku lub części budynku, czyli energii na potrzeby ogrzewania i wentylacji, przygotowania ciepłej wody użytkowej, chłodzenia, a w przypadku budynków niemieszkalnych również oświetlenia. Dzięki tym informacjom właściciel, najemca lub użytkownik może określić orientacyjne roczne zapotrzebowanie na energię, a tym samym koszt utrzymania związany z zapotrzebowaniem na energię. Natomiast, został nałożony obowiązek przekazania sporządzonego świadectwa charakterystyki energetycznej dla budynków, w których całkowita powierzchnia użytkowa powyżej 250 m² jest zajmowana przez organy wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę oraz organy administracji publicznej i w których dokonywana jest obsługa interesantów.

⁴ <https://rejestrcheb.miir.gov.pl>

Od 1 stycznia 2014 r. obowiązuje znowelizowane rozporządzenie regulujące kwestie związane z wyposażeniem technicznym budynku, oszczędnością energii i izolacyjnością cieplną, w odniesieniu do budynków projektowanych, budowanych i podlegających przebudowie lub przy zmianie sposobu użytkowania. Budynek i jego instalacje grzewcze, wentylacyjne, klimatyzacyjne, ciepłej wody użytkowej, a w przypadku budynków użyteczności publicznej, zamieszkania zbiorowego, produkcyjnych, gospodarczych i magazynowych – również oświetlenia wbudowanego, powinny być zaprojektowane i wykonane w sposób zapewniający spełnienie wymagań minimalnych. Poziom wymagań w zakresie oszczędności energii i izolacyjności cieplnej jest stopniowo podnoszony (ostatnia zmiana nastąpiła dnia 1 stycznia 2017 r., a dla budynków użyteczności publicznej 1 stycznia 2019 r.) do 2021 r. Stopniowe wprowadzanie zmian regulacji ma na celu dostosowanie się wszystkich uczestników rynku budowlanego do obowiązujących wymogów prawnych. Rozwiązanie to ma na celu wypełnienie postanowień art. 9 ust. 1 dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, zgodnie z którym do dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie nowopowstające budynki powinny charakteryzować się niemal zerowym zużyciem energii.

W odniesieniu do zużycia energii w **gospodarstwach domowych** należy zwrócić uwagę na szczególną rolę programów wsparcia oferowanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, tj. dedykowanych energooszczędnemu budownictwu, termomodernizacji i prosumentom. Niemniej ważne były działania miękkie (edukacyjne), o których mowa w kolejnych akapitach tego rozdziału.

Dla poprawy efektywności energetycznej ogromne znaczenie miały także **działania w sektorze wytwarzania energii**. Wiele jednostek wytwórczych energii elektrycznej zostało zmodernizowanych, tak aby spełniać regulacje unijne w zakresie emisji zanieczyszczeń, dzięki czemu w wielu przypadkach wzrosła także ich sprawność. Na poprawę średniej sprawności w sektorze wpływ mieć będą także elektrownie na parametry nadkrytyczne, o sprawności 45-46%. Ich łączna moc przekracza 4,8 GW. Proces inwestycyjny zaczął się w analizowanym okresie, a eksploatacja rozpocznie się w latach 2019-2021. Dodatkowo na poprawę wpłyną również oddany już do użytku nowy, największy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) blok wytwórczy w Kozienicach o mocy 1 075 MW. Do poprawy efektywności energetycznej w sektorze przyczynił się także **szereg inwestycji operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych** (np. modernizacja i budowa nowych sieci i wymiana transformatorów), które wpłynęły na poprawę wskaźnika strat sieciowych.

Kompleksowy program edukacyjny oraz poprawa efektywności energetycznej

Na uwagę zasługuje szerzenie wiedzy i kształtowanie postaw proefektywnościowych. Przeprowadzono szereg działań miękkich – kampanie informacyjne i edukacyjne dotyczące racjonalnego wykorzystania energii prowadzone przez ówczesne Ministerstwo Gospodarki (*Czas na oszczędzanie energii, Jak czytać etykiety energetyczne*), Ministerstwo Energii (*My doradzamy – Ty oszczędzasz!*), Ministerstwo Środowiska (*Polak tym bardziej oszczędza ciepło; Wyłączamy prąd, włączamy oszczędzanie*) czy Urzędu Regulacji Energetyki (*Uwolnij swoją energię, chroń środowisko*).

Oprócz kampanii reklamowych przygotowany został film edukacyjny, informujący jak czytać etykiety energetyczne, jak również podręcznik skierowany do jednostek sektora publicznego, który zawiera także przykłady dobrych praktyk oraz doświadczeń związanych z przedsięwzięciami ukierunkowanymi na poprawę efektywności energetycznej. Materiały są dostępne na stronie <https://www.gov.pl/web/energia/czas-na-oszczedzanie-energii>.

Aktywność wykazał także Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumenta, który opracował poradnik *Kto czyta, oszczędza. Etykiety energetyczne – poradnik dla konsumentów*, z myślą o konsumentach planujących zakup sprzętu gospodarstwa domowego, jak również poradnik pt. *Jak kupować lampy LED*.

Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju opracowało dokument pt. *Wspieranie inwestycji w modernizację budynków*, który stanowi syntetyczne podsumowanie dotychczasowej wiedzy, doświadczeń, działań oraz podjętych środków w zakresie wspierania inwestycji w modernizację budynków poprzez zawarcie m.in.: przeglądu krajowych zasobów budowlanych, opłacalnych sposobów renowacji właściwych dla typu budynków i strefy klimatycznej, przyszłościowej perspektywy w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych przez podmioty fizyczne, sektor budowlany i instytucje finansowe, opartych na faktach szacunków oczekiwanej oszczędności energii i szerszych korzyści.

MliR opublikowało także poradnik *Organizacja przestrzeni ulic w obszarach śródmiejskich*, który stanowi wsparcie dla władz miast w identyfikacji i stosowaniu rozwiązań w zakresie zrównoważonej polityki transportowej wpływającej pozytywnie na jakość życia mieszkańców oraz ochronę środowiska, w tym poprawę efektywności energetycznej systemu transportowego. http://www.mir.gov.pl/Transport/Zrownowazontransport/Dokumentyiopracowania/Documents/Poradnik_miasta_MIR_2013.pdf.

W Urzędzie Regulacji Energetyki (URE) powstał Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, który w ramach swojej działalności opracował Poradnik Odbiorcy. Ponadto, na stronie internetowej URE stworzona została zakładka *Konsument*, na której można znaleźć zbiór praw konsumenta, ostrzeżenia konsumenckie, nieetyczne praktyki sprzedawców, porównanie sprzedawców energii elektrycznej. Wpływa to pozytywnie na poprawę świadomości konsumentów.

Na uwagę zasługuje także dofinansowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przedsięwzięcie *Autobus energetyczny – mobilne centrum edukacyjno-informacyjne przeciwdziałania zmianom klimatu*. Treści, które zostały udostępnione jako element przedsięwzięcia zostały opracowane z myślą o nauczycielach, rodzicach i uczniach. Link: <http://autobusenergetyczny.pl/>.

W zakresie tego zagadnienia należy podkreślić, że nowelizacją ustawy – *Prawo energetyczne* w 2015 r. zobligowano operatorów systemów dystrybucyjnych energii do przekazywania odbiorcom końcowym, razem z rachunkiem za energię, informacji umożliwiających porównanie obecnego zużycia ze zużyciem za ten sam okres w roku poprzednim, co ma istotny wpływ na bardziej świadome wykorzystanie energii.

Warto także podkreślić, że upowszechniła się wiedza o normach o efektywności energetycznej, jak PN 16001, ISO 14001 i ISO 5001. Standardy zawierają informacje na temat systemowego zarządzania energią. Określają i systematyzują wszystkie czynniki wpływające na zużycie energii, co jest szczególnie istotne w kontekście właściwej gospodarki energetycznej przedsiębiorstw.

Możliwości dokonywania działań proefektywnościowych przez osoby prywatne, a w szczególności przez spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, oraz wspieranie budownictwa efektywnego energetycznie

W 2014 r. w ramach współpracy Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju, dawnego Ministerstwa Gospodarki oraz NFOŚiGW wypracowana została koncepcja Projektu Doradztwa Energetycznego (projekt realizowany jest ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020). W każdym regionie dostępna jest grupa profesjonalnych doradców energetycznych, którzy nieodpłatnie udzielają pomocy osobom prywatnym, spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym. Ten sposób wsparcia ma ogromne znaczenie dla wykorzystania potencjału oszczędności energii, gdyż mimo niewielkich jednostkowych oszczędności możliwe jest osiągnięcie efektu skali. Na dedykowanej stronie można znaleźć punkty informacyjne, jak również szereg informacji wspierających wiedzę z zakresu efektywności energetycznej: <https://doradztwo-energetyczne.gov.pl/>

Działalność firm ESCO

Na szczególną uwagę zasługuje także upowszechnianie ESCO (ang. *Energy Saving Company lub Energy Service Company*), czyli formuła realizacji działań służących oszczędności energii we współpracy z firmą, specjalizującą się w usługach energetycznych. Atutem dla przedsiębiorstw ESCO jest to, że mogą być beneficjentami systemu świadectw efektywności energetycznej czyli tzw. białych certyfikatów, dzięki przewidzianej w ustawie z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej możliwości agregowania oszczędności energii i przystępowania z nimi do przetargu w imieniu innych podmiotów. Ponadto w ramach prowadzonej przez dawne Ministerstwo Gospodarki kampanii na rzecz racjonalnego wykorzystania energii, w tym także przybliżenia zagadnień zawartych w ustawie o efektywności energetycznej w 2012 r., opracowany został podręcznik skierowany do jednostek sektora publicznego, który także definiuje pojęcie formuły ESCO oraz opisuje podstawowe elementy umowy zawieranej w formule ESCO. W publikacji zawarto także zestawienie firm ESCO, działających na terenie Polski i UE, dzięki czemu dostęp do wiedzy i warunki współpracy są łatwiejsze. Link: <https://www.gov.pl/podrecznik-sektor-publiczny-ostateczny.pdf>

Ocenia się, że realizowana polityka służyła poprawie efektywności energetycznej (zarówno energochłonności gospodarki narodowej, jak i oszczędności energii) i powinna być kontynuowana. Działania w tym zakresie będą opierać się na inwestycjach w przedsiębiorstwach, ciepłownictwie i wykorzystaniu końcowym energii (termomodernizacja w budownictwie, efektywność paliwowa w transporcie, racjonalne korzystanie z energii przez odbiorców końcowych). W odniesieniu do przedsiębiorstw istotną będzie koncentracja na zmniejszaniu strat energii elektrycznej, ciepła i ciepłej wody użytkowej. Zmiany wpływające na energooszczędność budynków przyczynią się także do wdrażania nowych technologii w budownictwie i technice instalacyjnej. Ponadto do poprawy efektywności energetycznej przyczyni się także rozwój konkurencyjnych rynków paliw, energii i usług energetycznych. Prowadzone prace w zakresie bardziej energooszczędnych budynków mają na celu wzrost innowacyjności,

wdrażanie nowych technologii w budownictwie i technice instalacyjnej oraz zmniejszenie energochłonności, jak i generowanie nowych miejsc pracy, a w konsekwencji wzrost konkurencyjności gospodarki i dobrostanu obywateli.

2.2. Ocena realizacji priorytetu 2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

2.2.1. Wzrost bezpieczeństwa dostaw węgla

Jako główny cel polityki energetycznej w tym zakresie wskazano racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla, znajdującymi się na terenie kraju. To szczególnie istotne, gdyż polityka zakładała wykorzystanie węgla jako głównego paliwa dla elektroenergetyki w celu zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jest to także uwarunkowane historycznie i zasobowo – Polska nie posiada innych, znaczących, stabilnych źródeł wytwarzania energii. W poprzednich dziesięcioleciach zdecydowano o oparciu polskiej elektroenergetyki o węgiel ze względu na bogate zasoby tego surowca, jednocześnie zrezygnowano z budowy energetyki jądrowej, a potencjał wodny jest ograniczony.

W PEP2030 za kluczowe cele szczegółowe w odniesieniu do węgla uznano zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel oraz zagwarantowanie stabilnych dostaw do odbiorców i wymaganych parametrów jakościowych; wykorzystanie węgla przy zastosowaniu sprawnych i niskoemisyjnych technologii, w tym zgazowania węgla oraz przerobu na paliwa ciekłe lub gazowe; wykorzystanie nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla dla zwiększenia konkurencyjności, bezpieczeństwa pracy, ochrony środowiska oraz stworzenia podstaw pod rozwój technologiczny i naukowy; maksymalne zagospodarowanie metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach.

Zadania zostały zrealizowane w różnym stopniu w zależności od uwarunkowań wynikających z przepisów prawa, możliwości uzyskania środków finansowych, a także działań podejmowanych przez podmioty sektora górnictwa. Część z nich okazała się niezasadna ze względu na zmiany gospodarcze lub rozwiązanie problemów innymi mechanizmami.

Zasoby surowcowe

Wprowadzenie hierarchiczności planowania i możliwości ustalania zasad zagospodarowania obszarów występowania złóż węgla, które jeszcze nie są przedmiotem eksploatacji, a które stanowią cenną surowcową bazę rezerwową nie zostało zrealizowane. Należy jednak podkreślić, że problem ochrony złóż kopalni, w tym złóż surowców energetycznych, został wprowadzony do *Koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju 2030 (KZPK 2030)* oraz ujęty w *Planie działań służących realizacji KPZK 2030*, przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 4 czerwca 2013 r.⁵ Ponadto wprowadzono obowiązek określenia w procesach planistycznych i gospodarczych granic obszarów funkcjonalnych strategicznych złóż kopalni w celu ich prawnej ochrony przed stałą zabudową i inwestycjami liniowymi. Działanie to ma zapewnić dostęp do krajowych zasobów surowcowych, których wydobywanie obecnie nie jest prowadzone, ale może być podjęte w miarę wyczerpywania się złóż obecnie eksploatowanych i w wyniku rozwoju nowych technologii wydobywanych.

W ustawie Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2017 r. poz. 2126) zapisano, że w celu zapewnienia ochrony złóż, udokumentowane złoża kopalni ujawnia się w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz planach zagospodarowania przestrzennego województwa.

W maju 2016 r. powołany został Pełnomocnik Rządu do spraw Polityki Surowcowej, którego zadaniem było opracowanie projektu Polityki Surowcowej Państwa oraz zapewnienie instrumentów realizacji tej polityki. Przyjęta przez Radę Ministrów w czerwcu 2019 r. zawiera zadania mające służyć m.in.:

- ocenie i weryfikacji krajowego potencjału w zakresie identyfikacji i udostępniania złóż kopalni, wód podziemnych i pozyskiwania ciepła Ziemi;
- wypracowaniu metodyki kwalifikowania złóż kopalni do złóż kopalni o znaczeniu strategicznym dla gospodarki krajowej i regionalnej;
- wytypowaniu złóż kopalni o znaczeniu strategicznym dla gospodarki krajowej i regionalnej;

⁵ W KPZK 2030 wprowadzona została także zasada hierarchiczności planowania przestrzennego, co znajdzie wyraz także w projektowanej ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym kraju. Wskazano na konieczność opracowania wykazu złóż strategicznych kopalni oraz ustalenia zakresu ich ochrony przed zabudową. Zobowiązano wojewodów do ujęcia tych złóż w wojewódzkich planach zagospodarowania przestrzennego, co oznacza obowiązek uwzględnienia ich w planach zagospodarowania przestrzennego gmin.

- zmianie przepisów prawa w celu zapewnienia właściwej ochrony terenów występowania złóż kopalin o znaczeniu strategicznym dla gospodarki krajowej i regionalnej;
- prowadzeniu systemu monitorowania zagospodarowania przestrzennego obszarów, na których znajdują się złoża kopalin o znaczeniu strategicznym dla gospodarki krajowej i regionalnej – jako część systemu monitorowania polityki rozwoju;
- kontroli obowiązku ujawniania w dokumentach planistycznych wszystkich szczebli złóż kopalin oraz sposobu zagospodarowania terenów znajdujących się ponad złożami kopalin, ze szczególnym uwzględnieniem złóż kopalin o znaczeniu strategicznym dla gospodarki krajowej i regionalnej.

W 2020 r. wygasa wiele koncesji na wydobywanie węgla kamiennego przez polskie spółki węglowe. Proces koncesyjny jest długotrwały. Taki stan faktyczny zagrażał ciągłości dostarczania węgla odbiorcom, w tym przede wszystkim energetyce zawodowej. W sierpniu 2018 r. weszła w życie nowelizacja ustawy Prawo geologiczne i górnicze, dająca możliwość składania przez przedsiębiorców wniosków o wydłużenie czasu trwania istniejących koncesji na wydobywanie węgla kamiennego w tych samych obszarach górniczych bez konieczności załączania do nich decyzji środowiskowej, w oparciu o procedurę opiniowania, a nie uzgadniania przez stronę samorządową. Zapewnia to skrócenie czasu procedowania wniosków, dzięki czemu może być zachowana ciągłość pracy w ramach poszczególnych koncesji.

Poprawa bezpieczeństwa w górnictwie

W 2016 r. i 2017 r. weszły w życie rozporządzenia wykonawcze do ustawy Prawo geologiczne i górnicze w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu podziemnych zakładów górniczych, w sprawie ratownictwa górniczego oraz w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących przechowywania i używania środków strzałowych i sprzętu strzałowego w ruchu zakładu górniczego. Wprowadzone przepisy poprawiły bezpieczeństwo prowadzenia wydobycia węgla przy ograniczeniu kosztów pracy.

Pokrycie zapotrzebowania na węgiel

Popyt na węgiel w gospodarce krajowej pokrywany był przede wszystkim zasobami własnymi. W niektórych latach import był na poziomie kilkunastu procent zużycia globalnego, jednakże należy zauważyć, że wpływ na sytuację w danym roku mogą mieć różne czynniki – od aktualnych możliwości wydobywczych, po ceny surowca na rynku światowym. W całym okresie nie wpłynęło to znacząco na pogorszenie poziomu niezależności energetycznej Polski (w odniesieniu do pełnego bilansu energii), który wciąż utrzymuje się na bardzo wysokim poziomie (62% w 2018 r.), także w stosunku do średniej UE (48% w 2018 r.).

Szerszy opis dotyczący wydobycia węgla w stosunku do zapotrzebowania znajduje się w rozdziale 3, wskaźnik (2).

Jakość paliw

W odniesieniu do modernizacji technologii przygotowania węgla do energetycznego wykorzystania, należy zwrócić uwagę na obowiązki i regulacje wynikające z opracowanej w 2017 r. aktualizacji ustawy o monitorowaniu i kontrolowaniu jakości paliw stałych oraz 4 rozporządzeń wykonawczych, które wprowadziły wymagania jakościowe dla węgla sprzedawanego gospodarstwom domowym. W połączeniu z rozporządzeniem Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe wymuszono na producentach węgla inwestycje w zakłady przeróbki węgla. Dzięki tym działaniom na rynek nie trafia węgiel o najniższych parametrach jakościowych, a do sprzedaży trafiać mogą tylko kotły na paliwa stałe najwyższej klasy. Ma to ogromne znaczenie dla poprawy jakości powietrza - odbiorcy indywidualni mają pewność, że kupują paliwo odpowiedniej jakości, a jednocześnie wykluczono możliwość zakupu paliw o bardzo dużej zawartości części niepalnych, które mają wpływ na potęgowanie tzw. „niskiej emisji”.

Wykorzystanie metanu oraz zmiany technologiczne

W analizowanym okresie prowadzono prace związane z gospodarczym wykorzystaniem **metanu** uwalnianego przy eksploatacji węgla. Ma to wpływ na poprawę bezpieczeństwa pracy, ale także pozwala na wykorzystanie zasobów, które w przeciwnym razie nie zostałyby wykorzystane. System wsparcia dla tego typu przedsięwzięć polegał m.in. na ustanowieniu świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytwarzanej z metanu. W dniu 11 marca 2010 r. weszła w życie ustawa o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne* oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104), zgodnie z którą metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego objęty został systemem wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji (tzw. fioletowe certyfikaty), wprowadzonego na podstawie art. 9a i 9l ustawy – *Prawo energetyczne*. Wprowadzone mechanizmy

wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z metanu pochodzącego z kopalń węgla kamiennego nie są w stanie zapewnić oczekiwanego wzrostu wytwarzania energii – okazało się to zbyt dużym wyzwaniem technicznym i ekonomicznym. Oczekuje się, że zwiększenie ujęcia i zagospodarowania metanu możliwe będzie przy zastosowaniu najnowocześniejszych technologii, w tym technologii, które znajdują się obecnie w fazie badań tj. np. przedeksplatacyjne ujęcie metanu z pokładów węgla kamiennego⁶.

W 2013 r. Akademia Górniczo-Hutnicza jako lider wraz z Politechniką Wrocławską oraz Uniwersytetem Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie opracowały technologię **wykorzystania energetycznego metanu emitowanego z powietrzem wentylacyjnym**. Efektem zrealizowanego projektu jest opracowanie modułowego urządzenia produkującego 1 MW ciepła z metanu z powietrza wentylacyjnego (VAM, ang. *Ventilation Air Methane*) – urządzenie może być zabudowane przy szybach wentylacyjnych kopalń. Mimo niewielkiej mocy, projekt daje szansę na efektywniejsze wykorzystanie surowca i poprawę warunków pracy w kopalniach.

W ramach projektu HUGE (ang. *Hydrogen Oriented Underground Coal Gasification for Europe*) oraz HUGE2 zostały przeprowadzone próby **podziemnego zgazowania węgla** w pokładzie Kopalni Doświadczalnej „Barbara”, (projekty finansowane przez Komisję Europejską w ramach Funduszu Badawczego Węgla i Stali). Przeprowadzony proces charakteryzował się wysoką sprawnością energetyczną, wynoszącą ok. 70% (odsetek energii chemicznej zgazowanego węgla zawartej w produkowanym gazie). Sześciodniowy eksperyment udowodnił możliwość prowadzenia procesu w sposób kontrolowany i bezpieczny dla otoczenia naturalnego.

Rozpoczęto także prace nad rozwojem **technologii zgazowania węgla** i jego dalszego wykorzystania w elektrowni – IGCC (ang. *Integrated Gasification Combined Cycle*). Rozwojem technologii IGCC zajmuje się spółka celowa Enea Badania i Rozwój Sp. z o.o. Projekt IGCC Łączna (w pobliżu kopalni węgla kamiennego Bogdanka) jest w fazie przygotowawczej, co oznacza, że wykonywane są studia i opracowania niezbędne do oceny wykonalności i opłacalności przedsięwzięcia, jak również do rozpoczęcia procedur projektowych w ścisłym znaczeniu. Ponadto należy dodać, że w styczniu 2019 r. jednostka IGCC o mocy 500 MW została zgłoszona do certyfikacji ogólnej rynku mocy.

Zmiany organizacyjne w sektorze górnictwa, restrukturyzacja

Niezwykle istotnym zagadnieniem są zmiany organizacyjne, które nastąpiły w sektorze. W zakresie tworzenia silnych podmiotów gospodarczych, które mogłyby z powodzeniem konkurować na rynku, przykładem jest grupa kapitałowa Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A., która powstała na bazie notowanej na giełdzie papierów wartościowych Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Głównym przedmiotem działalności grupy kapitałowej jest wydobywanie węgla kamiennego koksowego oraz wytwarzanie i przetwarzanie koksu.

W sytuacji koniecznych działań restrukturyzacyjnych w sektorze, odstąpiono od koncepcji tworzenia grup kapitałowych na bazie spółek węglowych i spółek produkujących energię. Istniejące już obecnie powiązania spółek węglowych ze spółkami produkującymi energię jest charakterystyczne dla producentów wykorzystujących jako surowiec energetyczny węgiel brunatny, ze względu na lokalizacyjne powiązanie podaży z popytem.

Pierwszym, najbardziej złożonym procesem naprawczym sektora górnictwa węgla kamiennego, było powołanie do życia Polskiej Grupy Górniczej S.A. (PGG), która przejęła kopalnie Kompanii Węglowej S.A., a także została dokapitalizowana środkami inwestycyjnymi. Fundamentalnym celem utworzenia PGG było stworzenie sprawnie zarządzanego podmiotu, prowadzącego efektywnie ekonomicznie wydobywanie węgla, zdolnego do konkurowania na rynku węgla kamiennego. Programy naprawcze i rozwojowe wdrożono również w spółkach LW Bogdanka S.A. oraz Węglkoks Kraj Sp. z o.o., a także ostatecznie w JSW S.A.

W ramach prowadzonej restrukturyzacji 15 ruchów lub zakładów górniczych zostało przekazanych do Spółki Restrukturyzacji Kopalń S.A. Był to w głównej mierze majątek nieprodukcyjny, związany z zakończoną już eksploatacją węgla (szczerpane złoża), który był obciążeniem dla dalszej działalności spółek górniczych.

Oprócz działań w spółkach podjęto szereg inicjatyw systemowych tj. legislacyjnych i programowych takich jak: nowelizacja ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego, która m.in. zwiększyła górny limit wydatków budżetowych na restrukturyzację górnictwa do ponad 12 mld zł, wejście w życie rozporządzeń Ministra Energii regulujących wszystkie aspekty

⁶ Patrz też rozdział 2.2.3

związane z prowadzeniem robót górniczych i bezpieczeństwem pracy (rozporządzenie ogranicza koszty dla sektora o 435 mln zł rocznie), przyjęcie w dniu 23 stycznia 2018 r. przez Radę Ministrów *Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce* oraz nowelizację ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

Realizacja polityki w zakresie bezpieczeństwa dostaw węgla była istotnym wyzwaniem w analizowanym okresie ze względu na wahania cen surowca na rynkach światowych, konieczność restrukturyzacji sektora oraz redukcji wpływu sektora energetycznego na środowisko. Konieczna jest kontynuacja dotychczasowych zadań, w szczególności związanych z zapewnieniem rentowości sektora oraz ochroną przed zabudową zasobów strategicznych węgla. Niezwykle istotny będzie rozwój technologiczny związany z rozwojem technologii zgazowania węgla, która może odegrać kluczową rolę dla przyszłej pozycji węgla w bilansie energetycznym. Równie istotny będzie wzrost gospodarczego wykorzystania metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach węgla kamiennego, a także zapewnienie odpowiedniej jakości paliw dla sektora komunalno-bytowego.

2.2.2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw płynnych do odbiorców

Polityka energetyczna państwa w zakresie sektora paliwowego jest zdeterminowana przede wszystkim ograniczonymi krajowymi zasobami ropy naftowej oraz znaczącym udziałem importu surowca z jednego kierunku geograficznego w ogólnym wolumenie dostaw (w momencie tworzenia PEP30 udział dostaw ropy naftowej z Rosji wynosił ponad 90%). W PEP2030 wskazywano na zagrożenia wynikające z tego typu zależności zarówno w aspekcie bezpieczeństwa dostaw, jak też finansowym (możliwość niekorzystnego kształtowania cen importowanego surowca).

Mając na względzie powyższe, za główny cel PEP2030 w odniesieniu do problematyki dostaw ropy naftowej i paliw płynnych przyjęto zapewnienie bezpieczeństwa w sektorze paliwowym poprzez:

- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako pozyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,
- budowę magazynów ropy naftowej i paliw płynnych o pojemnościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych.

Ocenia się, że realizacja powyższych działań wpłynęła na poprawę bezpieczeństwa Polski w sektorze paliwowym, jakkolwiek zmiana struktury dostaw ropy naftowej oraz wzrost udziału szarej strefy na wewnętrznym rynku paliwowym stworzyły nowe zagrożenia i wyzwania wymagające reakcji. W tym kontekście pozytywnie należy ocenić realizowane przez poszczególne podmioty sektora paliwowego strategie korporacyjne, w ramach których uwzględniane były kierunki działań określone w PEP2030. Jednocześnie należy zaznaczyć, że zachowanie kontroli państwa nad strategicznymi elementami infrastruktury naftowej oraz kluczowymi podmiotami sektora stwarzało możliwość inicjowania i nadzorowania realizacji inwestycji służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w zakresie paliw.

Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej

W kwestii dywersyfikacji dostaw ropy naftowej do Polski, należy zauważyć stopniowe ograniczanie dostaw ropy naftowej z Rosji – z ponad 94% w 2009 r. do 77,3% w 2018 r. – odnotowano natomiast wzrost importu surowca z takich krajów jak Arabia Saudyjska, USA, Kazachstan czy Wielka Brytania. Maleje również znaczenie rurociągu „Przyjaźń” jako szlaku dostaw ropy naftowej do Polski na rzecz transportu surowca drogą morską za pośrednictwem Naftoportu w Gdańsku. W celu wzmocnienia efektywności i bezpieczeństwa tej drogi dostaw w omawianym okresie były podejmowane działania planistyczno-projektowe, w tym projekty dotyczące rozbudowy pojemności magazynowych, umożliwiających separowanie różnych gatunków ropy naftowej oraz budowy drugiej nitki rurociągu Pomorskiego. Pomimo prowadzenia działań strony rządowej i spółki Sarmatia, powołanej w celu przygotowania projektu nie został natomiast zrealizowany rurociąg Odessa-Brody-Płock (OBP) określony w PEP2030 jako najistotniejszy projekt w tym zakresie. Z przyczyn niezależnych od strony rządowej, powstały istotne opóźnienia w realizacji kluczowych działań mających wpływ na tempo realizacji tego projektu. Wśród przyczyn niepowodzenia realizacji tej inwestycji należy wskazać m.in. brak potwierdzenia przez potencjalnych dostawców surowca warunków zakupu ropy naftowej dla rafinerii w Polsce oraz opóźnienia w realizacji harmonogramu prac związanych z projektem. W konsekwencji środki finansowe przeznaczone na ten cel (zarezerwowane w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko) zostały przesunięte na inne, bardziej zaawansowane projekty. Brak możliwości dofinansowania

projektu OBP ze środków UE oraz zmiana uwarunkowań geopolitycznych na obszarze jego planowanej realizacji implikuje potrzebę pogłębionej weryfikacji zasadności realizacji tego projektu w przyszłości.

Decyzje co do zasadności zakupu surowca konkretnego gatunku ropy naftowej były podejmowane w oparciu o rachunek ekonomiczny, z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych rafinerii oraz zapotrzebowania rynku krajowego na poszczególne paliwa. Jednocześnie wiodące podmioty sektora paliwowego zdecydowały o zapewnieniu istotnej części dostaw ropy naftowej w ramach kontraktów długoterminowych, gwarantujących przewidywalność i stabilność importu. Należy zaznaczyć, że w latach 2009-2018 poziom cen paliw w Polsce był stabilny i pomimo wahań sezonowych pozostawał na poziomie jednym z najniższych w Europie, co miało pozytywny wpływ na konkurencyjność gospodarki i dostępność paliwa dla konsumentów, a analiza danych statystycznych dotyczących cen ropy naftowej w imporcie wskazuje, że nie wystąpiły zagrożenia w zakresie niekorzystnych cen surowca.

Poszukiwanie nowych złóż ropy naftowej

Realizowane w latach 2009-2018 przez podmioty sektora naftowego projekty inwestycyjne dotyczące poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej poza granicami Polski były uwarunkowane ograniczonymi możliwościami finansowymi tych podmiotów. Ich zaangażowanie koncentrowało się na obszarach o dużej stabilności inwestycyjnej (np. szelf Morza Norweskiego, rynek kanadyjski). Podejmowane działania przyniosły już pozytywne rezultaty i stanowią istotny impuls do rozwoju działalności wydobywczej w przyszłości. Jednocześnie należy stwierdzić, że ze względu na wskazane okoliczności, podmioty krajowe powinny liczyć się w przyszłości z ograniczonymi możliwościami znaczącego powiększenia swojego udziału w dużych projektach wydobywczych poza granicami kraju.

W ocenianym okresie na terytorium Polski prowadzono także prace poszukiwawcze surowców ze złóż niekonwencjonalnych. Oprócz działań w zakresie rozpoznania budowy geologicznej Polski pod kątem występowania surowców energetycznych w złożach niekonwencjonalnych były realizowane projekty inwestycyjne dotyczące zagospodarowania złóż konwencjonalnych. Ograniczone zasoby surowcowe skutkowały tym, że pomimo pozytywnego przebiegu niektórych projektów uzyskany efekt w postaci wzrostu wydobycia ropy naftowej był niewielki. Prace w ramach projektów niekonwencjonalnych zostały zawieszane.

Infrastruktura paliwowa

Pozytywnie należy ocenić realizację projektów, które przyczyniły się do zwiększenia zdolności przerobowych rafinerii, w tym projektu EFRA (Efektywnej Rafinacji), realizowanego w rafinerii w Gdańsku. Dzięki zrealizowanym inwestycjom większość zapotrzebowania na paliwa w Polsce pokrywana jest produkcją krajową – z wyłączeniem oleju napędowego i LPG. W zakresie benzyn w skali roku około 90% konsumpcji jest zaspokajane krajową produkcją – natomiast w sezonie jesienno-zimowym obserwowana jest okresowa nadprodukcja.

Korzystne efekty przyniosły także działania w zakresie rozbudowy zdolności magazynowych. Łącznie pojemności magazynowe ropy naftowej i paliw zwiększono o 375 tys. m³ dzięki oddaniu do użytku Terminala Naftowego Gdańsk. Mając jednak na uwadze dynamiczny rozwój rynku paliwowego spowodowany ograniczeniem szarej strefy oraz kontynuowaną politykę dywersyfikacji dostaw ropy naftowej, niezbędne są dalsze inwestycje w zakresie magazynowania zarówno ropy naftowej, jak i paliw. Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (PERN) S.A. – posiadające największy udział pojemności magazynowych na paliwa na polskim rynku oraz drugi pod względem wielkości (po PKN Orlen S.A.) podmiot świadczący usługi w zakresie magazynowania ropy naftowej – podjęło działania na rzecz rozbudowy pojemności magazynowych na ropę naftową w Gdańsku oraz paliw we własnych bazach rozmieszczonych na terenie całego kraju.

Inwestycje w pozostałych obszarach były realizowane w ograniczonym zakresie, z uwzględnieniem uwarunkowań ekonomicznych i zapotrzebowania poszczególnych obszarów kraju na paliwa. PERN S.A. w październiku 2016 r. zakończył prace w zakresie budowy III nitki wschodniego odcinka rurociągu „Przyjaźń”, przy czym prace te zakończyły się ze znacznym opóźnieniem m.in. z powodu nieregulowanych w pełni kwestii własności gruntów, przez które przebiega rurociąg. W nieznacznym zakresie były podejmowane inwestycje obejmujące rozbudowę rurociągów produktowych (jedynym projektem w tym zakresie był uruchomiony w 2011 r. rurociąg na odcinku Ostrów Wielkopolski–Wrocław, należący do PKN ORLEN S.A.).

Prowadzona polityka zapewniła stałe dostawy paliw dla gospodarki, dbając także o perspektywiczne pokrycie popytu. Dla utrzymania wysokiego poziomu bezpieczeństwa paliwowego państwa konieczna jest dalsza rozbudowa infrastruktury przesyłowej ropy naftowej i paliw ciekłych, jak również zapewnienie odpowiedniej bazy magazynowej ropy naftowej i paliw

ciekłych oraz utrzymanie zapasów na odpowiednim poziomie. Równie istotne jest zapewnienie odpowiedniej struktury właścicielskiej segmentów rynku paliwowego, tak aby podmioty były skoncentrowane na swojej podstawowej działalności.

2.2.3. Wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Za główny cel polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego wskazano zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do kraju, a tym samym do odbiorców końcowych, jest jednym z kluczowych zadań Ministra Energii. Stan bezpieczeństwa energetycznego państwa wpływa na możliwości rozwoju gospodarczego oraz na pozycję w relacjach politycznych, jaki i na forum międzynarodowym. Działania wpływające na wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, które zrealizowano w analizowanym okresie przewyższyły zakresem oczekiwania, czego dowodzi ogromna zmiana na rynku gazu ziemnego. Tym samym niniejszy rozdział jest komplementarny w stosunku do rozdziału 2.5.2.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego oraz pozyskanie dostępu do złóż gazu ziemnego poza granicami kraju

W okresie od 2009 do 2018 r. **wydobycie gazu ziemnego ze złóż krajowych** kształtowało się na stabilnym poziomie i pozwalało na pokrycie około 25-30% rocznego zapotrzebowania na to paliwo.

W latach 2009-2015 prowadzone były intensywne prace poszukiwawcze, zarówno przez podmioty krajowe, jak i przedsiębiorstwa zagraniczne, w zakresie udokumentowania **niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego**. W wyniku tych prac zlokalizowano obszary perspektywiczne, jednak z uwagi na niewystarczające przyłady gazu uruchomienie przemysłowej eksploatacji okazało się nieopłacalne. Powodem takiego stanu rzeczy jest między innymi bardziej złożona budowa geologiczna Polski względem złóż zlokalizowanych w Stanach Zjednoczonych, gdzie prowadzona jest eksploatacja złóż niekonwencjonalnych na szeroką skalę.

W 2016 r. spółka PGNiG S.A. opracowała nową koncepcję poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych. W ramach jej realizacji spółka przeprowadziła na Podkarpaciu nowe badania, w tym największe w Europie trójwymiarowe zdjęcie sejsmiczne Przemysł-Kramarzędka-Rybotycze-Fredropol, tj. obszaru o powierzchni prawie 1 300 km². Zgodnie ze wstępnymi szacunkami na tym obszarze znajduje się ok. 50 mld m³ gazu. PGNiG S.A. w ramach nowej koncepcji poszukiwań planuje na Podkarpaciu realizację do 2022 r. ok. 120 odwiertów poszukiwawczych, które pozwolą na udokumentowanie potencjalnych złóż gazu ziemnego.

Dzięki nowoczesnym badaniom sejsmicznym właśnie na Podkarpaciu odkryto nowe złożo Siedlecza, z którego już rozpoczęto wydobycie, oraz złożo Kramarzędka, Chodakówka i Sędziszów. W okolicach Kramarzędki złożo gazu ziemnego szacowane jest na 12 mld m³. Dzięki wykorzystaniu nowych metod badawczych i wiertniczych odkryto również nowy horyzont gazowy w złożo Przemysł, do niedawna uważanym za złożo w fazie schyłkowej, gdzie – na podstawie nowych badań sejsmicznych i złożowych szacuje się, że potencjał może być większy o ponad 20 mld m³ gazu. Spółka planuje kolejne odwierty, które pozwolą na zweryfikowanie potencjału zasobów.

W omawianym okresie podmioty sektora gazowego w Polsce prowadziły prace mające na celu pozyskanie dostępu do złóż węglowodorów poza granicami kraju, w szczególności pozyskania udziału w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, zlokalizowanych na Morzach Norweskim, Północnym i Barentsa. W wyniku tych prac wielkość zasobów udokumentowanych w 2017 r. wzrosła do 83 mln boe, natomiast na części posiadanych koncesji rozpoczęto eksploatację gazu ziemnego i ropy naftowej. Prowadzone były również działania w innych obszarach, należy tutaj wspomnieć o pracach poszukiwawczych w Pakistanie, gdzie w 2017 r. rozpoczęto wydobycie gazu ziemnego na obszarze dwóch odkrytych złóż gazu ziemnego Rehman i Rizq. Prowadzono także prace poszukiwawcze w Libii, jednak ze względu na pogorszenie się w 2014 r. bezpieczeństwa prowadzonych prac znacznie ograniczono działalność w tym rejonie.

Na uwagę zasługują również inicjatywy zmierzające do uzyskania dostępu do *know how* w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z innych typów złóż np. gaz zaciśnięty, ang. *tight gas*, czy gaz ziemny z pokładów łupkowych, ang. *shale gas*.

W celu zwiększenia poziomu wydobycia gazu ziemnego wysokometanowego na terytorium Polski prowadzone są próby wykorzystania innowacyjnych metod wydobycia węglowodorów ze złóż. Jedną z nich jest **przedekspluatacyjne ujęcie metanu z pokładów węgla** otworami wierconymi z powierzchni przy zastosowaniu szczelinowania hydraulicznego. W 2017 r. PGNiG S.A. wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym rozpoczął projekt badawczy Geo-Metan, mający na celu rozwój krajowych technologii poszukiwania i wydobycia metanu z pokładów węgla jeszcze przed rozpoczęciem eksploatacji górniczej,

ale też jego komercyjne wykorzystanie. Według szacunków Państwowego Instytutu Geologicznego w warstwach węglonośnych na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego może znajdować się nawet 170 mld m³ metanu. Dzięki opracowaniu skutecznych metod eksploatacji zasoby te mogą stać się ważnym uzupełnieniem krajowego wydobycia gazu oraz znaczenie poprawić współczynnik odnowienia zasobów udokumentowanych.

Wydobycie gazu ziemnego w ramach tzw. **odmetanowania kopalń** kształtowało się na stałym poziomie ok. 190 mln m³/rok i posiadało jedynie znaczenie lokalne. Wydobywany w ten sposób metan zużywany był na terenie zakładów górniczych (głównie do produkcji energii).

Zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski

Zdecydowana większość gazu ziemnego sprowadzana jest do Polski od jednego dostawcy z kierunku wschodniego. W 2010 r. podpisany został aneks do długoterminowego kontraktu kupna-sprzedaży gazu do Polski z 1996 r. z OOO „Gazprom Eksport”, zawartego na podstawie *Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r.*, w wyniku którego m.in. zwiększone zostały roczne wielkości dostaw gazu ziemnego z Rosji w okresie od 2010 do 2022 r. oraz ustalono zasady ładu instytucjonalnego w spółce Europol GAZ S.A. Umowa została zawarta na niekorzystnych dla polskich odbiorców warunkach. Z tego względu głównym elementem wpływającym na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego.

Aby zapobiec zagrożeniom dostaw gazu ziemnego w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. określono minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, co oznacza, że przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do tworzenia zdywersyfikowanych portfolio dostaw. Dopuszczalny udział gazu ziemnego sprowadzanego z jednego źródła do 2022 r. będzie mógł wynosić maksymalnie 70%, natomiast od 2023 r. spadnie do 33%.

Dla spełnienia tych warunków kluczowa jest rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń między-systemowych, a do kluczowych inwestycji zrealizowanych przez spółki gazowe w analizowanym okresie należy zaliczyć:

- w 2011 r. zwiększono połączenie międzysystemowe Polska-Niemcy w Lasowie z 0,5 mld m³/rok do 1,5 mld m³/rok;
- w 2011 r. zakończono budowę połączenia międzysystemowego w Cieszynie pomiędzy Polską a Czechami, o zdolnościach przesyłowych w kierunku Polski na poziomie ok. 0,5 mld m³/rok,
- w 2011 r. uruchomiono rewers wirtualny na gazociągu Jamał-Europa w wielkości ok. 2,3 mld m³/rok, następnie od 1 kwietnia 2014 r. umożliwiono przesyłanie zwrotne gazu ziemnego tym gazociągiem z kierunku zachodniego na zasadach ciągłych na poziomie ok. 2,3 mld m³/rok, zaś od dnia 1 stycznia 2017 r. – 6,1 mld m³/rok.
- w 2016 r. nastąpiło komercyjne uruchomienie terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu o zdolnościach regazyfikacyjnych 5 mld m³/rok.

W trakcie realizacji są kolejne inwestycje, stanowiące kluczowe elementy strategii dywersyfikacyjnej – budowa gazociągu Baltic Pipe oraz połączeń między systemem Polski a systemami Litwy, Słowacji, Ukrainy oraz Czech, rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, ponadto planowany jest także drugi terminal (pływający) w Gdańsku.

Obok działań infrastrukturalnych dla uniezależnienia się od dostaw z kierunku wschodniego w latach 2009-2018 dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do kraju realizowana była poprzez przebudowę struktury portfela importowego. W tym okresie główny importer paliw gazowych, tj. spółka PGNiG S.A., zawarła szereg umów na dostawy skroplonego gazu ziemnego z różnych źródeł i kierunków (w szczególności z różnymi dostawcami ze Stanów Zjednoczonych, Kataru, czy Norwegii), które obejmują dostawy od 2015 r. nawet do 2042 r. Roczne wolumeny w ramach dostaw od jednego dostawcy nie przekroczą 2 mld m³ gazu ziemnego (co odpowiada 2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji), a jednocześnie całkowity wolumen dostaw pozwala na optymalne wykorzystanie terminalu LNG w Świnoujściu.

Biorąc pod uwagę dotychczasowe kierunki polityki energetycznej, jak również w dalszym ciągu wysoki poziom uzależnienia Polski od dostaw gazu ziemnego z zagranicy, w szczególności z kierunku wschodniego oraz prawdopodobieństwo wystąpienia zakłóceń w dostawach z zagranicy, dywersyfikacja gazu ziemnego zajmuje w dalszym ciągu strategiczne miejsce w polityce energetycznej państwa. Niezbędne jest więc kontynuowanie działań w zakresie dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego, zwiększania niezależności dostaw gazu ziemnego, a także zwiększenia integracji krajowego rynku z rynkami pozostałych państw członkowskich UE.

Rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego

Równoległe z rozbudową sieci połączeń transgranicznych operator systemu przesyłowego gazowego (OSPg) prowadzi intensywne działania w zakresie rozbudowy krajowej sieci przesyłowej, których realizacja przyczyni się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do kraju. W latach 2009-2015 gazowa sieć przesyłowa została rozbudowana o ok. 1 200 km nowych gazociągów, a według stanu na koniec 2018 r. długość gazowej sieci przesyłowej wyniosła 11 430 km. OSPg planuje dalszą rozbudowę sieci.

Natomiast dzięki działaniom operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (OSDg) długość gazowej sieci dystrybucyjnej w latach 2013-2018 wzrosła o ponad 13 tys. km, a na koniec 2018 r. łączna długość sieci wyniosła 140 025 km. W kolejnych latach inwestycje w zakresie rozbudowy sieci dystrybucyjnej zostaną zwiększone dzięki realizacji ogłoszonego w październiku 2018 r. rządowego *Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski realizowanego przez PSG sp. z o.o. w latach 2018-2022*. Program zakłada uruchomienie usług dystrybucji paliw gazowych w 300 nowych gminach w Polsce oraz wzrost stopnia gazyfikacji kraju do 77% (wzrost o ok. 12%). Przewidziane nim zadania obejmują budowę nowych sieci dystrybucyjnych na terenach niezgazyfikowanych, jak również realizację inwestycji w zakresie gazociągów wysokiego ciśnienia, które zlikwidują istniejące obecnie ograniczenia na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego, w celu umożliwienia przyłączenia nowych odbiorców. Już w 2018 r. w ramach realizacji *Programu* dostęp do paliw gazowych uzyskało 28 gmin, a w 58 gminach prowadzone były prace inwestycyjne.

Rozbudowa sieci dystrybucyjnych jest niezbędna z uwagi na przewidywany wzrost zużycia gazu ziemnego, w szczególności wzrostu jego wykorzystania do celów grzewczych w wyniku uruchomionego w 2018 r. rządowego programu *Czyste powietrze*, którego najważniejszym celem jest ograniczenie emisji do atmosfery szkodliwych substancji powstających na skutek ogrzewania domów jednorodzinnych złej jakości paliwem. Paliwa gazowe stanowią podstawową alternatywę dla wysokoemisyjnych źródeł ogrzewania w sektorze komunalno-bytowym, które są jednym z głównych źródeł tzw. "niskiej emisji" zanieczyszczeń do powietrza. Konsekwentnie rozbudowywana krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego przyczynia się również do zapewnienia rozplywów paliw gazowych z gazociągu Baltic Pipe i terminalu LNG, tym samym dostarczając paliwa gazowe do większej liczby odbiorców.

Likwidacja barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie dużych inwestycji infrastrukturalnych (magazyny, infrastruktura LNG, tłocznie gazu) oraz inwestycji liniowych.

W ostatnich latach dokonano szeregu zmian legislacyjnych w zakresie regulacji dotyczących zarówno procesu inwestycyjno-budowlanego, jak również w regulacjach sektorowych. Pozwoliło to na stworzenie efektywnych ram prawnych usprawniających procesy inwestycyjne i likwidujących bariery. Na skutek podjętych działań legislacyjnych:

- **uproszczono proces inwestycyjno-budowlany w zakresie sieci przesyłowych gazowych**, w szczególności poprzez uproszczenie procedur uzyskiwania decyzji administracyjnych, w tym pozwoleń na budowę oraz procedur związanych z dostępem do gruntów, na których budowane są gazociągi, dodano nowy katalog inwestycji towarzyszących, wprowadzono 45-dniowy termin na rozpatrzenie odwołania od decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji oraz umożliwienie inwestorowi wejścia na teren cudzej nieruchomości i przeprowadzenia na niej pomiarów, badań lub innych prac niezbędnych do sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla inwestycji w zakresie terminalu – ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o *inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu* oraz nowelizacja z 2014 r. i 2018 r.;
- **zwiększono bezpieczeństwo budowy i funkcjonowania sieci gazowych** poprzez ujednoczenie norm w tym zakresie – rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w *sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie*;
- **uelastyczniono zasady kalkulowania taryf oraz dostosowano zasady kalkulacji i rozliczania taryf gazowych do przepisów UE** tj. wprowadzono stawki przesyłowe entry-exit, określono zasady obliczania należności za usługi świadczone przez operatorów systemów oraz za nowe usługi świadczone przez operatora systemu magazynowania – rozporządzenie Ministra Gospodarki w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* z 2013 r.; wprowadzono możliwość szczególnego traktowania budowy infrastruktury służącej poprawie jakości powietrza – rozporządzenie Ministra Energi w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* z 2018 r.;
- **umożliwiono optymalizację wykorzystania istniejących sieci gazowych** – uporządkowano warunki przyłączenia urządzeń i instalacji do sieci przesyłowej ograniczono możliwość przyłączenia do sieci przesyłowej o dużych średnicach (DN 1300 i większej) wyłącznie urządzeń i instalacji służących do przesyłania paliw gazowych; ponadto zwiększono granicę mocy przesyłowej urządzeń i instalacji, które można przyłączyć do sieci przesyłowych o średnicach do DN 1300

(grupa przyłączeniowa „A”) – rozporządzenie Ministra Energii *zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego z 2017 r.*

- **ustanowiono precyzyjne zasady dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz zmniejszono obciążenia regulacyjne nałożone na przedsiębiorstwa**, w szczególności poprzez zniesienie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w odniesieniu do sprowadzanego do Polski gazu ziemnego w formie skroplonej (LNG) i sprężonej (CNG), niezależnie od jego pochodzenia – rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w *sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy*;
- **nadano rygor natychmiastowej wykonalności decyzji zobowiązującej właściciela nieruchomości do jej udostępnienia na potrzeby wykonania przez operatora czynności eksploatacyjnych** – weszło w życie 1 stycznia 2019 r. na mocy ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*;
- **ułatwiono budowę sieci gazowych o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa**, poprzez zwolnienie z obowiązku uzyskiwania decyzji o pozwoleniu na budowę – ustawa z dnia 6 grudnia 2018 r. *o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw*;
- **ułatwiono nabywanie nieruchomości rolnych przez operatora systemu dystrybucyjnego** – zniesiono konieczność uzyskania zgody Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa – ustawa z dnia 26 kwietnia 2019 r. *o zmianie ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego oraz niektórych innych ustaw*;
- **zmniejszono obciążenia wodnoprawne** – uproszczono postępowanie administracyjne w zakresie uzyskiwania pozwoleń wodnoprawnych oraz zmieniono termin naliczania opłaty stałej za usługi wodne od momentu przystąpienia do użytkowania urządzenia wodnego, a nie uprawomocnienia pozwolenia – zmiana ustawy – *Prawo wodne oraz niektórych innych ustaw* w 2019 r.

Ponadto w analizowanym okresie prowadzone były prace legislacyjne w zakresie:

- **ustawy o korytarzach przesyłowych** – celem było stworzenie przedsiębiorcom przesyłowym warunków umożliwiających budowę, rozbudowę i modernizację infrastruktury przesyłowej, która stanowi podstawową formę dostarczania paliw do odbiorców oraz warunkuje zrównoważony rozwój kraju. Ostatecznie przyjęto jedynie ustawę o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, która nie reguluje jednak statusu prawnego urządzeń przesyłowych w kompleksowy sposób;
- **kodeksu urbanistyczno-budowlanego** – celem było wprowadzenie jednolitego sposobu określania zasad sytuowania obiektów budowlanych oraz ustanawiania wokół nich stref bezpieczeństwa (m.in. dla dróg publicznych, i gazociągów), w których występować będą ograniczenia w zakresie sytuowania obiektów budowlanych. Wprowadzony miał być również jednolity i efektywny sposób dopuszczania wyjątków od tych przepisów. Ujednoczenie procedur dla wszystkich rodzajów inwestycji miało się przyczynić do uproszczenia etapu planowania i projektowania inwestycji, umożliwiając przyspieszenie momentu rozpoczęcia ich realizacji.

Polityka taryfowa zachęcająca do inwestowania w infrastrukturę liniową (przesył i dystrybucja gazu)

Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi* oraz nowelizacją z 2018 r. zaimplementowano do polskiego porządku prawnego postanowienia III pakietu energetycznego. Rozwiązania dostosowały obowiązujące zasady kalkulacji taryf do potrzeb rynku. W rezultacie, w odniesieniu do działalności w zakresie przesyłania paliw gazowych, wprowadzono zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane świadczone przez operatorów systemów oraz zasady obliczania należności za nowe usługi świadczone przez operatora systemu magazynowania – pakietową usługę magazynowania oraz rozdzielną usługę magazynowania. Ponadto, na rozwój rynku gazu ziemnego pozytywnie wpłynęło wprowadzenie instytucji konta regulacyjnego, które wzmocnił stabilność finansową OSP. Możliwe stało się również obniżenie w taryfie stawki opłat za przyłączenie do sieci dla odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych na obszarach, dla których na podstawie art. 91 ustawy – *Prawo ochrony środowiska* uchwalono programy ochrony powietrza.

Należy także wspomnieć o rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. *ustanawiającym kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu* (rozporządzenie NC TAR), którego zasadniczym celem jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu ziemnego, jak również ujednoczenie ich struktur na obszarze UE. Dzięki zaangażowaniu Rządu RP w opracowywanie tego dokumentu, udało się wynegocjować, że w punkcie wejścia z terminalu LNG do systemu przesyłowego gazowego można stosować stawkę „0”.

Zwiększenie pojemności magazynowych gazów ziemnego, stosowanie zachęt inwestycyjnych do ich budowy

Podziemne magazyny gazów ziemnego (PMG) pełnią kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazów ziemnego do odbiorców. W PMG obok zapasów handlowych utrzymywane są, zgodnie z wymogami ustawy o zapasach, zapasy obowiązkowe gazów ziemnego, które stanowią zabezpieczenie przed skutkami zakłóceń w dostawach gazów ziemnego i są uruchamiane wyłącznie w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa. Dlatego tak kluczowe jest zapewnienie odpowiedniej ilości pojemności magazynowych w kraju.

W 2009 r. pojemność czynna PMG ziemnego wysokometanowego wynosiła 1,6 mld m³, co odpowiadało zaledwie 12% krajowego zużycia. W latach 2009-2018 spółka PGNiG S.A. realizowała działania w zakresie zwiększenia pojemności podziemnych magazynów gazów ziemnego w ramach realizacji *Programu rozwoju pojemności czynnej PMG*. W wyniku tego zrealizowane zostały następujące projekty rozbudowy podziemnych magazynów gazów ziemnego wysokometanowego:

- rozbudowa PMG Strachocina do pojemności 360 mln m³, inwestycja zakończona została w 2012 r.
- rozbudowa PMG Wierzchowice do pojemności 1 200 mln m³, inwestycja zakończona została w 2015 r.
- rozbudowa PMG Husów do pojemności 500 mln m³, inwestycja zakończona została w 2015 r.
- rozbudowa PMG Brzeźnica do pojemności 100 mln m³ inwestycja zakończona została w 2016 r.
- rozbudowa PMG Mogilno do pojemności 589,9 mln m³ inwestycja zakończona została w 2016 r.
- rozbudowa KPMG Kosakowo do pojemności 145,5 mln m³ inwestycja zakończona została w 2018 r.

W wyniku prowadzonych inwestycji pojemność czynna podziemnych magazynów gazów ziemnego z 1,6 mld m³ w 2009 r. wzrosła do poziomu 2,98 mld m³ w 2018 r., co odpowiada 17% rocznego zużycia gazów ziemnego w Polsce. Działania są kontynuowane – od 2018 r. realizowany jest projekt rozbudowy KPMG Kosakowo do pojemności 295 mln m³, którego celem jest stabilizacja zasilania w paliwa gazowe rejonu północnej Polski. Zakończenie inwestycji planowane jest w 2021 r.

Utrzymane zostały regulacje ustawy – *Prawo energetyczne*, które uprawniają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych do pokrycia kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie magazynowania paliw gazowych, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.

Usprawnienie mechanizmu reagowania w sytuacjach kryzysowych

Wzmocnienie bezpieczeństwa gazowego stało się niezwykle istotnym przedmiotem działań zarówno w kraju, jak i na arenie europejskiej. Uzależnienie od dostaw gazów oraz potencjalne skutki przerw w dostawach, jak też towarzysząca temu geopolityka wymagały zabezpieczeń mitygujących potencjalne zagrożenia. Najważniejsze zostały wymienione poniżej. Należy zauważyć, że szereg działań odbywał się na forum unijnym, zapewniając jednolitość rozwiązań oraz wzmacniając ich efekt.

Dokumenty na poziomie unijnym. W analizowanym okresie stworzony został europejski system bezpieczeństwa dostaw gazów ziemnego, oparty na rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazów ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE, którego zapisy były aktywnie negocjowane przez Polskę.

Również aktywnie negocjowane przez Polskę unijne rozporządzenie 2017/1938 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazów ziemnego i uchylające rozporządzenie nr 994/2010 wprowadziło szereg nowych rozwiązań, w szczególności obowiązek współpracy regionalnej przy tworzeniu dokumentów planistycznych w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazów ziemnego, efektywnego mechanizmu solidarności na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oraz przejrzystości zawieranych w UE kontraktów gazowych.

W 2012 r. na szczeblu unijnym państwa członkowskie uzgodniły przyjęcie decyzji 994/2012 w sprawie ustanowienia **mechanizmu wymiany informacji** w odniesieniu do **umów międzyrządowych w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi** (tzw. Decyzja IGA), która następnie została znowelizowana w 2018 r. Polska była jednym z pomysłodawców oraz najbardziej zaangażowanych w wypracowanie tych dokumentów państw.

Zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938 dla grup państw członkowskich zidentyfikowanych w rozporządzeniu opracowywane są **wspólne regionalne oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazów ziemnego**. Celem jest identyfikacja czynników ryzyka, które mogłyby spowodować urzeczywistnienie głównego ryzyka międzynarodowego dla bezpieczeństwa dostaw gazów ziemnego, takich jak klęski żywiołowe, ryzyka technologiczne, handlowe, społeczne, polityczne i inne. Polska

koordynowała prace nad Wspólną oceną ryzyka dla grupy ryzyka – Białoruś oraz uczestniczyła w pracach nad przygotowaniem Wspólnej oceny ryzyka dla grupy ryzyka – Ukraina. Oba dokumenty zostały notyfikowane KE w marcu 2019 r., a ze względu na fakt, że zawierają dane wrażliwe stanowiące tajemnice poszczególnych państw członkowskich, nie są publikowane.

Dokumenty krajowe. Dokumenty na poziomie krajowym ściśle odnoszą się do krajowej sytuacji. W pierwszej kolejności należy wskazać **Krajową ocenę ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski**, opracowaną przez Rząd i OSPg (po raz pierwszy w 2011 r., aktualizowana w 2014 r. i 2016 r., ponieważ dokument zawiera dane wrażliwe stanowiące tajemnice spółek gazowych, nie jest publikowany). Analizie poddawane są scenariusze zakłóceń dostaw gazu ziemnego wynikające ze zidentyfikowanych ryzyk, a wyniki oceny ryzyka stanowią podstawę do opracowania na szczeblu krajowym – **Planu działań zapobiegawczych** oraz **Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej**, który zawiera opis działań możliwych do podjęcia w poszczególnych stanach kryzysowych (wcześniejszego ostrzeżenia, alarmowy oraz nadzwyczajny) oraz określa role i obowiązki przedsiębiorstw gazowych, odbiorców przemysłowych oraz producentów energii elektrycznej w odniesieniu do stanów kryzysowych.

Oba dokumenty były opracowywane zgodnie z wymogami rozporządzenia 994/2010 w 2012, 2014 i 2016 r. i zostały skonsultowane z sąsiednimi państwami członkowskimi UE. Plany z 2016 r. pozostaną aktualne do momentu wydania ich aktualizacji na podstawie nowego rozporządzenia 2017/1938. Prace nad ich aktualizacją zostały rozpoczęte w 2018 r. Wynika z nich, że stan krajowej infrastruktury systematycznie poprawia się, co przekłada się na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Coraz wyższa wartość tzw. wskaźnika N-1 potwierdza, że nawet w przypadku awarii największego pojedynczego elementu infrastruktury gazowej, który odpowiada za największą część dostaw gazu ziemnego do systemu, zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców jest możliwe.

Odbiorcy chronieni. Dzięki przyjęciu definicji odbiorców chronionych precyzyjnie określono zakres ochrony odbiorców przed zakłóceniami w dostawach. Realizując obowiązek wynikający z rozporządzenia 2017/1938, w lutym 2018 r. definicja została notyfikowana do Komisji Europejskiej. Za odbiorcę chronionego przyjęto:

1. odbiorców w gospodarstwach domowych,
2. małe lub średnie przedsiębiorstwa, których moc umowna nie przekracza 710 kWh/h;
3. podmioty świadczące usługi z zakresu opieki zdrowotnej, podstawowej opieki społecznej oraz służb ratunkowych i bezpieczeństwa, oświaty lub administracji publicznej;
4. wytwórców ciepła dostarczających je do odbiorców, o których mowa powyżej.

Na podstawie danych o zużyciu gazu ziemnego w 2017 r., oszacowana została ilość gazu ziemnego zużywana przez odbiorców chronionych na poziomie ok. 6,2 mld m³/rok.

Zwiększenie efektywności ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Aktualnie obowiązujące rozwiązania wynikające z rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego nie pozwalają na wykorzystanie ograniczeń w poborze gazu ziemnego jako skutecznego narzędzia w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach tego paliwa. W razie potrzeby, możliwe jest jedynie znikome ograniczenie poboru gazu ziemnego przez małą liczbę największych odbiorców, co w konsekwencji nie pozwala na zapewnienie bezpiecznych dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych, tj. m.in. w gospodarstwach domowych. Z tego względu podjęto prace nad zmianą regulacji, które mają zapewnić zwiększenie efektywności tego mechanizmu. Zakończenie prac nad nowym rozporządzeniem nastąpi w 2019 r.

Uszczelnienie systemu zasobów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zasobach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym podlegała w zakresie zasobów obowiązkowych gazu ziemnego kilkukrotnym zmianom. Wprowadzone zmiany wynikały z konieczności dostosowania mechanizmu zasobów obowiązkowych do rozwijającego się rynku oraz usunięcia możliwości obchodzenia ustawy, które w latach 2013-2016 spowodowało postępujący spadek poziomu utrzymywanych zasobów obowiązkowych gazu ziemnego, co przyczyniało się do znacznego obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców.

Wprowadzone zmiany obejmowały:

- umożliwienie utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych na obszarze UE przy zapewnieniu możliwości dostarczenia tych zasobów na obszar Polski (nowelizacje w 2011 r. i 2017 r.),
- usunięcie elementów umożliwiających uchylanie się od obowiązku utrzymywania zasobów obowiązkowych przez podmioty zobowiązane, tj. zlikwidowanie zwolnień z obowiązku utrzymywania zasobów obowiązkowych oraz objęcie obowiązkiem

- wszystkich podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego, niezależnie od jego przeznaczenia (ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw),
- wprowadzenie możliwości zlecenia utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez inny podmiot – tzw. umowa biletowa (nowelizacja ustawy o zapasach z 2017 r.).

Dzięki uszczelnieniu systemu zapasów obowiązkowych liczba podmiotów utrzymujących zapasy obowiązkowe gazu ziemnego systematycznie wzrasta (z 1 w sezonie 2016/2017 do 20 podmiotów w sezonie 2018/2019), a wolumen utrzymywanych zapasów obowiązkowych rośnie wraz z rozwojem rynku gazu ziemnego.

Warto zauważyć, że przy Ministrze Energii działa powołany w 2017 r. międzyresortowy **Zespół do spraw zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego Państwa**, pełniący funkcję doradcą wobec Ministra Energii we wszystkich sprawach wpływających na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Do jego zadań należy w szczególności inicjowanie i koordynowanie działań interwencyjnych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Działanie Zespołu przy Ministrze Energii jest kontynuacją działań powołanego w 2015 r. Zespołu do spraw zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej i zaopatrzenia rynku w paliwa płynne działającego przy Ministrze Gospodarki.

Dla dalszego właściwego funkcjonowania i rozwoju rynku gazu ziemnego niezwykle istotne będzie zakończenie liberalizacji rynku, ale także umocnienie Polski na europejskim rynku gazu ziemnego. Ważne jest także zapewnienie odpowiedniej infrastruktury, tak aby rynek mógł odpowiadać na potrzeby nowych segmentów wykorzystania tego paliwa oraz zapewnienie warunków łączenia sektora gazowego i elektroenergetycznego.

2.2.4. Wzrost bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Kluczowe dla wzrostu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest zapewnienie odpowiednich ilości mocy wytwórczych oraz odpowiedniego stanu infrastruktury i organizacji systemu przesyłowego i dystrybucyjnego energii elektrycznej. W analizowanym zakresie zrealizowanych został szereg działań zarówno o charakterze inwestycyjnym, organizacyjnym, jak i systemowym, które pozwoliły na stałe pokrycie potrzeb elektroenergetycznych polskiej gospodarki.

Moce wytwórcze

W całym analizowanym okresie zapewniona była nadwyżka dostępnej operacyjnie w szczycie mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych na poziomie minimum 15% maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresie 2009-2018 rosło, ale równocześnie realizowane były inwestycje w nowe moce wytwórcze – zarówno konwencjonalne, jak i odnawialne, które pozwalały na pokrycie tego wzrostu oraz zrekompensowanie ubytków wynikających z zakończenia pracy wyeksploatowanych jednostek wytwórczych (tzw. trwałych odstawień).

W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej w okresie od 2009 r. lub będących na bardzo wysokim poziomie zaawansowania. Suma przyłączonych mocy do końca 2019 r. wyniesie blisko 6,6 GW, a do końca 2020 r. ponad 8 GW. Mają one istotne znaczenie dla zagwarantowania dostaw energii do odbiorców.

Tabela 1. Nowe konwencjonalne jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej w latach 2009-2019 oraz jednostki planowane do przekazania do eksploatacji do końca 2020 r. [el. – elektrownia, ec. – elektrociepłownia, bl. – blok]

obiekt	rok przekazania do eksploatacji	moc brutto [MW]	obiekt	planowany rok przekazania do eksploatacji	moc brutto [MW]
el. Łagisza bl. 10	2009	460	el. Jaworzno bl. 7	2020	910
el. Bełchatów bl. 14	2011	858	ec. Stalowa Wola bl. 12	2020	467
el. Połaniec bl. 9	2012	225	el. Turów bl. 11	2020	496
ec. Włocławek	2017	485	ec. Żerań	2020	499
ec. Gorzów	2017	138			
el. Kozienice bl. 11	2017	1 075			
ec. Płock	2017	608			

el. Opole bl. 5	2019	905
el. Opole bl. 6	2019	905

Poniżej przedstawiono zestawienie dotyczące bilansów mocy z dni, w których wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w KSE w latach 2009-2018 – poprzez odniesienie łącznej mocy osiągalnej⁷ jednostek konwencjonalnych do maksymalnej wartości zapotrzebowania na moc. Choć to bardzo szczegółowe dane jednoznacznie pokazują, iż rozbudowa systemu nadażala za wzrostem zapotrzebowania na energię.

Tabela 2. Bilanse pokrycia zapotrzebowania na moc w dniach maksymalnego zapotrzebowania na energię w latach 2009-2018 (JWCD – jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, nJWCD – jednostki wytwórcze niecentralnie dysponowane)

data	moc osiągalna JWCD ciepłych [MW]	moc osiągalna nJWCD ciepłych [MW]	łączna moc osiągalna jednostek konwencjonalnych [MW]	maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc [MW]	% nadwyżki mocy osiągalnej jednostek konwencjonalnych do zapotrzebowania [%]
21.12.2009	23 919	8 418	32 337	24 594	24%
26.01.2010	23 919	8 418	32 337	25 449	21%
22.12.2011	24 361	8 408	32 769	24 780	24%
07.02.2012	24 361	8 423	32 784	25 845	21%
10.12.2013	23 796	8 576	32 372	24 761	24%
29.01.2014	23 415	8 510	31 925	25 535	20%
07.01.2015	23 343	8 942	32 285	25 101	22%
15.12.2016	23 793	9 091	32 884	25 546	22%
09.01.2017	23 793	9 091	32 884	26 231	20%
28.02.2018	25 050	8 996	34 046	26 448	22%

Źródło: raporty roczne PSE S.A.

Zagadnienie rozbudowy mocy wytwórczych jest silnie powiązane ze zmianami na rynku energii (o czym mowa w rozdziale 2.5.1). Moce konwencjonalne pracują bowiem z mniejszym obciążeniem w roku, przez co jednostkowe koszty ich pracy rosną. W 2018 r. wdrożono w Polsce rynek mocy, tj. **mechanizm mocowy**, którego celem jest zapewnienie średnio i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Mechanizm ten stwarza efekt zachęty do budowy nowych bloków energetycznych (w tym również interwencyjnych źródeł wytwórczych) oraz określonej modernizacji istniejących elektrowni. W ramach tego mechanizmu, moce wymagane do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców, powiększonego o wymaganą nadwyżkę mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE), kontraktowane są w trybie konkurencyjnym na aukcjach mocy z kilkuletnim wyprzedzeniem, co zapewnia jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, w tym źródeł interwencyjnych.

Mikroinstalacje

Wraz z rozwojem sieci dystrybucyjnej oraz uchwaleniem w 2015 r. ustawy o odnawialnych źródłach energii, a także przyjęciem zmian do ustawy – Prawo energetyczne w zakresie uproszczonego trybu przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, stworzono warunki dla przyłączenia większej liczby odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza mikroinstalacji co do zasady mających na celu wytwarzanie energii na potrzeby własne. Te warunki pozwalają na lepsze wykorzystanie potencjału rozwoju OZE, ale jednocześnie stanowią duże wyzwanie inwestycyjne i organizacyjne dla operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy muszą dostosować infrastrukturę do funkcjonowania tych instalacji w systemie.

Na koniec 2017 r. do sześciu głównych OSD przyłączonych było ok. 28,8 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy ok. 183 MW. Na koniec 2018 r. wielkości te uległy zwiększeniu 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.

⁷ Moc osiągalna jednostki wytwórczej - maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami

W 2018 r. w mikroinstalacjach wytworzono i wprowadzono do sieci dystrybucyjnej 37,3 GWh energii elektrycznej z OZE, z czego sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu 25,3 GWh - łącznie dla sześciu największych OSD (różnica stanowi energię wytworzoną i wprowadzoną do sieci przez prosumentów, której ekwiwalent może zostać odebrany w innym terminie).⁸

Rola operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

Bardzo ważne dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest działanie operatora systemu przesyłowego (do pełnienia tej roli wyznaczona została spółka PSE S.A.), który w ramach swoich kompetencji i obowiązków na bieżąco monitoruje i podejmuje działania związane z zapewnieniem wystarczalności wytwarzania energii, czyli bilansu mocy, biorąc pod uwagę terminy trwałego odstawiania istniejących jednostek wytwórczych, oddawania do eksploatacji obecnie budowanych jednostek wytwórczych, harmonogramy postojów remontowych jednostek wytwórczych, rozwój odnawialnych źródeł energii oraz techniczne możliwości wykorzystywania mocy połączeń transgranicznych.

Obok koordynacji przesunięcia pól remontowych w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) w ramach planowania koordynacyjnego rocznego i aktywnego monitoringu wykorzystania godzin pracy jednostek wytwórczych objętych derogacją wynikającą z dyrektywy IED, do narzędzi utrzymywanych i wykorzystywanych przez OSP należy także możliwość zastosowania doraźnych środków zaradczych poprawiających bilans mocy w KSE, w tym usługa redukcji zapotrzebowania na moc (programy DSR, ang. *demand side response*), wykorzystanie dodatkowej mocy dyspozycyjnej wynikającej z obecnie zawartych umów na świadczenie usług generacji wymuszonej sieciowo (GWS), wykorzystanie usługi importu awaryjnego operatorskiego, wynikającego z dwustronnych umów o pomocy awaryjnej, zawieranych z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych, czy utrzymanie wykorzystania usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (IRZ). Również OSP jest odpowiedzialny m.in. za przeprowadzenie procesów certyfikacji i organizację aukcji rynku mocy.

Gwarancja pewnych i stabilnych dostaw energii do odbiorcy końcowego to zadanie ustawowe operatorów systemów dystrybucyjnych. Szerzej ten kontekst został opisany w części *pewność i jakość dystrybucji energii*.

Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna, połączenia transgraniczne

W analizowanym okresie nastąpił znaczący **rozwój sieci elektroenergetycznych**. Osiągnięto cele rozwoju mierzone długością linii napowietrznych i kablowych na wszystkich rodzajach napięć. W 2009 r. długość linii elektroenergetycznych napowietrznych na wszystkich napięciach łącznie wynosiła 570 678 km, a w 2017 r. – 589 060 km. Z kolei długość linii kablowych wzrosła odpowiednio z 205 437 km w 2009 r., do 247 113 km w 2017 r. Pokazuje to znaczące inwestycje zwłaszcza w technologii kablowe, które przyczyniają się do niezawodności dostaw energii od warunków atmosferycznych.

W analizowanym okresie nastąpił także znaczący **rozwój połączeń transgranicznych** skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, co ma znaczenie zarówno dla pewności dostaw energii elektrycznej, jak i kształtowania cen.

W grudniu 2010 r. udostępniono wszystkim uczestnikom rynku zdolności przesyłowe połączenia stałoprądowego SwePol Link łączącego systemy przesyłowe Polski i Szwecji na zasadach rynkowych poprzez wdrożenie mechanizmu *market coupling*. Wcześniej jego zdolności przesyłowe nie były udostępniane uczestnikom rynku. W 2012 r. dokonano przekształcenia własnościowego tego połączenia w transgraniczne o charakterze operatorskim, dzięki czemu SwePol Link funkcjonuje na zasadach rynkowych z pełnym wykorzystaniem jego zdolności przesyłowych.

W grudniu 2015 r. zostało uruchomione nowe połączenie transgraniczne łączące systemy Polski i Litwy, tzw. LitPol Link, dzięki czemu transgraniczne zdolności przesyłowe KSE wzrosły o 500 MW. Dla zapewnienia maksymalizacji wykorzystania zdolności przesyłowych tego połączenia oraz dla zwiększenia niezawodności dostaw energii elektrycznej dla mieszkańców północno-wschodniej oraz centralnej Polski, zrealizowany został program budowy i modernizacji infrastruktury sieciowej w tym regionie. To połączenie wraz z budową nowego podmorskiego połączenia stałoprądowego Polska–Litwa, tzw. „Harmony Link” o mocy 700 MW pozwoli na synchronizację krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej, która przewidywana jest na koniec 2025 r.

⁸ Dane URE.

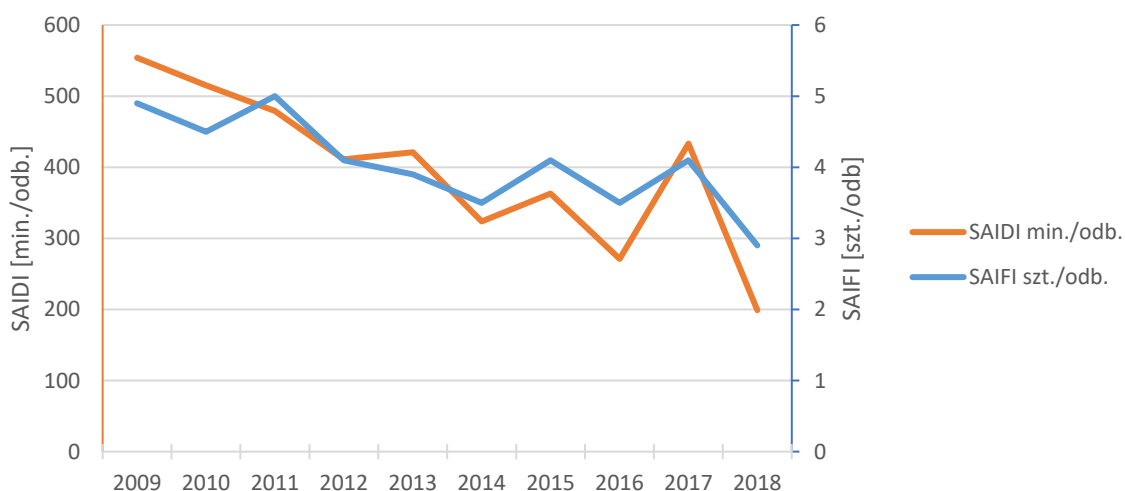
W 2016 r., po zakończeniu instalacji, uruchomiono przesuwniki fazowe na linii Mikułowa–Hagenwerder, które pozwalają na regulację niegrafikowych przepływów mocy na połączeniu transgranicznym Polska–Niemcy. Po ich uruchomieniu znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na przekroju synchronicznym (połączenia: Polska–Niemcy/Czechy/Słowacja). W 2018 r. zakończono modernizację stacji elektroenergetycznej Krajnik oraz przystosowano połączenie Krajnik–Vierraden, do pracy na napięciu 380/400 kV, a po stronie niemieckiej w stacji Vierraden zainstalowano dwa z czterech planowanych przesuwników fazowych. Realizacja tych działań istotnie poprawiła możliwości transgranicznej wymiany energii na przekroju synchronicznym. Obecnie jest prowadzona rozbudowa sieci przesyłowej w obszarze zachodnim KSE, co spowoduje dalsze zwiększenie możliwości transgranicznej wymiany energii.

Pewność dostaw i jakość dystrybucji energii

Dla dotrzymania ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSP kontraktuje **usługi systemowe i usługi interwencyjne**. Pewność zasilania odbiorców zasilanych z sieci przesyłowej w omawianym okresie utrzymywała się na bardzo wysokim poziomie. Wskaźniki energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS, ang. *energy not-supplied*) oraz wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (AIT, ang. *average interruption time*) dla większości lat okresu 2009-2018 przyjmowały zerową wartość, zaś w latach gdy takie przerwy wystąpiły ich długość była niewielka. Potwierdza to fakt, że w analizowanym okresie nie odnotowano poważnych awarii w sieci przesyłowej, która skutkowałaby długimi przerwami dostaw energii do odbiorców.

Z lokalnego punktu widzenia kluczowe są parametry niezawodności dostaw energii elektrycznej, za które odpowiedzialni są operatorzy systemów dystrybucyjnych. Działania inwestycyjne i starania operatorów systemów dystrybucyjnych w analizowanym okresie doprowadziły do poprawy wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej. Ze względu na zmiany konsolidacyjne w energetyce, dane z 2005 r. nie są porównywalne dla SAIDI (wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy) dla obecnych pięciu największych OSD, jednak Odnosząc się do 2009 r., w którym została uchwalona PEP2030, osiągnięto zamierzony w niej cel poprawy wskaźnika SAIDI (wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy) dla obecnych pięciu największych OSD o 50%. Przebieg zmian obrazuje poniższy wykres.

W 2018 r. po raz pierwszy wskaźnik SAIDI dla pięciu OSD osiągnął wartość poniżej 200 min./odb., choć przykład ekstremalnych wyników w 2017 r. wskazuje jak duży wpływ na wartości wskaźnika mają nadzwyczajne zjawiska atmosferyczne na ogromną skalę. Również w 2018 r. po raz pierwszy wskaźnik SAIFI (wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw) dla pięciu OSD osiągnął wartość poniżej 3 przerw przypadających na odbiorcę.



Rysunek 2. Wskaźniki SAIDI i SAIFI na WN, SN i nn obliczony jako suma przerw planowanych i nieplanowanych, uwzględniających przerwy katastrofalne dla obszaru pięciu OSD

Wpływ na poprawę wskaźników miało także wprowadzenie w 2016 r. **regulacji jakościowej**. Mając na względzie poprawę jakości oferowanych odbiorcom usług dystrybucji energii elektrycznej i zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji, w 2015 r. Prezes URE opracował dokument *Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla*

Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności. Określono katalog wskaźników jakościowych oraz zasady ich kalkulacji (przede wszystkim SAIDI i SAIFI), metodę wyznaczania celów w zakresie wskaźników jakościowych oraz zasady wpływu ich realizacji na przychód regulowany. Na bazie doświadczeń z dwuletniego stosowania modelu, Prezes URE dokonał jego aktualizacji na lata 2018-2025 poprzez: wprowadzenie wskaźników obszarowych (duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta, wsie), wyznaczenie nowych punktów startowych określanych jako średnia rocznego wykonania wskaźnika w latach 2016-2017 (po wyłączeniu zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym), wyznaczenie nowych długoterminowych celów do 2025 r., odniesienie kary do zwrotu z kapitału stanowiącego część przychodu regulowanego (a nie jak dotychczas do przychodu regulowanego), przyznanie premii za wykonanie celów końcowych regulacji jakościowej.

Jak wynika z danych dotyczących przerw w dostawach, a także analiz zjawisk meteorologicznych oraz innych, głównymi przyczynami przerw są nadzwyczajne zjawiska atmosferyczne (w szczególności na obszarach wiejskich i wiejsko-miejskich, z wysokim udziałem sieci napowietrznych) oraz działania podmiotów trzecich (prace planowe lub przypadki uszkodzeń sieci podczas prac remontowo-budowlanych w miastach, gdzie odnotowuje się wysoki wskaźnik sieci kablowych). Warto zauważyć, że w następstwie coraz częstszych anomalii pogodowych, w 2018 r. pięciu największych OSP i OSP zawarli **porozumienie o współpracy przy usuwaniu awarii sieci elektroenergetycznych**. Pozwoli to na przyspieszenie przywracania dostaw energii elektrycznej klientom dotkniętym awariami, w szczególności wywołanymi ekstremalnymi zjawiskami atmosferycznymi

Plany rozwoju OSP i OSD

Dla zapewnienia właściwej koordynacji rozwoju sektora wytwórczego i przesyłowo-dystrybucyjnego, wprowadzono do ustawy – Prawo energetyczne przepis wskazujący na obowiązek zamieszczania w planach rozwoju opracowywanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wielkości zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, wielkość zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopień ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej (art. 16). Plany te są sporządzane na okresy nie krótsze niż trzy lata. Plany te muszą uwzględniać wymiar lokalny, a przy ich sporządzaniu przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane współpracować z gminami, a w przypadku przesyłu także z samorządem województwa. Utrudnieniem w tym zakresie jest brak planów zagospodarowania przestrzennego, czy dokumentów planowania energetycznego na poziomie lokalnym. Szerszy kontekst znajduje się także w rozdziale 2.2.5. i 4.8.

Taryfy przesyłowe i dystrybucyjne

W zakresie taryfowym planowanym działaniem było ustalenie metodologii wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału, jako elementu kosztu uzasadnionego w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych dla inwestycji w infrastrukturę sieciową. Prowadzone przed przyjęciem PEP2030 w sektorze energetycznym procesy restrukturyzacyjne spowodowały, że ustalenie dla wszystkich przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej jednolitego sposobu wyznaczania wysokości zaangażowanego w działalność dystrybucyjną kapitału okazało się trudne. Do 2009 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych określali zwrot z kapitału na potrzeby kalkulacji taryfy faktycznie od nieporównywalnych wzajemnie do siebie wartości majątku, wyznaczanych w zależności od aktualnie stosowanych w danej spółce metod ewidencji księgowej. W 2008 r. OSD opracowali propozycję zasad wynagradzania majątku dystrybucyjnego tj. *Metodę ustalania WRA⁹ i zwrotu z kapitału*, w której opisane zasady zostały zaakceptowane przez Prezesa URE i przyjęte do stosowania w kalkulacji taryf od 2010 r. Podobnie jak w przypadku OSD, zasady wynagradzania majątku przesyłowego zostały opracowane przez OSP, zaakceptowane przez Prezesa URE i zastosowane od 2010 r. w kalkulacji taryfy przesyłowej.

Bariery inwestycyjne

Kwestią, która nie została w pełni zrealizowana jest kompleksowe uregulowanie posadowienia infrastruktury elektroenergetycznej na gruntach nienależących do przedsiębiorstw sieciowych. Zasady i warunki przygotowania oraz realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz źródła ich finansowania zostały określone w uchwalonej w 2015 r. ustawie o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (obejmuje

⁹ WRA – wartość netto zaangażowanego majątku

ona kluczowe inwestycje określone w wykazie, stanowiącym załącznik do ustawy), ale niedostatecznie uregulowany zostaje zakres inwestycji strategicznych w sieci dystrybucyjne.

W zakresie usprawnienia i optymalizacji posadowienia infrastruktury na cudzych nieruchomościach, niezwykle istotne było uchwalenie w lipcu 2018 r. ustawy o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych oraz ustawy o podatku leśnym. Przedmiotowa nowelizacja doprecyzowała brak możliwości zmiany opodatkowania gruntów rolnych i leśnych przez sam fakt przebiegu przez te grunty infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej. Ma to donieść znaczenie dla stabilności i jednoznaczności prawa w Polsce, zniwelowania negatywnych skutków finansowych dla przedsiębiorstw energetycznych, ale przede wszystkim chroni wszystkich odbiorców przed zwiększeniem obciążeń finansowych.

Inne działania

W ostatnich latach na znaczeniu zyskało wdrażanie innowacyjnych rozwiązań tj. inteligentne sieci, czy magazynowanie energii. Dotychczasowe dokonania w tych obszarach nie mają jeszcze znaczenia systemowego, ale są niezwykle ważnym kierunkiem, który wymaga kontynuacji – także w zakresie zmiany regulacji prawnych, określających warunki ich rozwoju i funkcjonowania w systemie energetycznym i całej gospodarce.

Na uwagę zasługuje także rozwój elektromobilności, który w kolejnych latach wpłynie zarówno na jakość powietrza w Polsce, ale także przyczyni się do zmian funkcjonowania rynku energii elektrycznej. W 2017 r. przyjęto *Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce „Energia do przyszłości”* oraz Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, zaś w styczniu 2018 r. uchwalono ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Dzięki temu stworzone zostały ramy organizacyjne i prawne rozwoju tego nowego podsektora zarówno energii, jak i transportu.

Realizacja wszystkich trzech projektów pociąga wiele wyzwań dla sektora elektroenergetycznego, ale jednocześnie ujmuje rozwój infrastruktury sieciowej w kontekście wykraczającym poza poprawę jakości dostaw, w kierunku dostosowania jej do zmieniających się potrzeb gospodarki.

Wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE z sierpnia 2015 r.

W analizowanym okresie, tj. w sierpniu 2015 r., po raz pierwszy od początku lat 90. ubiegłego wieku wystąpiła sytuacja, w której wprowadzono ograniczenia w poborze energii elektrycznej. Ze względu na precedensowy charakter, niezbędne jest odniesienie w tym dokumencie.

Na skutek obniżenia w sierpniu 2015 r. dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości w możliwych do przewidzenia warunkach pracy sieci, OSP stwierdził wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 16d ustawy – Prawo energetyczne. Sytuacja ta była spowodowana falą upałów w całym kraju i krajach sąsiednich, skutkującą pogorszeniem warunków pracy KSE. Wystąpiły znaczne ubytki mocy wytwórczych związanych z pogorszeniem warunków chłodzenia elektrowni, awariami urządzeń wytwórczych, a także zmniejszoną przepustowością linii 110 kV sieci dystrybucyjnej. Równocześnie miał miejsce duży wzrost krajowego zapotrzebowania na moc wynikający z wykorzystywania na dużą skalę urządzeń chłodzących. Te zjawiska doprowadziły do powstania poważnych trudności w pozyskaniu wystarczających zasobów wytwórczych dla pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc. Niekorzystne zjawiska pogodowe utrzymywały się także w systemach sąsiednich, co skutkowało brakiem możliwości importu energii do KSE z tych systemów. Mimo wykorzystania przez OSP wszystkich dostępnych na etapie planowania operacyjnych środków zaradczych, przewidywany w dniu 10 sierpnia 2015 r. deficyt mocy wytwórczych dostępnych dla zbilansowania zapotrzebowania w KSE osiągnął wartość wskazującą jednoznacznie na wystąpienie stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Z dniem 10 sierpnia 2015 r. OSP wprowadził ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze całego kraju. Rada Ministrów w dniu 11 sierpnia 2015 r. przyjęła rozporządzenie w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z którym ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zostały wprowadzone w okresie 11-31 sierpnia 2015 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW.

Skoordynowane działania pozwoliły na uchronienie krajowej gospodarki przed skutkami tzw. *blackoutu*, takich jak paralize drogowe, brak zasilania dla szpitali, czy innych sytuacji skutkujących zagrożeniem życia lub zdrowia ludzkiego. Wydarzenia z tego okresu przyczyniły się do poważniejszej debaty dotyczącej konieczności wdrożenia rynku mocy, ale także wzmocniły świadomość społeczeństwa dotyczącą skutków braku dostaw energii oraz złożoności procesu od jej wytworzenia do „gniazdka”.

Rynek energii elektrycznej staje przed wieloma wyzwaniami związanymi z budową jednolitego rynku energii UE. Ma to na celu przede wszystkim ujednoczenie zasad we wszystkich państwach członkowskich, ale także zapewnienie możliwości większego poziomu handlu energią na rynku europejskim. Konieczne jest poszukiwanie nowych mechanizmów elastyczności generacji energii, ale i jej popytu. Istotne jest także wzmacnianie pozycji konsumenta, a jednocześnie ochrona poszczególnych grup szczególnie narażonych na ponoszenie kosztów transformacji energetycznej.

2.2.5. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ciepła

W odniesieniu do tego obszaru celem głównym PEP2030 było zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii, w tym rozwój wytwarzania energii w kogeneracji. Należy zaznaczyć, że w ostatnim czasie w silniejszym stopniu zauważona została także problematyka indywidualnego pokrycia zapotrzebowania na energię – zarówno z uwagi na efektywność energetyczną, jak i kwestie jakości powietrza oraz ubóstwa energetycznego.

Rozwój systemów ciepłowniczych, zmiany organizacyjne i technologiczne

W 2017 r. funkcjonowało w Polsce 412 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, 81% z nich było zintegrowanych pionowo, tj. w ramach jednego przedsiębiorstwa ciepłowniczego prowadzona była działalność zarówno w zakresie wytwarzania, jak i przesyłu i dystrybucji. W 2009 r. funkcjonowało 499 przedsiębiorstw koncesjonowanych, jednakże nie jest to punkt odniesienia ze względu na zmiany strukturalne (m.in. fuzje, przejęcia). Sumaryczna moc cieplna zainstalowana źródeł koncesjonowanych wynosi 54,9 GW, natomiast wolumen ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej wyniósł w 2017 r. 276,9 PJ – w analizowanym okresie wolumen ten utrzymywał się na stabilnym poziomie. Łączna długości sieci ciepłowniczej wynosiła w 2017 r. 21 085 km w porównaniu do 19 286,5 km w 2009 r., co oznacza, że systemy ciepłownicze rozbudowują się, przyłączając nowych odbiorców. Głównym odbiorcą ciepła pozostawał sektor bytowo-komunalny, chociaż jego zużycie ulegało zmniejszeniu w związku z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła.¹⁰

Głównym paliwem w ciepłownictwie systemowym pozostawał węgiel kamienny, należy jednak zauważyć spadek jego wykorzystania w bilansie z 79% w 2002 r. do 72,2% w 2017 r. Ograniczone zostało także wykorzystanie oleju opałowego. Obszar ten w bilansie zastąpił przede wszystkim wzrost wykorzystania gazu ziemnego o ponad 4 pp. oraz udziału OZE o ponad 5 pp. Zmiany te pozwalają na zmniejszenie emisyjności sektora ciepłowniczego.

W 2017 r. wprowadzony został obowiązek zakupu ciepła z OZE, nałożony na operatorów sieci ciepłowniczych, co wpływa na zwiększanie wykorzystania OZE w tym podsektorze. Niezbędne jest jednak podjęcie dalszych zintegrowanych działań umożliwiających wykorzystanie potencjału systemów ciepłowniczych oraz zachęcających do szerszego wykorzystania ciepła i chłodu systemowego z OZE.

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji

Dla uzyskania wysokiego poziomu efektywności energetycznej preferuje się wytwarzanie ciepła w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej. W 2017 r. ponad 61% ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej pochodziło z kogeneracji, odsetek ten utrzymywał się na stałym poziomie. Wprowadzony został nowy sposób kształtowania taryfy w odniesieniu do wytwarzania ciepła w skojarzeniu, poprzez tzw. metodę benchmarkową, natomiast nie dokonano zmian zasad regulacji cen w odniesieniu do wytwarzania ciepła w ciepłowniach oraz w odniesieniu do przesyłania i dystrybucji ciepła.

System wsparcia kogeneracji utrzymano do końca 2012 r., po czym w terminie od 1 stycznia 2013 do 30 kwietnia 2014 r. nastąpiła przerwa w mechanizmie wsparcia, która spowodowała wyłączenie znacznej części jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi i przejście na pracę kotłami szczytowymi. Po przedłużeniu systemu wsparcia świadectw pochodzenia energii z kogeneracji, obowiązywał on do 31 grudnia 2018 r., po czym został zastąpiony nowym mechanizmem wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, nad którym prace trwały od kwietnia 2017 r. Ustawa implementująca ten mechanizm weszła w życie 25 stycznia 2019 r., a w dniu 15 kwietnia 2019 r. Komisja Europejska ogłosiła pozytywną decyzję notyfikacyjną w jego sprawie.

¹⁰ *Energetyka cieplna w liczbach – edycja 2009 i 2017*, Urząd Regulacji Energetyki

Zwiększanie wykorzystania ciepłownictwa systemowego

Działania legislacyjne, mające na celu likwidację barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie inwestycji liniowych nie zostały zrealizowane. Ponadto w odniesieniu do elektrowni i elektrociepłowni nie została wykonana analiza celowości nadania inwestycjom statusu celu publicznego. Niemniej jednak, możliwości zmian regulacyjnych w ww. zakresie są obecnie analizowane. W 2018 r. rozpoczęto prace nad nowym modelem rynku ciepła, w tym w zakresie modelu taryfowania, umożliwiającym realizację niezbędnych inwestycji w obszarze ciepłownictwa. Rozwiązania powinny przyczynić się do zwiększenia wykorzystania ciepła sieciowego przez odbiorców, zarówno dzięki zwiększeniu atrakcyjności cenowej ciepłownictwa systemowego, jak i jego dostępności technicznej. Ponadto w 2019 r. opracowano propozycję rozszerzenia obowiązku przyłączania obiektów budowlanych do sieci ciepłowniczych, którego implementacja jest w trakcie procedury legislacyjnej.

Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym

Rynek ciepła ma charakter lokalny, dlatego dla racjonalnego i ekologicznego pokrywania potrzeb cieplnych znaczenie ma lokalne podejście do tego zagadnienia. Sposób pokrywania zapotrzebowania na ciepło ma znaczenie dla jakości powietrza, stąd lokalne dokumenty planistyczne powinny determinować zwiększanie wykorzystania ciepła sieciowego oraz niskoemisyjnych źródeł indywidualnych, tam gdzie nie ma dostępu do sieci ciepłowniczej. Z tego względu, to właśnie dla tej części potrzeb energetycznych najistotniejsze jest planowanie energetyczne na poziomie gminnym.

Ustawa – *Prawo energetyczne* zobowiązuje wszystkie gminy do opracowania dokumentu planowania energetycznego, ale odsetek gmin posiadających taki dokument w ostatnich latach wynosił ok. 20%. W analizowanym okresie nie dokonano znaczących zmian w regulacjach, które wskazywałyby sposób sporządzania przez gminy założeń i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, nie rozszerzono również zakresu planów zaopatrzenia energetycznego o działania racjonalizujące i promujące lokalne zmniejszenie zużycia energii. Problem jest bardzo złożony, dlatego ewentualne zmiany w tym zakresie będą wymagały zaangażowania wielu grup – od szczebla rządowego, przez samorząd, po zaangażowanie środowisk branżowych. Zagadnienie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego zostało opisane także w rozdziale 2.2.4. i 4.8.

Dla poprawy jakości powietrza, zwiększania komfortu cieplnego oraz poprawy efektywności energetycznej gospodarki bardzo ważne będzie rozwijanie ciepłownictwa systemowego. Będzie to istotne wyzwanie ze względu na szereg wymogów np. zwiększanie udziału OZE w ciepłownictwie, przekształcanie istniejących systemów w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze. Na obszarach które nie mają uzasadnienia dla rozwoju ciepła systemowego, istotne jest to, aby potrzeby cieplne były pokrywane przez źródła o jak najniższym poziomie emisyjności.

2.3. Ocena realizacji priorytetu 3. Dywersyfikacja struktury wytwarzania poprzez wprowadzenie energii jądrowej

Jako cel główny polityki energetycznej w tym obszarze wskazano przygotowanie infrastruktury dla energetyki jądrowej (EJ) i zapewnienie inwestorom warunków do wybudowania i uruchomienia elektrowni jądrowych opartych na bezpiecznych technologiach, z poparciem społecznym i z zapewnieniem wysokiej kultury bezpieczeństwa jądrowego na wszystkich etapach: lokalizacji, projektowania, budowy, uruchomienia, eksploatacji i likwidacji elektrowni jądrowych.

Część zadań przewidzianych w programie działań wykonawczych PEP2030 w odniesieniu do wprowadzenia energii jądrowej zrealizowano, jednakże jej wdrożenie do bilansu energetycznego z pewnością nie nastąpi w terminie zgodnym z „*Prognozą zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*” z 2009 r., stanowiącą załącznik 2. do PEP2030. Ocenia się, że w największym stopniu osiągnięty został cel szczegółowy dotyczący dostosowania systemu prawnego dla sprawnego przeprowadzenia procesu rozwoju energetyki jądrowej. Pozostałe cele osiągnięto częściowo, m.in. ze względu na to, że budowa infrastruktury dla energetyki jądrowej jest procesem złożonym, wieloetapowym i długotrwałym. Niemniej jednak w odniesieniu do wszystkich celów szczegółowych odnotowano istotne postępy w analizowanym zakresie.

PPEJ, ramy prawne oraz akceptacja społeczna

Przedłożono Radzie Ministrów projekt **Programu polskiej energetyki jądrowej**¹¹(PPEJ) i przeprowadzono jego konsultacje społeczne. To przyczyniło się do nawiązania współpracy między podmiotami odpowiedzialnymi za wdrożenie energetyki jądrowej i określiło ich kompetencje. Zwiększył się również poziom akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej poprzez zaangażowanie społeczeństwa w proces konsultacji społecznych projektu PPEJ oraz *Prognozy oddziaływania na środowisko PPEJ*. W opracowaniu jest aktualizacja PPEJ, który będzie zgodny z PEP2040.

Bardzo istotne było również przygotowanie i przeprowadzenie **kampanii informacyjnej i edukacyjnej**, dotyczącej *Programu polskiej energetyki jądrowej*, co wpłynęło na wzrost wiedzy społeczeństwa, a w konsekwencji na akceptację społeczną tego projektu. Działania te muszą być kontynuowane, aby społeczeństwo miało świadomość, że energetyka jądrowa jest technologią niskoemisyjną, bezpieczną i zapewniającą tanią energię.

Określono niezbędne zmiany ram prawnych dla wdrożenia Programu polskiej energetyki jądrowej oraz przygotowano i skoordynowano wdrażanie tych zmian – realizacja tego działania umożliwiła rozpoczęcie procesu inwestycyjnego dla pierwszej elektrowni jądrowej, choć trzeba mieć na uwadze, że może wystąpić konieczność dalszych zmian dostosowujących polskie przepisy do wymagań realizacji inwestycji oraz do ewentualnych nowych wymagań UE.

Warunki infrastrukturalne, badania środowiskowe, wybór lokalizacji

Nie dokonano wyboru lokalizacji dla pierwszej EJ – zgodnie z harmonogramem obowiązującym w chwili przyjmowania PEP2030 (*Ramowy harmonogram działań dla energetyki jądrowej*) ostateczny wybór lokalizacji miał nastąpić do czerwca 2012 r. Spółka PGE EJ1 prowadzi prace nad wyborem lokalizacji od 2010 r., co oznacza ponad 7-letnie opóźnienie w realizacji prac. Dopiero w 2018 r. zakończyły się badania środowiskowe, natomiast badania lokalizacyjne mają zakończyć się w grudniu 2019 r. Spółka nie zrealizowała przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko oraz nie dokonała wyboru dostawcy technologii. Zidentyfikowane przyczyny tych problemów wskazują na konieczność intensyfikacji działań, a także zmian w formule realizacji projektu jądrowego.

Bardzo istotne jest to, że operator systemu przesyłowego (PSE S.A.) przygotował, we współpracy z PGE EJ1, wstępny program rozwoju sieci przesyłowej, który uwzględni możliwość przyłączenia pierwszej elektrowni jądrowej w rozważanych lokalizacjach na północy kraju (miejscowości: Gniewino, Krokowa, Choczewo). Opracowany program zostanie doprecyzowany po określeniu ostatecznej lokalizacji i mocy elektrowni jądrowej.

Kadry, podstawy instytucjonalne, dozór jądrowy

Instytucja odpowiedzialna za koordynację działań w zakresie rozwoju energetyki jądrowej (tj. dawne Ministerstwo Gospodarki) została wzmocniona kadrowo, co stworzyło podstawy instytucjonalne do przygotowania i wdrożenia Programu polskiej energetyki jądrowej. Przeprowadzono reorganizację Państwowej Agencji Atomistyki (PAA) i wzmocniono ją kadrowo w celu przygotowania jej do pełnienia roli dozoru jądrowego dla potrzeb energetyki jądrowej, jednakże działania w tym zakresie muszą być kontynuowane, aby PAA była dostatecznie przygotowana do realizacji wszystkich faz procesu inwestycyjnego EJ. Na dalszym etapie zaawansowania realizacji PPEJ niezbędne będzie wzmocnienie kadr na poziomie wyznaczonym przez standardy międzynarodowe, ale przede wszystkim konieczne będzie utrzymanie kompetentnych i doświadczonych specjalistów w administracji państwowej, aby utrzymać efekt dotychczasowych działań.

Ministerstwo Energii przygotowuje aktualizację *Ramowego planu rozwoju kadr dla energetyki jądrowej*, którego realizacja służyć będzie sprawnej i skoordynowanej realizacji tych wyzwań.

Zasoby własne uranu

W ramach prac prowadzonych w zakresie rozpoznawania zasobów uranu na terytorium Polski stwierdzono występowanie mineralizacji uranowej zarówno na obszarach, gdzie prowadzono wydobywanie w latach 1947-1963, jak również w innych lokalizacjach. Wstępne badania wskazują na potencjalną możliwość odkrycia zasobów U₃O₈ w ilościach bilansowych. Prowadzone były również badania nad pozyskaniem uranu z tzw. złóż niekonwencjonalnych, które wskazują na potencjalne możliwości uruchomienia takiej działalności w kraju. Ustalenia te stanowią punkt wyjścia dla ewentualnych dalszych

¹¹ Uchwała nr 15/2014 Rady Ministrów z dnia 28 stycznia 2014 r. w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. z 2014 poz. 502)

szczegółowych badań pod kątem oceny możliwości wydobycia i pozyskania surowca na skalę przemysłową w dalszej długookresowej perspektywie w celu dodatkowego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o własne zasoby. Należy je jednak traktować uzupełniająco w stosunku do możliwości, jakie stwarza w tym zakresie międzynarodowy rynek uranu.

2.4. Ocena realizacji priorytetu 4. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw

Celem nadrzędnym wykorzystania OZE jest dywersyfikacja wytwarzania energii przy wykorzystaniu lokalnie dostępnych zasobów, które odnawiają się w krótkim okresie, a ich wykorzystanie cechuje się niewielką lub zerową emisją zanieczyszczeń. Jako cel w zakresie odnawialnych źródeł energii wyznaczono w PEP2030 osiągnięcie 15% ich udziału w finalnym zużyciu energii brutto¹² w 2020 r. oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w kolejnych latach. W odniesieniu do transportu wyodrębniono dodatkowy cel 10% udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w rynku paliw transportowych oraz energii elektrycznej odnawialnej stosowanej w transporcie, natomiast w ramach unijnej dyrektywy 2015/1513 wprowadzono rozwiązania promujące stosowanie biopaliw II generacji oraz wprowadzające ograniczenia dla biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i paszowych.

Wartości te zostały określone w załączniku do unijnej dyrektywy 2009/28/WE¹³ (RED), w której wskazano cele indywidualne dla państw członkowskich, stosownie do ówczesnego udziału tych źródeł w bilansie krajowym oraz potencjału rozwoju (np. warunki wodne, nasłonecznienie). Na poziomie UE udział OZE ma w 2020 r. sięgnąć 20%. Cel transportowy określono na poziomie 10% dla wszystkich państw wspólnoty. Ustanowienie celów było narzędziem realizacji postanowień międzynarodowych w odniesieniu do zmian klimatycznych.

Ścieżka dojścia do celu

Zwiększanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii, mimo wielu ich zalet, było bardzo dużym wyzwaniem. Technologie te nie były dostatecznie rozwinięte, aby wytwarzać energię po cenach konkurencyjnych dla energetyki konwencjonalnej, brakowało również doświadczenia organizacyjnego. Ponadto ze względu na kilkudziesięcioletni cykl życia instalacji energetycznych oraz długi proces inwestycyjny, zmiany w energetyce następują stosunkowo wolno. Istotnym elementem w realizacji polityki rozwoju OZE było przyjęcie przez Radę Ministrów w dniu 7 grudnia 2010 r. **Krajowego planu działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD)**, który przedstawia ścieżkę dochodzenia do 15% udziału OZE w wytwarzaniu energii finalnej w Polsce w podziale na energię elektryczną, ciepło i chłód oraz energię odnawialną w transporcie do 2020 r. W 2015 r. uchwalono także pierwszy kompleksowy akt prawny dotyczący wyłącznie odnawialnych źródeł energii, tj. ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Ustawa ta po raz pierwszy gwarantowała 15-letni okres wsparcia dla inwestycji w OZE. Nowelizacje dokumentu wprowadzały kolejno nowe rozwiązania.

W roku przyjęcia PEP2030, tj. 2009 r., udział OZE w zużyciu energii finalnej brutto wynosił 8,9%, w 2018 r. wyniósł 10,9%, a najwyższą wartość osiągnął w 2015 r. – 11,7%. Tempo przyrostu udziału wykorzystania OZE do 2015 r. wzrastało zgodnie z KPD, jednakże od II połowy 2016 r. widoczny był spadek dynamiki rozwoju OZE, co było związane ze zmianą systemu wsparcia OZE. Choć w latach 2016-2017 nastąpił nawet spadek procentowego udziału, to w wartościach bezwzględnych (w jednostkach zużytej energii) zanotowano wzrost w stosunku do lat poprzednich. Złożyło się na to kilka przyczyn. W pierwszej kolejności należy zauważyć, przyspieszony wzrost zapotrzebowania i zużycia energii ogółem, który wpłynął na ww. spowolnienie, bądź nawet spadek w odniesieniu do procentowego udziału w zużyciu energii finalnej. Zidentyfikowano trzy główne obszary odpowiedzialne za zaistniały stan rzeczy:

- walka Rządu RP z eliminacją tzw. szarej strefy w sektorze paliwowym,
- eliminacja niekorzystnych kierunków rozwoju lądowej energetyki wiatrowej wywołujących niezadowolenie lokalnych społeczności oraz

¹² Zużycie energii finalnej dzieli się na zużycie energii elektrycznej, w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa oraz w transporcie.

¹³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

- reforma mechanizmu wsparcia OZE, w tym przedłużająca się notyfikacja programu pomocy państwa w formie aukcyjnego systemu wsparcia dla OZE, uchwalonego w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o OZE.

Dwa pierwsze obszary mające wpływ na opóźnienia w realizacji celu OZE na 2020 r. wynikają z wprowadzenia przepisów, których zadaniem jest ograniczenie negatywnych zjawisk występujących w sektorze paliwowym oraz przy inwestycjach w lądowe farmy wiatrowe. Wprowadzone rozwiązania przyczyniły się z jednej strony do uszczelnienia rynku oraz wzrostu przychodów budżetowych z tytułu ograniczenia tzw. szarej strefy, a także do ograniczenia konfliktów społecznych (dotyczących lokalizacji elektrowni wiatrowych), z drugiej zaś negatywnie odbiły się na tempie realizacji celu OZE na rok 2020. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że w wyniku walki z tzw. szarą strefą w okresie od 2015 r. do 2017 r. odnotowano wzrost konsumpcji oleju napędowego o ponad 40%, co musiało się odbić niekorzystnie na stopniu realizacji celu na 2020 r. (zwiększenie podstawy-mianownika do wyliczenia celu).

Trzeci obszar dotyczący zmiany mechanizmu wsparcia OZE był niezbędny w kontekście ograniczania kosztów rozwoju OZE, a także ze względu na potrzebę zagwarantowania inwestorom stabilizacji wsparcia inwestycji OZE, co przyczynia się do większej społecznej akceptowalności tego typu źródeł.

Na uwagę zasługuje także zależność od warunków atmosferycznych, w szczególności wietrzności. Jako przykład można wskazać porównanie produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w 2017 i 2018 r. Z danych wynika, że w 2018 r. wytworzono ok. 12,8 TWh z elektrowni wiatrowych, co stanowi spadek w stosunku do 14,9 TWh w 2017 r., przy czym moc zainstalowana w tych elektrowniach nie uległa spadkowi, a źródła te mają pierwszeństwo wprowadzania energii do sieci. Jednocześnie warto podkreślić wzrost, jaki nastąpił w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce w okresie realizacji PEP2030 – w 2009 r. wytworzono w ten sposób 1,1 TWh, co stanowiło 0,7% wytworzonej energii w kraju.

Należy jednoznacznie zauważyć, że pomimo negatywnego wpływu zidentyfikowanych powyżej obszarów na realizację celu OZE, działania w nich podjęte były niezbędne dla przywrócenia właściwego funkcjonowania rynku paliwowego, dla uregulowania zasad inwestowania w lądowe farmy wiatrowe, czy dla poprawy efektywności ekonomicznej rozwoju OZE w Polsce. Dodatkowo, podjęto szereg inicjatyw mających na celu ograniczenie wpływu tych działań na tempo realizacji celów OZE na 2020 r. oraz przyczyniających się do powrotu na właściwą ścieżkę rozwoju OZE w Polsce.

System wsparcia

Kluczowe dla wsparcia rozwoju OZE było pierwszeństwo wprowadzania energii wytworzonej z OZE do sieci oraz wsparcie inwestycyjne i operacyjne dla wytwórców. Jednocześnie przedsiębiorstwa sprzedaży energii elektrycznej zostały zobowiązane do wykazywania w swoim bilansie sprzedażowym zwiększającego corocznie odsetka OZE, na poziomie wskazywanym w rozporządzeniach Ministra Gospodarki, a następnie Ministra Energii.

System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE w formie **zielonych certyfikatów** rozpoczął funkcjonowanie w Polsce 1 października 2005 r. Z dniem 30 czerwca 2016 r. system ten został zamknięty dla nowych uczestników, natomiast obowiązuje nadal w stosunku do przedsiębiorców, którzy nabyli uprawnienia przed 1 lipca 2016 r. Dotychczasowi beneficjenci systemu zielonych certyfikatów mają możliwość przejścia do systemu aukcyjnego (nowego systemu wsparcia). Podmiotami uprawnionymi do uzyskania certyfikatów (świadectw pochodzenia) są podmioty wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych. Wytwórcy OZE, którzy wytworzyli pierwszą energię elektryczną i uzyskali świadectwo pochodzenia, zgodnie z przepisami (art. 44 i nast.) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii mają prawo korzystać z systemu wsparcia bazującego na systemie świadectw pochodzenia przez okres 15 lat, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2035 r., przy czym okres ten liczy się od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia. Świadectwa są zakupywane przez podmioty zobowiązane w celu wykazania realizacji obowiązku wykazania zielonej energii w swoim portfolio.

Aktualnie, obowiązującym systemem wsparcia OZE jest **system aukcyjny**, który wprowadzony został do polskiego prawodawstwa w 2016 r. ustawą o odnawialnych źródłach energii. System bazuje na koszykach technologicznych, dzięki czemu przyczynia się do kształtowania bilansu energetycznego Polski dostosowanego do potrzeb krajowych oraz do zapewnienia bezpieczeństwa i stabilności dostaw energii, zarówno w wymiarze lokalnym, jak i krajowym.

Nowy system wsparcia jest przewidywalny oraz zakłada ograniczenie wzrostu kosztów odbiorców końcowych, z tytułu wzrostu ilości energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. System ten daje przedsiębiorcom wsparcie pozwalające na

15-letnie finansowanie ich działalności operacyjnej, aż do czasu gdy nowe powstające projekty OZE, będą mogły działać na zasadach w pełni rynkowych.

W latach 2016-2017 aukcje przeprowadzono w bardzo ograniczonym zakresie, co wynikało z jednej strony z braku zakończenia procesu notyfikacji mechanizmu wsparcia Komisji Europejskiej, z drugiej zaś miało na celu przetestowanie funkcjonowania systemu. Dopiero w 2018 r. przeprowadzono aukcje w pełnym, planowanym zakresie, obejmującym duże wolumeny energii elektrycznej, podobnie jak w 2019 r. Na podstawie rozstrzygniętych aukcji w 2016, 2017 i 2018 r., sprzedano ponad 56,47 TWh energii elektrycznej z OZE, która zapewni wytworzenie energii elektrycznej na kolejne lata.

Zmiany systemowe i regulacyjne wprowadzone w 2018 r. pozwoliły na pojawianie się nowych mechanizmów wsparcia OZE, skierowanych do wytwórców energii w małych i mikroinstalacjach OZE (np. małych biogazowni i małych hydroelektrowni). Są to: **system taryf gwarantowanych (feed-in-tariff – FIT)** oraz **system dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium – FIP)**, które cechują się bardzo niskim poziomem skomplikowania, co stanowi element zachęty. Wolumen pozyskanej w ten sposób energii nie będzie duży, ale pozwala na wykorzystanie potencjału lokalnego i wpływa na wzrost świadomego zużycia energii przez społeczeństwo.

Realizacja wielu projektów energetycznych była możliwa dzięki wsparciu inwestycyjnemu ze środków UE, NFOŚiGW oraz WFOŚiGW. Wzrost udziału OZE w finalnym zużyciu energii wynikał w szczególności z funkcjonowania odnośnych mechanizmów wsparcia (tzw. zielonych certyfikatów oraz systemu aukcyjnego) oraz realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w odniesieniu do transportu. Ocenia się, że w rozpatrywanym okresie przepisy prawne w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE właściwie regulowały zasady korzystania z mechanizmu wsparcia.

Lokalny potencjał – energetyka obywatelska

Przyrost mocy zainstalowanej OZE odbywał się nie tylko w ramach inwestycji biznesowych, ale także za sprawą popularyzacji energetyki rozproszonej zwanej także obywatelską. Kreowanie rynku prosumenckiego oraz stymulowanie rozwoju dedykowanych wspólnot energetycznych poprzez klastry energii przyczynia się do wykorzystania potencjału lokalnego, a także wpływa na bardziej świadome i racjonalne gospodarowanie energią.

Prosumenci. Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii, *prosument* to odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą.

Od 1 lipca 2016 r. w Polsce obowiązuje system **opustów** – mechanizm wsparcia przewidziany dla prosumentów. System opustów jest mechanizmem bezgotówkowym w którym sprzedawca rozlicza prosumenta w stosunku ilościowym 1 do 0,7 energii wprowadzonej do sieci, wobec energii pobranej, a w przypadku mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW prosumenci rozliczani są w stosunku ilościowym 1 do 0,8. System prosumencki wykorzystuje sieć elektroenergetyczną jako „wirtualny magazyn”, którym w sensie fizycznym nie jest, dlatego generuje koszty – stąd też zastosowanie odpowiedniego mnożnika (1:0,8; 1:0,7). Prosumenci mają także szereg ułatwień legislacyjnych m.in. przyłączanie instalacji na tzw. „zgłoszenie”, czy brak dedykowanych koncesji niezbędnych przy większych instalacjach. Wprowadzenie tego mechanizmu stało się jedną z przyczyn dynamicznego rozwoju energetyki obywatelskiej i skokowego przyrostu mocy w mikroinstalacjach, która na koniec I kwartału 2019 r. wyniosła 415 MW (65 tys. instalacji), stanowiąc przeważającą część mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych.

Klastry energii. Na przełomie 2015 i 2016 roku pojawiła się koncepcja klastrów energii. Definicja klastra energii (wprowadzona do polskiego porządku prawnego w 2016 r.) została sformułowana bardzo szeroko, tak aby nie ograniczać, a wręcz zachęcać lokalne społeczności do tworzenia indywidualnych rozwiązań dostosowanych do miejscowych potrzeb. Rozwój idei klastrów energii prowadzi do stabilnych dostaw energii i samowystarczalności energetycznej na poziomie powiatu, gminy czy pojedynczej miejscowości. Ich skuteczność zależy od racjonalnego i efektywnego wykorzystania lokalnego potencjału innowacji i przedsiębiorczości w tym obszarze, także tej o charakterze społecznym. Docelowo klastry stanowią jedną z odpowiedzi na wykorzystanie OZE bez zakłóceń pracy systemu energetycznego.

Ministerstwo Energii w latach 2017 - 2018 r. przeprowadziło dwa konkursy dla klastrów energii, w ramach których wyłoniono 66 najciekawszych inicjatyw z całego kraju, którym przyznano Certyfikat Pilotażowego klastra energii. Na bazie doświadczeń

powyższych projektów realizowane są analizy oraz badania służące wypracowaniu przyjaznych i zasadnych uwarunkowań prawnych.

Rozwój OZE w podziale na źródła

Łączna wartość energetyczna pozyskanej energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2017 r. wyniosła 383 168 TJ. Struktura pozyskania energii ze źródeł odnawialnych dla Polski wynika przede wszystkim z charakterystycznych dla naszego kraju warunków geograficznych i możliwych do zagospodarowania zasobów. Energia pozyskiwana ze źródeł odnawialnych w Polsce pochodzi w przeważającym stopniu z biopaliw stałych (67,9%), energii wiatru (14,0%) i z biopaliw ciekłych (10,0%).

W wytwarzaniu energii elektrycznej kluczową rolę spośród OZE pełnią elektrownie wiatrowe i biomasowe – znaczenie tych pierwszych istotnie wzrosło w analizowanym okresie. W ciepłownictwie wiodącą rolę pełni w całym analizowanym okresie biomasa, choć należy odnotować wzrost wykorzystania wszystkich pozostałych OZE – biogazu, odnawialnych odpadów komunalnych, instalacji słonecznych i pomp ciepła. W transporcie wykorzystywane były paliwa I generacji, a ponadto zalicza się do tej kategorii energię elektryczną wykorzystaną w transporcie (zużycie OZE w tej kategorii oblicza się odnosząc do udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej)¹⁴.

Energetyka wiatrowa. Energetyka wiatrowa rozwijała się w stosunkowo szybkim tempie. Jeszcze w 2005 r. energia wytworzona przez elektrownie wiatrowe stanowiła 0,1% energii elektrycznej wytworzonej ogółem, aby w 2017-2018 sięgnąć 8,7-7,5%. Ze względu na negatywne skutki społeczne, wynikające w szczególności z niewłaściwych praktyk niektórych inwestorów wprowadzono ograniczenie odległościowe lokowania turbin od najbliższego obiektu mieszkalnego. Wpłynęło to na spowolnienie tempa rozwoju tej branży. Wdrożone w 2018 i 2019 r. regulacje rozwijające aukcje na zakup energii z OZE zmotywowały inwestorów do ponownego zainteresowania branżą, ale na zasadach szanujących społeczności lokalne. Aukcje przeprowadzone w 2018 i 2019 r. pozwolą na zwiększenie mocy zainstalowanych w sektorze energetyki wiatrowej o ponad 3,5 GW nowych mocy. Ilość energii z OZE w sektorze energetyki wiatrowej zaoferowana w aukcjach w 2018 r. i w 2019 r., to blisko 30% więcej nowych mocy z wiatru w porównaniu do całego sektora OZE w Polsce, który stanowi na koniec I kwartału 2019 r. ponad 8,7 GW, i znacznie ponad 50% więcej w sektorze energetyki wiatrowej, który stanowi na koniec I kwartału 2019 r. ponad 5,8 GW mocy zainstalowanych elektrycznych.

Energetyka słoneczna. W okresie przyjmowania poprzedniej PEP moce słoneczne były niezauważalną pozycją w bilansie energetycznym. W ostatnim czasie następuje bardzo szybki przyrost tych mocy, co związane jest z postępującym spadkiem kosztów tychże instalacji, relatywnie krótkim okresem inwestycyjnym, rozwojem technologii oraz wysokim stopniem akceptowalności społecznej dla tej formy pozyskiwania energii. Ich atutem jest także możliwość pokrycia szczytów zapotrzebowania na energię w okresie letnim, związanego z potrzebami chłodniczymi, a także zmniejszonym wytwarzaniem przez elektrownie ciepłone i elektrociepłowne.

Na koniec 2018 r. łączna moc zainstalowana w wielkoskalowych instalacjach elektroenergetycznych wykorzystujących energię promieniowania słonecznego wynosiła 147 MW. W głównej mierze jest to zasługa systemu aukcyjnego, a następne aukcje wniosą kolejne wolumeny, ale to energetyka prosumencka ma kluczowe znaczenie dla tej technologii.

Biomasa i biogaz. Nie doszło do nadmiernego wykorzystania obszarów rolniczych na cele OZE i biopaliw kosztem produkcji na cele rolnicze. Urząd Regulacji Energetyki prowadził prace nad podstawami funkcjonowania systemu uwierzytelniania biomasy – Krajowym Systemem Uwierzytelniania Biomasy. Program *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020 w każdej gminie* był realizowany w dość ograniczony sposób – pomimo eliminacji barier prawnych w nim wskazanych nie nastąpił dynamiczny rozwój tego typu instalacji. Główną barierą okazała się potrzeba zwiększenia i dostosowania mechanizmu wsparcia do specyfiki tego rodzaju projektów. Z tego powodu w 2018 r. wprowadzono nowe formy oraz mechanizmy wsparcia dla małych wytwórców energii elektrycznej z OZE (instalacje o mocy mniejszej niż 500 kW i od 500 kW do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej) dla wybranych technologii, w tym przede wszystkim dla biogazu w postaci systemów wsparcia: feed-in tariff (FIT), oraz feed-in premium (FIP). Szacuje się, że nowy mechanizm wsparcia zdynamizuje rozwój biogazowni rolniczych w Polsce, pozwalając na wykorzystanie lokalnego potencjału.

¹⁴ Energia ze źródeł odnawialnych w 2017 r., Główny Urząd Statystyczny.

Hydroenergetyka. W wyniku inwentaryzacji nadzorowanej przez Ministra Środowiska powstała elektroniczna baza danych, zawierająca blisko 13,5 tys. urządzeń piętrzących, które ze względu na interes Skarbu Państwa oraz uzasadniony interes użytkowników wód mogą być wykorzystane na cele energetyczne. Z punktu widzenia tworzenia nowych inwestycji w obszarze hydroenergetyki, kluczowe może okazać się objęcie tego typu inwestycji systemem wsparcia w postaci: feed-in tariff (FIT), oraz feed-in premium (FIP) analogicznie jak w przypadku biogazowni. Jest to duże wyzwanie ze względu na potencjał wodny, który jest znacznie niższy niż w Skandynawii, czy Austrii. Obiekty hydrotechniczne mają jednak istotne znaczenie dla gospodarki powodziowej.

Geotermia. Choć potencjał do rozwijania geotermii (przede wszystkim nisko- i średniotemperaturowej), może znajdować się nawet na 60-80% terytorium Polski, w dalszym ciągu znajduje się ona na etapie rozwoju eksperymentalnego. Aktualnie w Polsce istnieje sześć ciepłowni geotermalnych zaopatrujących sieci c.o. Ich łączna moc zainstalowana to 76 MW_t. Sprzedaż ciepła geotermalnego z tych ciepłowni wynosi natomiast ok. 700 TJ. Ocenia się, że wykorzystanie geotermii w najbliższych latach będzie rosło w bardziej dynamicznym tempie niż dotychczas, co związane jest przede wszystkim z rozwijaniem programów wsparcia finansowego, dedykowanych geotermii. Określenie potencjału geotermalnego wymaga bowiem dużych nakładów finansowych przy dużym stopniu niepewności, co jest jedną z głównych barier rozwoju tej technologii. Warto także podkreślić, że w ostatnim czasie w Polsce ma miejsce dynamiczny rozwój wykorzystania pomp ciepła, także tych gruntowych, co ma pozytywny wpływ na jakość powietrza oraz zwiększanie wykorzystania OZE przez gospodarke.

Odpady. Istniejące możliwości kwalifikacji części energii wytworzonej w spalarni odpadów do energii z OZE stanowiły tylko częściowe rozwiązanie problemu konieczności zagospodarowania odpadów, których nie można składować. Do 2015 r. istniała w Polsce tylko jedna instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych, co było jedną z głównych przyczyn niewykorzystania potencjału energetycznego odpadów oraz osadów ściekowych. Znacząca zmiana, choć wykorzystująca tylko część potencjału, nastąpiła w latach 2015-2017. Uruchomiono wówczas 6 takich instalacji (aktualnie 8), przy czym kluczowe dla ich budowy były zmiany w systemie gospodarki odpadami.

OZE w transporcie. Obowiązek dodawania biokomponentów do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych został wprowadzony ustawą z dnia 25 sierpnia 2006 r. o *biokomponentach i biopaliwach ciekłych*, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2007 r. Dominującą rolę w procesie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) odgrywają dwa rodzaje biokomponentów, tj. estry metylowe i bioetanol. Zużycie bioetanolu w 2017 r. wynosiło blisko 269 tys. t, osiągając najwyższy w historii poziom jego konsumpcji. Podobna sytuacja miała miejsce z estrami metylowymi wykorzystywanymi w paliwach ciekłych oraz biopaliwach ciekłych (B100), gdzie zużycie w 2017 r. wynosiło ok. 1,2 mln t. Ponadto w 2017 r. podmioty realizujące NCW po raz pierwszy wykazały wykorzystanie do realizacji NCW biowęglowodorów ciekłych w ilości blisko 11,3 tys. t.

Począwszy od 2012 r. widoczny jest zarówno wzrost wykorzystania krajowych mocy wytwórczych biokomponentów, jak również istotny wzrost ilości wykorzystanych biokomponentów wytworzonych w kraju. Dotyczy to szczególnie wykorzystania estrów metylowych, z których 74% pochodziło z produkcji rodzimej. To również estry metylowe zanotowały największy wzrost mocy wytwórczych osiągając w początku 2019 r. poziom 1,356 mln t. Dla porównania w 2011 r. ich produkcja wynosiła 0,875 mln t. Wzrost zanotowały również krajowe zdolności wytwórcze bioetanolu – z 0,529 mln t w 2011 r. do 0,708 mln t w 2019 r.

Czynnikiem, który wywarł istotny wpływ na zmiany rynku paliw w Polsce było podjęcie działań mających na celu ograniczenie funkcjonowania tzw. *szarej strefy*, polegające m.in. na wprowadzeniu w 2016 r. pakietu paliwowego a następnie pakietów: energetycznego i przewozowego. Wprowadzone działania spowodowały wzrost oficjalnej konsumpcji paliw. W praktyce, w krótkim okresie – od września 2016 r. do grudnia 2017 r., oficjalna konsumpcja oleju napędowego w kraju wzrosła o ok. 40%, do poziomu ponad 16 mln t (wobec 11,5 mln t w 2015 r.) – co niewątpliwie jest zjawiskiem bez precedensu.

Biorąc pod uwagę jedynie poziom wzrostu wolumenu wykorzystywanych paliw, zaistniała sytuacja wywołała szereg konsekwencji po stronie podażowej. Na tym tle, w związku z obowiązkiem realizacji NCW, wszystkie podmioty realizujące NCW zwiększyły w latach 2016-2017 wykorzystanie biokomponentów o około 25% oraz rozpoczęły wykorzystywanie biowęglowodorów ciekłych (HVO), a producenci paliw przygotowali się do wdrożenia technologii współwodornienia biomasy. Jednocześnie podmioty realizujące NCW coraz częściej wskazują na niedostatki w infrastrukturze paliwowej powodujące problemy z możliwością dodawania estrów i bioetanolu do paliw ciekłych, uzasadniając w ten sposób konieczność coraz powszechniejszego wykorzystywania biopaliw ciekłych (B100) w celu wykonania NCW.

W odniesieniu do bioetanolu, zgodnie z danymi Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR) w 2017 r., głównymi surowcami wykorzystywanymi do jego produkcji były: kukurydza (52%), skrobia C i pozostałość skrobiowa (40%) oraz destylat rolniczy (3%). W przypadku estrów metylowych głównym surowcem wykorzystywanym do produkcji w ww. okresie był olej rzepakowy stanowiący 99% ilości wszystkich surowców wykorzystanych do wytwarzania tego biokomponentu.

Powszechne wykorzystanie surowców rolnych pochodzenia krajowego do wytwarzania biokomponentów wytworzyło łańcuch zintegrowanych powiązań gospodarczych w obszarze produkcji rolnej, przetwórstwa rolno-spożywczego oraz przemysłu. Aktualny poziom wykorzystania biokomponentów do realizacji NCW stanowi ekwiwalent ok. 0,9 mln t ropy naftowej. Zgodnie z szacunkami KOWR ilość biokomponentów wytworzonych w kraju w 2017 r. pozwala na zasilanie ok. 1 mln pojazdów rocznie¹⁵. Na potrzeby rynku wytwarzania biokomponentów obecnie wykorzystuje się ok. 3 mln ton surowców rolnych uprawianych przez ok. 150 tys. rodzinnych gospodarstw rolnych.¹⁶ Sektor biopaliwowy wytwarza ponad 1,5 mln t wysokobiałkowych pasz, istotnie zmniejszając import śrutę sojowej GMO. Ponad 50% zdolności produkcyjnych krajowego sektora produkcji oleju rzepakowego pracuje na potrzeby związane z wytwarzaniem estrów metylowych.

Z analizy sytuacji w innych krajach UE wynika, że wykorzystanie estrów metylowych i bioetanolu jest obecnie najefektywniejszą pod względem ekonomicznym formą realizacji celu OZE w transporcie z uwagi m.in. na powszechną dostępność tych biokomponentów i ich stosunkowo niskie ceny, w porównaniu z innymi biokomponentami.

Należy mieć na uwadze, że zgodnie z obowiązującą metodyką obliczeniową, na udział energii odnawialnej w transporcie wpływ mają: energia zawarta w biokomponentach i innych paliwach odnawialnych oraz odnawialna energia elektryczna wykorzystywana w sektorze transportu. Udział energii elektrycznej z OZE w transporcie jest niewielki, co w praktyce oznacza to, że pozostała do realizacji wartość celu ogólnego OZE w transporcie jest wykonana przy wykorzystaniu energii odnawialnej pochodzącej z biokomponentów stosowanych w paliwach transportowych.

Wzrost znaczenia energetyki odnawialnej wpłynął na ewolucję w sektorze energii. Analizy wskazują, że osiągnięcie celu 15% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto jest możliwe, ale nadal jest to znaczące wyzwanie. Przyrost mocy zainstalowanej zależy od warunków ekonomicznych, ale także technicznych możliwości przyłączenia źródeł. Istotne znaczenie mają także warunki atmosferyczne, które są kluczowym czynnikiem dla efektywności wykorzystania poszczególnych mocy. Pomimo wielu wysiłków zwiększanie wykorzystania OZE obarczone jest ograniczeniami technicznymi i ekonomicznymi, jednakże rozwój technologiczny i towarzyszące mu systemy wsparcia będą skutkować dalszym przyrostem wolumenu energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie wraz ze zwiększoną liczbą inwestycji w odnawialne źródła energii nie można zapominać o edukacji prowadzącej do społecznej akceptacji przedsięwzięć.

W odniesieniu do energii z OZE w transporcie osiągnięcie poziomu 10% w 2020 r. wydaje się bardzo trudne, mimo ogromnego rozwoju tego podsektora. Rozwój elektromobilności przyczynia się do realizacji celu, ale w analizowanej perspektywie główny ciężar spełnienia celów zależy od wykorzystania biokomponentów. Stosowanie estrów oraz bioetanolu w paliwach ciekłych jest zaś ograniczone z uwagi na techniczne uwarunkowania występujące w stosowanych obecnie silnikach spalinowych. Ograniczenia techniczne powodują powstanie zjawiska tzw. *blending wall*, a więc poziomu ograniczenia dodawania estrów oraz bioetanolu do paliw ciekłych, które z uwagi na parametry jakościowe tych paliw nie może zostać przekroczone. To zaś wskazuje na zasadność prowadzenia w przyszłości polityki mającej na celu promowanie szerszego wykorzystania biokomponentów uzyskanych w procesach uwodornienia bądź współuwodornienia biomasy, zastosowanie biogazu (biometanu) do celów transportowych oraz powszechniejsze wykorzystanie surowców odpadowych do produkcji biokomponentów.

2.5. Ocena realizacji priorytetu 5. Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii

2.5.1. Rozwój rynku energii elektrycznej

Kluczowe cele postawione w tym zakresie dotyczyły zapewnienia odpowiedniego poziomu regulacji zarówno na rynkach monopolu naturalnego (przesył, dystrybucja), jak i na rynkach konkurencyjnych (handel, obrót) – z jednej strony zapewniając równowagę interesów uczestników rynku, z drugiej likwidację barier i konkurencyjność kształtowania cen. Poniżej odniesiono się do najistotniejszych kwestii, jednakże rozdział ten jest ściśle powiązany z rozdziałem 2.2.4., w którym przedstawiono ocenę wzrostu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Należy mieć także na uwadze to, że zmiany na rynku w dużej mierze są

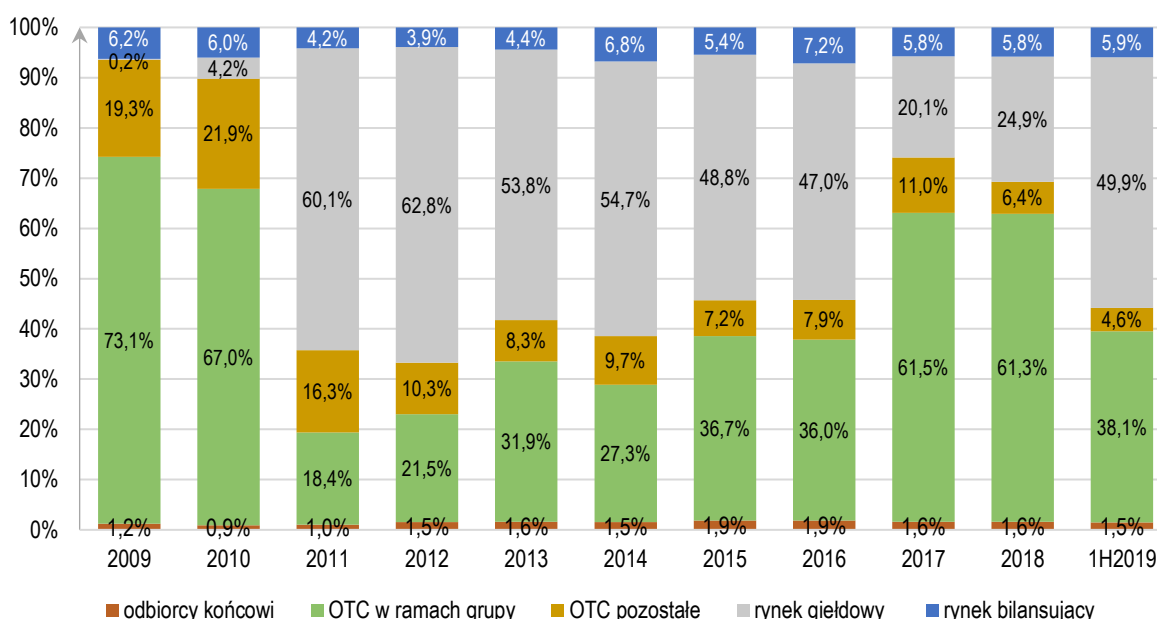
¹⁵ Przyjmując założenie, że pojazd przejeżdża średniorocznie 15 tys. km oraz spala 8 l paliwa na 100 km.

¹⁶ Szacunki przekazane przez Koalicję na Rzecz Biopaliw i Pasz Białkowych.

skutkiem trwającego procesu budowy jednolitego rynku energii UE, co ma odzwierciedlenie zarówno w działaniach dotyczących rynku energii, jak i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Hurtowy rynek energii elektrycznej

Właściciele elektrowni i elektrociepłowni na przestrzeni lat 2009-2019 znacznie zmienili kierunki sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. W 2009 r. ponad 90% energii elektrycznej było sprzedawane poza obrotem giełdowym w ramach kontraktów bilateralnych, tzw. OTC (ang. *over the counter*). Sytuacja zmieniła się diametralnie, ponieważ w I połowie 2019 r. udział kontraktów OTC był mniejszy o ponad 50 p.p., co przełożyło się na znaczny wzrost obrotu giełdowego. Z kolei udział kontraktów wewnątrzgrupowych w 2009 r. wyniósł ok. 73%, a w I połowie 2019 r. już tylko ok. 38%. Innymi, niż obrót giełdowy oraz kontrakty OTC, sposobami sprzedaży energii elektrycznej jest rynek bilansujący, który uznawany jest za rynek *stricte* techniczny oraz bezpośrednia sprzedaż z elektrowni do odbiorców. Maksymalny udział rynku bilansującego na przestrzeni lat 2009-2019 wyniósł 7,1%. Udział bezpośredniej sprzedaży do odbiorców utrzymuje się na stabilnym poziomie, nie przekraczając 2%. Na poniższym wykresie przedstawiono kierunki sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w okresie od 1 stycznia 2009 r. do 30 czerwca 2019 r.

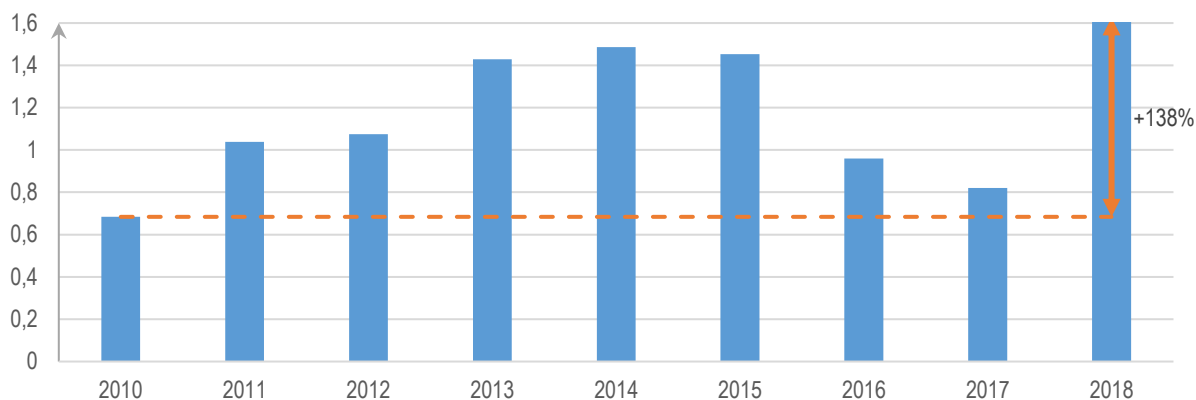


Rysunek 3. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w okresie od 1 stycznia 2009 r. do 30 czerwca 2019 r.

Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych ARE S.A.

Zaprezentowane powyżej zmiany kierunków sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej są często wynikiem wprowadzanych regulacji prawnych. Nowelizacja ustawy – *Prawo energetyczne* z dnia 8 stycznia 2010 r. zmieniła dotychczasową strukturę rynku hurtowego, co potwierdzają dane na powyższym wykresie. W nowelizacji (nowy art. 49a) wprowadzono obowiązek sprzedaży 15% wyprodukowanej energii poprzez giełdę oraz obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców mających prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych w związku z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych (KDT). To właśnie szczególnie ten drugi obowiązek związany z KDT miał w latach 2009-2019 kluczowy wpływ na strukturę sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców. W latach 2017 i 2018 odnotowano spadek wolumenu na giełdzie. Był to skutek upływu czasu obowiązywania KDT dla większości elektrowni, a zatem przestał obowiązywać obowiązek sprzedaży energii elektrycznej poprzez giełdę. Stąd w 2017 r. ze skutkiem od stycznia 2018 r. zwiększono obligo do poziomu 30%, a w 2018 r. ze skutkiem w 2019 r. do „100%”, co przyniosło oczekiwane efekty, ponieważ znów zwiększył się obrót na giełdzie. Należy zaznaczyć, że spod „100%” obowiązku są liczne wyłączenia, w szczególności wyłączenie długoterminowych umów OTC zawartych przed wejściem w życie nowelizacji, dlatego spodziewane jest w przyszłych latach dalsze zwiększenie obrotu na giełdzie, po wygaśnięciu tych umów.

W celu oceny płynności rynku giełdowego przeanalizowano stosunek wolumenu kontraktów na giełdzie do zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych w danym roku. W literaturze angielskojęzycznej wskaźnik ten nazywany jest często *churn rate*. Na poniższym wykresie przedstawiono *churn rate* dla lat: 2010-2018.



Rysunek 4. Churn rate (stosunek wolumenu kontraktów na giełdzie do zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych w danym roku) w latach 2010-2018

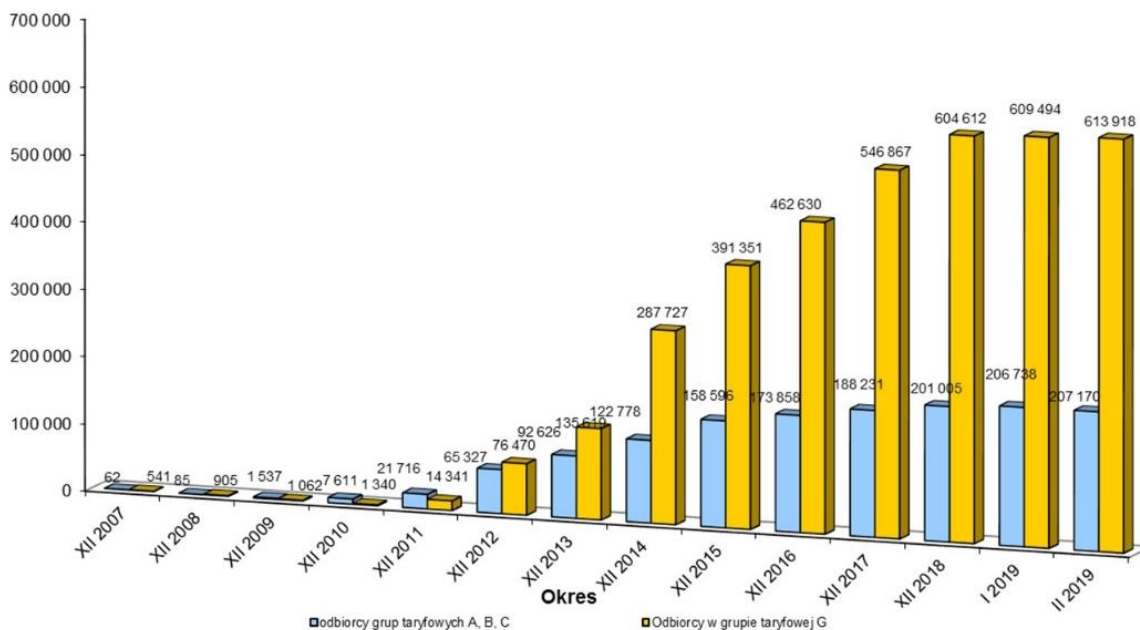
Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych TGE S.A. i ARE S.A.

Sytuacja pomiędzy rokiem 2010 a rokiem 2018 znacznie się zmieniła. W 2010 r. wolumen obrotu na giełdzie energii stanowił ok. 68% zapotrzebowania na energię odbiorców końcowych, a w 2018 r. wolumen ten wyniósł aż 162% zapotrzebowania odbiorców końcowych. Zatem należy stwierdzić, że płynność rynku uległa znacznej poprawie, lecz należy zauważyć, że to właśnie w 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdził zaistnienie manipulacji lub próby manipulacji na kontraktach terminowych na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Na dzień sporządzania oceny nie są znane wyniki zgłoszonego do prokuratury przez Prezesa URE zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa polegającego na manipulacji na hurtowym rynku energii.

W rozpatrywanym okresie zaszła bardzo istotna zmiana modelu funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, którą wprowadziła ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Wytwórcy energii elektrycznej od 2021 r. będą otrzymywać płatność za wyprodukowaną energię elektryczną oraz za dyspozycyjność mocy i jej dostarczenie. Rynek mocy zastąpi szereg funkcjonujących aktualnie usług systemowych, np. Operacyjną Rezerwę Mocy, Interwencyjną Rezerwę Zimną, Pracę Interwencyjną. Na aukcjach mocy kupowany jest wolumen mocy (tzw. obowiązek mocowy), który pozwoli na pokrycie zapotrzebowania odbiorców na moc w każdym roku dostaw. Podmioty, które wygrały aukcję są zobowiązane na wezwanie operatora dostarczać moc do systemu. *Patrz też rozdział 2.2.4.*

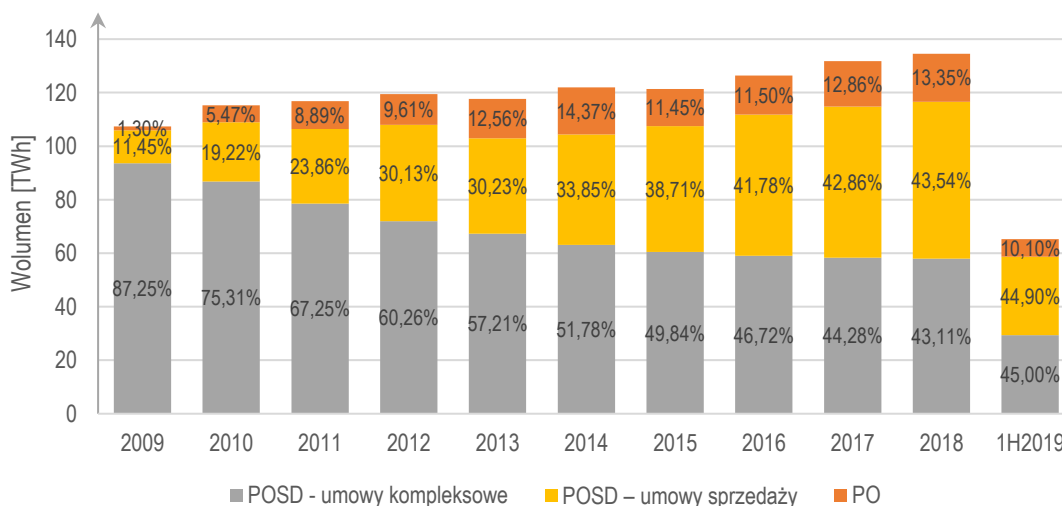
Detaliczny rynek energii elektrycznej

W Polsce najbardziej konkurencyjny rynek działa w obrocie energią elektryczną. Od 2007 r. trwa tam deregulacja – od tego momentu spółki obrotu prowadzące sprzedaż w grupach taryfowych A, B i C nie są zobowiązane do przedstawiania taryf dla sprzedaży energii elektrycznej w tych grupach. Od 2007 r. odbiorcy mają również możliwość zmiany sprzedawcy w ramach tzw. zasady dostępu trzeciej strony – TPA (ang. *Third-party Access*) i coraz większa ich liczba korzysta z tego przywileju, jednakże wdrożenie TPA nie spowodowało początkowo znaczącego wolumenu zmienianych kontraktów. Do końca 2009 r. z możliwości zmiany sprzedawcy skorzystało ok. 1 000 podmiotów, z czego ponad 90% stanowili odbiorcy przemysłowi. Dlatego też działania podejmowane od 2009 r. miały na celu ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy, skierowane w szczególności do odbiorców indywidualnych. Obejmowały one akcje informacyjne prowadzone przez Urząd Regulacji Energetyki, upoważnienie sprzedawców do występowania przy zmianie umowy w imieniu odbiorcy oraz tworzenie porównywarek cen. Te wszystkie działania przyniosły oczekiwany skutek, szczególnie obserwowany w latach: 2012-2018, w którym to okresie nastąpił znaczny **wzrost liczby zmian sprzedawców energii elektrycznej**. Przebieg zmian sprzedawców przedstawia wykres poniżej.



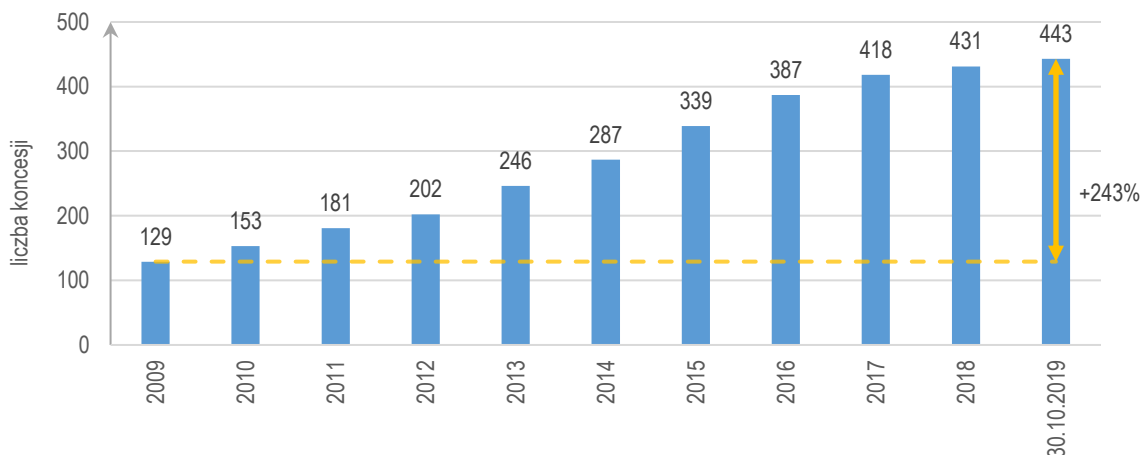
Rysunek 5. Liczba odbiorców (narastająco), którzy zmienili sprzedawcę energii w okresie od grudnia 2007 r. do lutego 2019 r.
Źródło: URE, Zmiany sprzedawcy energii elektrycznej od XII 2007 r. do II 2019 r.

W rozpatrywanym okresie zaszły również istotne zmiany pomiędzy rodzajem zawieranych umów oraz udziałem w rynku mniejszych sprzedawców. Jeśli chodzi o umowy to rozróżnia się dwa rodzaje: (i) umowy kompleksowe, czyli umowy obejmujące zarówno sprzedaż energii jak i jej dystrybucję oraz (ii) umowy sprzedaży, poprzez które dokonuje się oddzielnego od usługi dystrybucji zakupu energii elektrycznej. W 2009 r. przedsiębiorstwa powstałe po rozdzieleniu działalności obrotowej od dystrybucji (PO_{SD}) sprzedawały w ramach umów kompleksowych aż 87,3% energii, a w I półroczu 2019 r. udział sprzedaży energii w umowach kompleksowych spadł do niespełna 45%.



Rysunek 6. Wolumen sprzedanej energii przez przedsiębiorstwa powstałe po rozdzieleniu działalności obrotowej od dystrybucyjnej (PO_{SD}) wg typów transakcji oraz sprzedanej przez pozostałe, mniejsze przedsiębiorstwa obrotu (PO) od 2009 r. do I połowy 2019 r.
Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych ARE S.A.

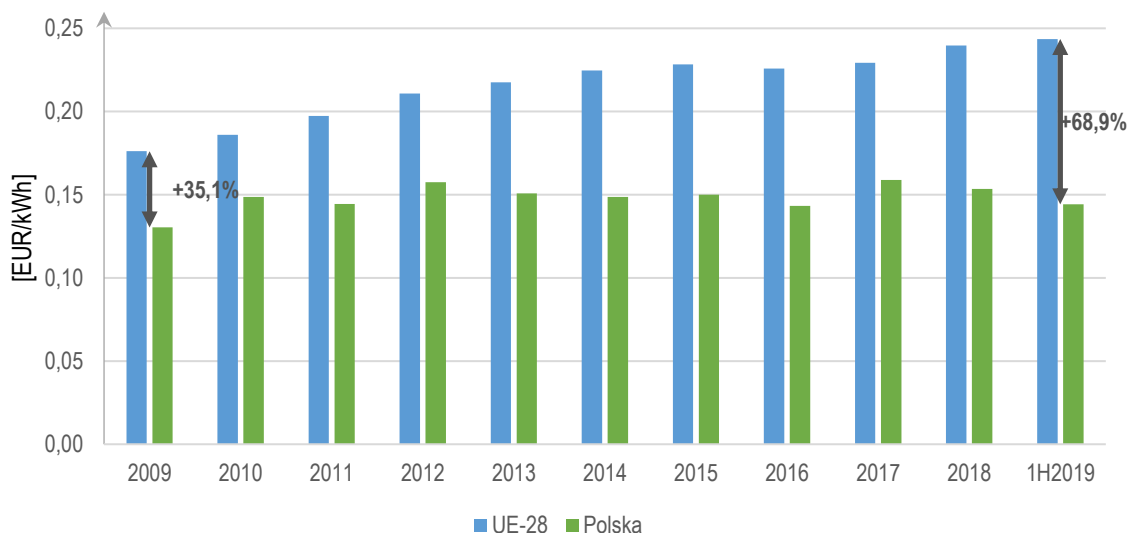
Jeśli chodzi o **strukturę rynku** to przedsiębiorstwa PO_{SD} w 2009 r. posiadały 98,7% udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a w I kwartale 2019 r. udział ten był mniejszy o 9 p.p. Jest to efekt pojawienia się większej liczby mniejszych sprzedawców energii elektrycznej (PO), co obrazuje liczba obowiązujących koncesji na obrót energią elektryczną, która pomiędzy rokiem 2009 a 2019 wzrosła o ponad 240%.



Rysunek 7. Liczba obowiązujących koncesji na obrót energią elektryczną w okresie od 2009 r. do października 2019 r.

Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych URE.

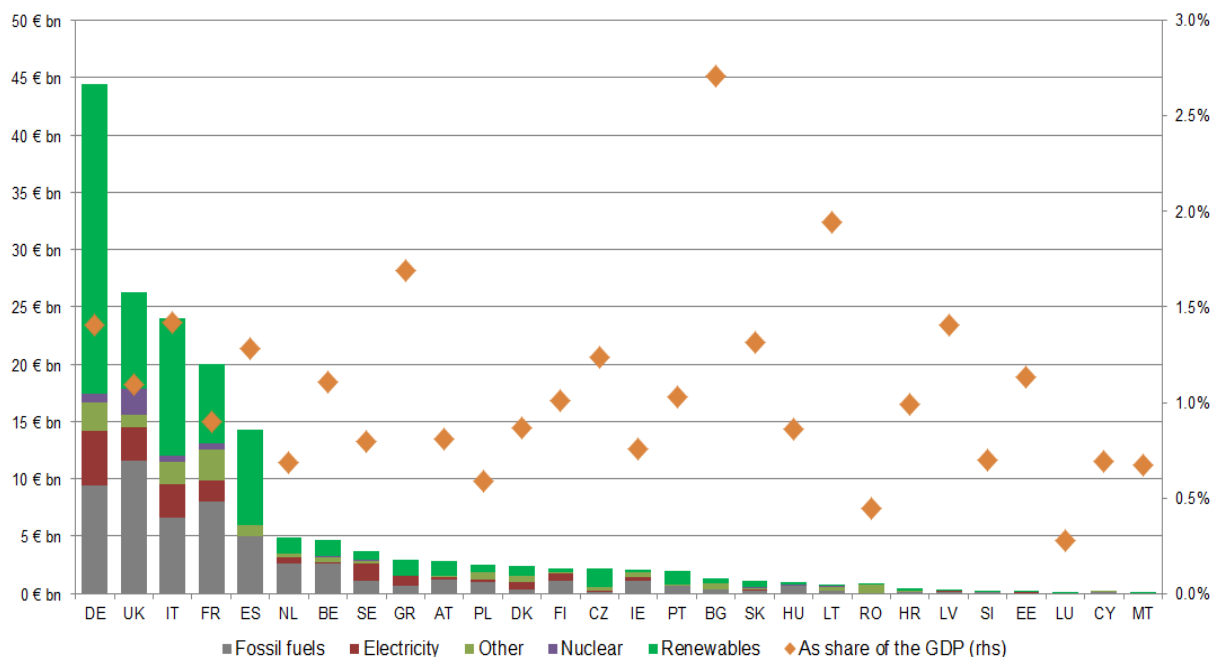
Wskazany rozwój konkurencji na detalicznym rynku energii oraz regulacje prawne umożliwiające sprawną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej przełożyły się na konkurencyjną cenę energii elektrycznej na rynku detalicznym w Polsce w porównaniu do innych państw UE. Na poniższym wykresie przedstawiono jednostkową cenę energii elektrycznej w UE w gospodarstwie domowym zużywającym rocznie 2 MWh tej energii.



Rysunek 8. Jednostkowe ceny energii elektrycznej, wraz z podatkami i opłatami, w UE i w Polsce w gospodarstwie domowym zużywającym rocznie 2 MWh

Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych Eurostatu.

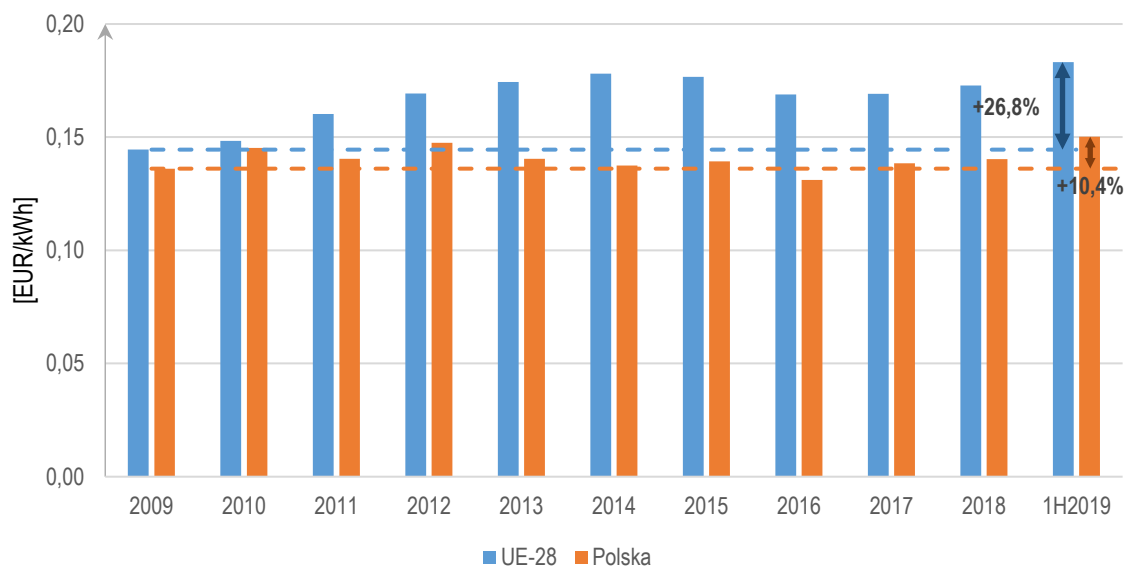
Ceny energii elektrycznej w Polsce dla gospodarstw domowych są jednymi z niższych w całej UE. W 2009 r. średnia cena w UE była wyższa o 35% od ceny w Polsce. W I półroczu 2019 r. średnia cena w UE była już wyższa o blisko 70% od ceny w Polsce. Tak duża rozbieżność wynika głównie z szeregu wysokich opłat, które są doliczane do rachunku za energię elektryczną w większości państw UE. Przykładem takiej opłaty jest opłata związana z systemem wsparcia OZE. Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii OZE jeszcze do 2018 r. wiązało się z koniecznością zapewnienia dużych dopłat. Obecnie sytuacja się zmienia i źródła OZE stają się konkurencyjne, lecz wsparcie udzielane jest zazwyczaj w perspektywie wieloletniej. Zatem odbiorcy energii elektrycznej w państwach UE, które w latach 2009-2017 rozwijały dynamicznie źródła płacą obecnie wysokie ceny za energię elektryczną. Sytuację tę potwierdzają dane opublikowane przez Komisję Europejską w styczniu 2018 r., wskazujące na bardzo duże środki przeznaczane na wsparcie różnych form energii, w tym energii elektrycznej. Na poniższym wykresie przedstawiono wysokość wsparcia w 2016 r., w podziale na różne formy energii.



Rysunek 9. Wsparcie przeznaczone w państwach członkowskich UE na nośniki energii

Źródło: Sprawozdanie KE, COM(2019) „Ceny i koszty energii w Europie”, SDW(2019) 1 final – PART 4/11

Podobny obraz dotyczy również **odbiorców przemysłowych**, niemniej jednak widać pewne różnice. Średnia cena energii elektrycznej w Polsce obecnie jest niższa dla przedsiębiorstw, niż średnia cena dla przedsiębiorstw w UE, lecz różnica pomiędzy ceną w Polsce a średnią ceną w UE jest dużo mniejsza, niż ma to miejsce w gospodarstwach domowych. Warto zauważyć również, że w Polsce od 2009 r. nastąpił dużo mniejszy wzrost cen energii elektrycznej (ok. 10%), niż w innych państwach UE (ok. 26%), co pozwala na zachowanie konkurencyjności polskich przedsiębiorstw. Z uwagi na fakt, że opłata za dystrybucję spada wraz ze zwiększającym się poziomem napięcia przyłączenia, na cenę dla odbiorców przemysłowych ma wpływ głównie cena energii z rynku hurtowego i to ona w przeważającym stopniu decyduje o cenie dla tych odbiorców w danym roku.



Rysunek 10. Jednostkowe ceny energii elektrycznej, wraz z podatkami i opłatami, w UE dla przedsiębiorcy zużywającego rocznie 20-500 MWh

Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych Eurostatu

Ponadto dla zapewnienia rozwoju gospodarczego oraz konkurencyjności polskiej gospodarki konieczne było monitorowanie warunków prowadzenia działalności przez odbiorców energochłonnych oraz ich optymalizacja. Określono kody PKD sektorów szczególnie narażonych na uciezkę emisji oraz stworzono współczynnik określający intensywność zużycia energii elektrycznej (energochłonności). Przedsiębiorcom, którzy spełniali warunki wynikające z kodów PKD oraz wartości współczynnika energochłonności zapewniono wsparcie, które obejmowało ulgi w opłatach w wnoszonych w ramach systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, w akcyzie, opłacie jakościowej, opłacie mocowej, kogeneracyjnej i przejściowej. Mają oni również możliwość skorzystania z alternatywnych metod rozliczeń efektywności energetycznej.

Kolejnym działaniem istotnym z punktu widzenia odbiorców energochłonnych było uchwalenie przez Parlament RP w 2019 r. ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych. Wprowadza ona mechanizm rekompensat, które będą przyznawane ex post i dotyczy on 19 rodzajów działalności (wskazanych poprzez PKD lub PKWiU), po spełnieniu określonych w ustawie wymogów. Docelowo beneficjentami ma być ok. 300 przedsiębiorstw. Ponadto duży odbiorcy energochłonni od roku 2013 mogą uzyskiwać wynagrodzenie z rynku energii, poprzez świadczenie usługi DSR (ang. *demand side response*). Usługa ta polega na ograniczaniu poboru energii elektrycznej w sytuacjach trudnych dla bilansu mocy w kraju. Ponadto od roku 2021 odbiorcy energochłonni w ramach usługi DSR uprawnieni będą do otrzymywania wynagrodzenia w ramach rynku mocy.

Inną grupą, poza odbiorcami energochłonnymi, która wymaga ochrony, są odbiorcy wrażliwi, czyli najbardziej odczuwający zmiany cen energii. Do ustawy – *Prawo energetyczne* (nowelizacja z 26 lipca 2013 r.) wprowadzona została definicja odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej oraz mechanizm dodatku energetycznego. Na dodatek energetyczny w latach 2014-2018 przeznaczano rocznie kwoty z przedziału 13,5-18 mln PLN. Dodatek energetyczny przyznawany jest na wniosek składany do wójta / burmistrza / prezydenta miasta, w drodze decyzji administracyjnej. Obecnie wynosi on 11,34-18,92 zł/miesiąc, w zależności od spełnionych kryteriów wskazanych w ustawie – *Prawo energetyczne*. Ubiegać się mogą o niego osoby mające przyznany dodatek mieszkaniowy. Mechanizm ten nie działa efektywnie, dlatego konieczne będą nowe rozwiązania w zakresie „ubóstwa energetycznego”, choć jego zdefiniowanie jest istotnym wyzwaniem.

Przesył i dystrybucja energii elektrycznej

W Polsce naturalny monopol występuje jedynie w systemie dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej, dlatego podlegają one stałemu nadzorowi i taryfikacji zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne*. Szczegółowo zakres ten reguluje rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. W celu zaadresowania wszystkich powstających kwestii w analizowanym okresie, tj. od 2009 r., rozporządzenie było dziewięciokrotnie aktualizowane – ostatni raz 6 marca 2019 r.

Należy także zauważyć, że dla wsparcia tworzenia rynkowej alternatywy wobec dystrybucji energii elektrycznej wprowadzono mechanizmy prawne dla **tworzenia instalacji prosumenckich oraz klastrów energii i spółdzielni energetycznych**. Pierwsze z nich zostały zaimplementowane w ustawie o odnawialnych źródłach energii już w 2015 r. (definicja prosumenta) i ulegały kolejnym uzupełnieniom w 2016 r. (definicja klastra energii i spółdzielni energetycznej) i 2019 r.

Wytwarzanie energii w klastrach energii, spółdzielniach energetycznych oraz przez prosumentów zmniejsza zapotrzebowanie na energię z sieci elektroenergetycznej, jednakże na aktualnym poziomie rozwoju nie pozwala na zapewnienie niezależności na terenie działania klastra lub spółdzielni, czy indywidualnego prosumenta, docelowo taki model wpływać będzie na zmniejszenie opłat dystrybucyjnych i przesyłowych lub ich eliminację w odniesieniu do tych podmiotów.

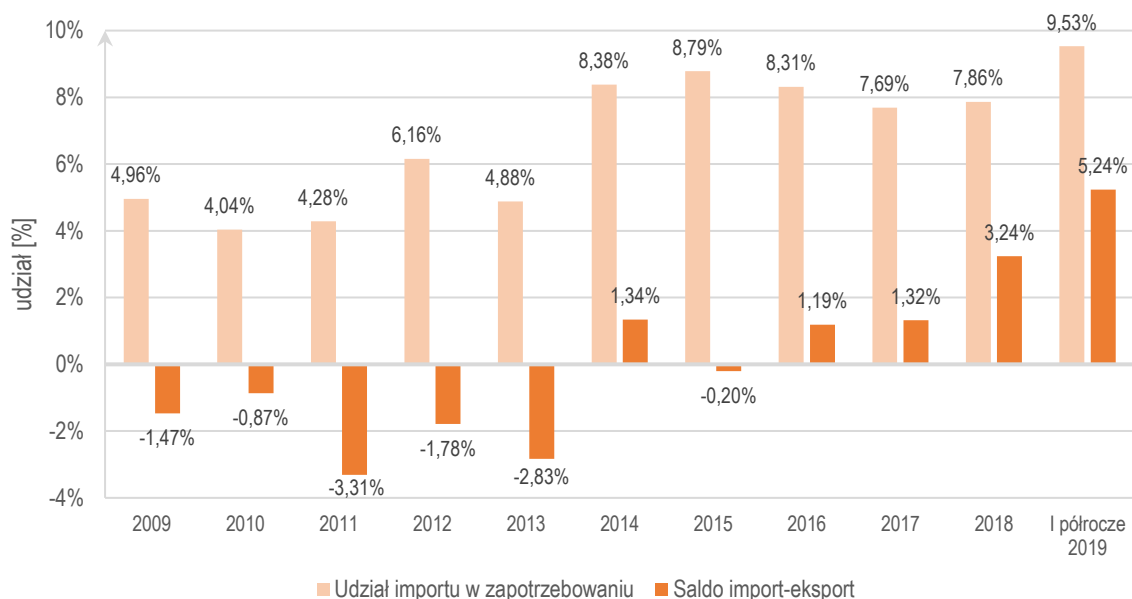
Wymiana transgraniczna

Dzięki przeprowadzeniu szeregu inwestycji w infrastrukturę przesyłową, zwiększeniu uległy zdolności wymiany transgranicznej energii elektrycznej. Przykładem tych inwestycji jest budowa połączenia Litwa-Polska o nazwie LitPol Link, które uruchomiono w grudniu 2015 r. oraz instalacja dwóch przesuwników fazowych na połączeniach Polska-Niemcy w latach: 2016 i 2019, które umożliwiły znaczne obniżenie poziomu przepływów niegrafikowych energii z Niemiec przez Polskę i Czechy do Niemiec, co pozwoliło na znaczące ograniczenie kosztów redysponowania.

Ponadto, przyjęcie unijnego rozporządzenia 714/2009 (WE) z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 ustanowiło nowe, liberalizujące zasady funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej w UE. Rozporządzenie obowiązuje wprost polskich uczestników rynku. Dokument ten w szczególności odnosi się do zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz funkcjonowania rynków hurtowych energii elektrycznych i stanowił delegację dla Komisji Europejskiej do wydania szeregu rozporządzeń będących kodeksami sieci lub wytycznymi. Proces ich przygotowania i uzgadniania prowadzony był w latach:

2010-2014 i obejmował takie zagadnienia jak przyłączanie do sieci wytwórców i odbiorców energii, funkcjonowanie systemów prądu stałego, rynki terminowe, dnia następnego i bieżącego oraz rynek bilansujący, zasady funkcjonowania systemów elektroenergetycznych i zasady bezpieczeństwa systemów.

Poczynione inwestycje, nowe regulacje UE oraz występujące różnice cen energii na rynku hurtowym wpłynęły na poziom i kierunek wymiany transgranicznej. W celu zobrazowania zmian zestawiono udział importu energii elektrycznej do Polski w krajowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w okresie od 2009 do 2019. W 2009 r. udział ten wyniósł 5%, a w I półroczu 2019 r. wyniósł 9,5%. W analizowanym okresie doszło również do zmiany salda pomiędzy eksportem a importem energii elektrycznej, na korzyść energii z importu. Dalszy kierunek salda importowo-eksportowego nie jest jednoznaczny, gdyż wpływa na to wiele czynników. Kluczowe znaczenie ma cena energii, którą kształtują np. warunki atmosferyczne wpływające na dostępność energii ze słońca i wiatru, jak również polityki państw. W najbliższych latach decydujące znaczenie będzie mieć prawdopodobny spadek wykorzystania energii jądrowej w państwach sąsiadujących, co wpłynie na wzrost cen energii na tych rynkach. Istotnym elementem są także zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych, które wyznaczają maksymalną ilość energii, jaka może zostać zaimportowana lub eksportowana.



Rysunek 11. Udział importu w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w kraju oraz saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej odniesione do zapotrzebowania na energię w kraju od 2009 r. do I półrocza 2019

Źródło: Opracowanie ME na podstawie danych ARE S.A.

2.5.2. Rozwój rynku gazu ziemnego

Do rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce przyczyniły się zmiany wprowadzone w szeregu aktów prawnych regulujących funkcjonowanie sektora gazu ziemnego, ale rozdział ten należy analizować łącznie z rozdziałem 2.2.3, gdyż znaczna część wpływających na bezpieczeństwo koresponduje z działaniami kształtującymi rynek. Niemniej w zakresie rozwoju rynku gazu ziemnego na szczególną uwagę zasługują wymienione poniżej działania.

Rynek hurtowy

W 2012 r. umożliwiono prowadzenie obrotu gazem ziemnym w punkcie wirtualnym, niezależnie od kierunku jego dostawy, co w efekcie ułatwiło wejście na polski rynek nowym przedsiębiorcom zajmującym się obrotem paliwami gazowymi – rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 sierpnia 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

W dalszej perspektywie przyczyniło się to do **uruchomienia rynku gazu (obrotu) na Towarowej Giełdzie Energii S.A.** (TGE S.A.) – dzięki zapewnieniu otoczenia regulacyjnego pierwsze zlecenia w zakresie obrotu gazem ziemnym zostały złożone 20 grudnia 2012 r. Początkowo uruchomiony został obrót gazem ziemnym na rynku terminowym i na rynku spot dla dnia następnego. W kolejnych latach uruchamiano kolejne produkty w zakresie obrotu gazem ziemnym – w 2014 r. uruchomiono w ramach rynku spot rynek dnia bieżącego. Obrót gazem ziemnym na TGE systematycznie rośnie i tak w 2018 r. całkowity wolumen transakcji zawartych na rynkach gazu ziemnego na TGE wyniósł 143 TWh (13 mld m³), co stanowi wzrost w porównaniu do 2017 r. o 3,4%. Wolumen obrotu na Rynku Terminowym Towarowym wyniósł prawie 120 TWh (10,9 mld m³) i wzrósł o 4,3% względem rekordowego do tej pory 2017 r.

Monitorowanie rynku pozwoliło na właściwe określenie sposobu kalkulacji stawek w punkcie wirtualnym oraz dla szerokiego wachlarza usług krótkoterminowych, co zapewniło **uelastycznienie zasady taryfowania** – rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. *w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi*.

Istotne znaczenie dla zmian na rynku miało **wprowadzenie tzw. „obliga giełdowego”**, czyli obowiązku obrotu paliwami gazowymi za pośrednictwem giełd towarowych. Zagwarantowało to transparentne zasady handlu gazem ziemnym, prowadząc do zmiany struktury rynku gazu ziemnego w kierunku rynku konkurencyjnego, a to zapewniło możliwość skorzystania z prawa do zmiany sprzedawcy – możliwe stało się wypowiedzenie umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym, bez ponoszenia kosztów niewynikających z treści umowy, poprzez złożenie do przedsiębiorstwa pisemnego oświadczenia. Dodatkowo zapewniono wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym możliwość uzyskania statusu członka giełdy towarowej i zawieranie transakcji na giełdzie na własny rachunek, co doprowadziło do przyspieszenia rozwoju rynku giełdowego oraz wpłynęło na zmniejszenie potencjalnych kosztów pośrednictwa w zawieraniu transakcji giełdowych – ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*.

Aby wypełnić obowiązek wynikający z tzw. „obliga giełdowego” w przypadku kluczowej spółki rynku gazowego konieczne było **umożliwienie rozdzielania sprzedaży detalicznej i hurtowej gazu przez PGNiG S.A.** Uniknięto przy tym konieczności zawierania przez wydzieloną spółkę PGNiG Obrót Detaliczny nowych umów z dotychczasowymi klientami stosując sukcesję generalną – ustawa z dnia 26 czerwca 2014 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne*.

Na uwagę zasługuje także **stopniowe uwalnianie cen gazu ziemnego dla odbiorców końcowych**, co zapewniło większą konkurencyjność rynku – ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*:

- od 1 stycznia 2017 r. dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży: na rynku hurtowym, w punkcie wirtualnym (w tym na giełdzie towarowej), sprężonym gazem ziemnym CNG i skroplonym gazem ziemnym LNG oraz sprzedaży w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych;
- od 1 października 2017 r. dla pozostałych odbiorców poza odbiorcami w gospodarstwach domowych, dla których ceny gazu ziemnego podlegać będą w dalszym ciągu kontroli Prezesa URE aż do 1 stycznia 2024 r.;

Obowiązek dywersyfikacji portfolio dostaw

W 2017 r. roku **wprowadzono obowiązek zapewnienia zdywersyfikowanego portfolio dostaw przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy** – w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. *w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy*, w którym ustalono nowe progi maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła na kolejne 10 lat, tj. 70% – w latach 2017-2022 oraz 33% – w latach 2023-2026. Choć działanie to ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw gazu, jednakże oddziałuje na rynek ze względu na konieczność zintensyfikowania działań zakupowych przez te przedsiębiorstwa. Skuteczność tych działań wpływa na kształtowanie się kosztów pozyskania surowca, a w konsekwencji także konkurencyjności prowadzonej działalności.

Pozycja odbiorcy

Dzięki zapewnieniu narzędzi umożliwiających odbiorcy większą kontrolę nad zużyciem gazu ziemnego, a także m.in. poprzez ułatwienie dochodzenia rekompensaty za wstrzymanie dostaw gazu czy obniżenie jakości dostarczonego gazu **zachęcono obywateli do korzystania z gazu ziemnego** – rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. *w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi*. W 2019 r. rozpoczęto prace nad dalszymi zmianami w tym rozporządzeniu, w szczególności mającymi na celu wyeliminowanie problemu braku możliwości

dokładnego obliczania zużycia gazu ziemnego (w jednostkach energii) przez odbiorców, a w konsekwencji problemów z przyrównywaniem zużycia do kwalifikacji grup taryfowych i niecelowymi ich zmianami (zwłaszcza pomiędzy grupami W2 i W3).

Z punktu widzenia ochrony odbiorcy bardzo ważne było wprowadzenie do porządku prawnego instytucji **sprzedawcy awaryjnego**, którego zadaniem jest zapewnienie odbiorcy dostaw paliw gazowych w przypadku, gdyby wybrany przez tego odbiorcę sprzedawca zaprzestałby dostarczać mu paliwa gazowe – rozporządzenie Ministra Energii z dnia 21 września 2018 r., *zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego*;

Ponadto **uregulowano w sposób kompleksowy instytucję sprzedawcy rezerwowego**, zapewniającego odbiorcy końcowemu dostawę gazu ziemnego lub energii elektrycznej w przypadku zaprzestania sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę – ustawa z dnia 9 listopada 2018 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*. Przyjęta w 2018 r. nowelizacja wprowadziła ustawowe umocowanie operatora systemu dystrybucyjnego do działania w imieniu i na rzecz odbiorcy końcowego. Ponadto przewidziano dodatkowy mechanizm zabezpieczający na wypadek, gdyby sprzedawca rezerwowo nie podjął sprzedaży. W takiej sytuacji sprzedaż będzie realizował sprzedawca z urzędu.

Wdrożenie kodeksów sieciowych

Niezwykle istotna dla zmian na rynku gazu ziemnego była implementacja do prawa polskiego regulacji UE dot. rynku gazu ziemnego z **III pakietu energetycznego** (dyrektywa 2009/73/WE, rozporządzenie 715/2009), np. w zakresie zniesienia barier przy zmianie sprzedawcy paliw gazowych. Dodatkowo do rozwoju rynku przyczyniają się regulacje wydane na podstawie rozporządzenia PE 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 – Kodeksy sieciowe w zakresie gazu ziemnego*. Określają one wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami gazowymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku na poziomie europejskim. Aktualnie obowiązują cztery kodeksy sieciowe:

1. rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. *ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych* (rozporządzenie NC BAL) – implementując wprowadzono m.in. obrót giełdowy gazem ziemnym zaazotowanym na TGE S.A.
2. rozporządzenie Komisji (UE) 2015/703 z dnia 30 kwietnia 2015 r. *ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych* (rozporządzenie NC INT) – w kodeksie wskazany został minimalny zakres postanowień umów międzyoperatorskich na połączeniach transgranicznych. Przyjęto także jednolity katalog jednostek pomiarowych do stosowania na interkonektorach. Ponadto uregulowaniu uległ monitoring jakości gazu, wskazane zostały środki synchronizujące standardy w zakresie jakości gazu oraz jego nawaniania – tak by nie stanowiły one bariery w handlu transgranicznym. Kodeks wskazuje również dopuszczalne sposoby komunikowania pomiędzy OSPg oraz między OSPg i użytkownikami systemu w zakresie wymiany danych.
3. rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. *ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu* (rozporządzenie NC TAR) – rozporządzenie ustanawia jednolite zasady na terenie UE, które zwiększają przejrzystość struktur taryf przesyłowych oraz procedur ich ustalania, m.in. obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do obliczania taryf przesyłowych. Przyjęte zostały również rozwiązania umożliwiające stosowanie rabatu na wejściu z terminalu LNG do systemu przesyłowego.
4. rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. *ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013* (rozporządzenie NC CAM) – rozporządzenie ustala jednolite zasady dotyczące zasad alokacji istniejących zdolności w systemach przesyłowych gazu ziemnego. Dodatkowo określa ogólnoeuropejskie zasady identyfikacji popytu rynkowego na rozbudowę istniejących połączeń międzysystemowych lub budowę nowych połączeń, oraz zasady alokacji zdolności dodatkowej lub nowej, określanej, jako zdolność przyrostowa (tzw. procedura incremental). Rozporządzenie uzupełnione zostało również o nowe terminy aukcji przepustowości dla produktów rocznych i kwartalnych. Doprecyzowano także zasady oferowania zdolności ciąglej i przerywanej dla produktów długoterminowych.

2.5.3. Rozwój rynku paliw płynnych

Polski detaliczny rynek paliw płynnych ma charakter otwarty, opierający się na zasadach wolnej konkurencji pomiędzy podmiotami na nim funkcjonującymi. Zarówno koncerny prowadzące stacje paliw, jak i właściciele indywidualnych stacji paliw stosują zróżnicowane ceny detaliczne weryfikowane i kształtowane w relacji do wyników codziennych obserwacji mikrorynku, charakterystycznego dla danej stacji. Natomiast hurtowy rynek paliw jest zdominowany przez dwa podmioty – spółki rafineryjne. W PEP2030 zadania w zakresie rynku paliw płynnych uwzględniono w części dotyczącej bezpieczeństwa dostaw, jednakże – mimo znaczących zależności – w *Ocenie* dokonano rozdzielenia zagadnień.

Szara strefa

Kluczowym problemem, z którym musiał się zmierzyć rząd w tym okresie był wysoki poziom penetracji wewnętrznego rynku paliw przez szarą strefę. Wprowadzone z sukcesem w 2016 r. i w 2017 r. zmiany legislacyjnych (tzw. pakiet paliwowy, energetyczny i przewozowy) pozwoliły na skuteczną walkę z szarą strefą w obszarze obrotu paliwami ciekłymi, co realnie przełożyło się na poprawę konkurencyjnych warunków dla sektora paliwowego w Polsce poprzez wzrost konsumpcji legalnie wprowadzanych do obrotu paliw ciekłych i eliminację z rynku nieuczciwej konkurencji, wprowadzającej na rynek tańsze, nieopodatkowane paliwa. Nowe regulacje (tzw. „pakiet paliwowy” i „pakiet energetyczny”) wzmocniły kontrolę Prezesa URE nad sektorem, oraz zwiększyły przejrzystość rynku (dzięki ogólnodostępnemu rejestrowi koncesji i infrastruktury służącej do wykonywania działalności). Ograniczenie działalności szarej strefy, zwłaszcza w zakresie oleju napędowego – przyczyniło się do wzrostu konsumpcji tego paliwa w 2016 r. w porównaniu do 2015 r. o 15%, a importu o 212%. W następnych latach obserwowano dalszy wzrost konsumpcji oleju napędowego – o 21% w 2017 r. i o niecałe 7% w 2018 r. Należy także zauważyć, że w silnym stopniu wpłynęło to także na realizację celu 15% udziału OZE w zużyciu energii brutto w 2020 r. Narodowy Cel Wskaźnikowy, odnoszący się do udziału biokomponentów i biopaliw stałych w transporcie zyskał znacznie wyższą podstawę

Zapasy ropy naftowej i paliw płynnych

W rozpatrywanym okresie prowadzone były prace legislacyjne, mające na celu nowelizację ustawy 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). W tym kontekście należy wskazać ustawę z dnia 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. 900). Ustawa wprowadziła zmianę podziału obciążeń związanych z funkcjonowaniem systemu zapasów pomiędzy sektor naftowy oraz organy publiczne poprzez utworzenie Funduszu Zapasów Interwencyjnych, przyczyniła się do obniżenia kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie zapasów obowiązkowych, ułatwienia wejścia na rynek nowych przedsiębiorców i wzmocnienia konkurencji na krajowym rynku paliwowym. Ustawa ta wprowadziła:

- precyzyjną definicję paliw ciekłych,
- obowiązek dokonania przez przedsiębiorcę rejestracji w rejestrze systemu zapasów interwencyjnych przed rozpoczęciem działalności w zakresie produkcji lub przywozu paliw,
- odrębną regulację w zakresie zapasów obowiązkowych dla pierwszego roku działalności gospodarczej,
- uprawnienia dla Prezesa Agencji Rezerw Materiałowych do uzyskiwania danych zawartych w rejestrach i ewidencjach prowadzonych na podstawie odrębnych przepisów na potrzeby postępowań administracyjnych oraz upublicznienia części danych zawartych w rejestrze podmiotów objętych obowiązkiem tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw oraz płacenia opłaty zapasowej.

Zmiany te pozwoliły na ograniczenie zidentyfikowanych praktyk obchodzenia obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy i paliw oraz poprawy przejrzystości w tym zakresie.

Podejmowane w ocenianym okresie działania pozwoliły na poprawę bezpieczeństwa energetycznego w zakresie sektora naftowego przede wszystkim poprzez zwiększenie elastyczności funkcjonowania systemu dostawczego ropy naftowej (rozbudowa zdolności magazynowych ropy naftowej), bezpieczeństwa zaopatrzenia rynku w produkty gotowe (rozbudowa zdolności produkcyjnych rafinerii), potencjału interwencyjnego państwa (poprawa skuteczności funkcjonowania systemu zapasów interwencyjnych) oraz poprawy warunków prowadzenia działalności w sektorze (zmiany legislacyjne ograniczające działalność szarej strefy).

Dla wsparcia dalszego rozwoju rynku paliw ciekłych konieczne jest zoptymalizowanie funkcjonowania spółek paliwowych, rozumiane jako zapewnienie płynnej transformacji w sektorze paliwowym np. ograniczenie emisyjności paliw tradycyjnych, wprowadzanie nowych modeli biznesowych. Równie ważne jest ograniczenie obciążeń administracyjnych, przejrzystość rynku, likwidacja szarej strefy, ale także rozwój rynku petrochemikaliów. Ogromne znaczenie dla tego rynku będzie mieć rozwój paliw alternatywnych – w tym biokomponentów, elektromobilności, wodoru, czy paliw syntetycznych.

2.6. Ocena realizacji priorytetu 6. Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko

Sektor energii bez wątpienia oddziałuje na środowisko, jednakże nie powinno przejść niezauważone to, jak ogromne zmiany transformacyjne zostały poczynione w analizowanym okresie. Działania można podzielić na kilka segmentów, jednakże ich skutki mają często pozytywny wpływ na więcej niż jeden obszar – np. częściowo wzajemne oddziaływanie na ograniczenie gazów cieplarnianych (ang. *greenhouse gases*, GHG) i zanieczyszczeń powietrza, czy poprawa sprawności instalacji skutkująca wzrostem efektywności energetycznej i równoczesnym spadkiem emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń. Wiele działań, które zostały opisane w innych rozdziałach tego dokumentu również przyczyniają się do realizacji priorytetu środowiskowego – należy tu w szczególności podkreślić rozwój odnawialnych źródeł energii, czy poprawa efektywności energetycznej.

Ograniczenie emisji CO₂

Jednym z podstawowych celów polityki energetycznej w obszarze ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko było ograniczenie emisji CO₂, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Na przestrzeni lat cel ten jest sukcesywnie realizowany, co obrazuje postęp, jaki został dotychczas osiągnięty **w obszarze redukcji emisji gazów cieplarnianych**. W porównaniu z rokiem bazowym z Protokołu z Kioto (dla Polski – 1988 r.) do 2017 r. nastąpił spadek emisji CO₂ o ok. 30%. Ma to także odzwierciedlenie w systematycznym spadku wskaźnika emisyjności (dla 2014 r.: 825 kg/MWh, 2015 r.: 798 kg/MWh, 2016 r.: 781 kg/MWh, 2017 r.: 778 kg/MWh). Spadek ten podyktowany jest wzrostem produkcji energii ze źródeł odnawialnych, oraz budową nowych wysokosprawnych jednostek wytwórczych, które systematycznie zastępują najstarsze, nieefektywne bloki.

Dyrektywa 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych zmieniła obowiązujący od 2003 r. **Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS)**, który jest narzędziem wdrażającym Protokół z Kioto. Wytwórcy nabywają uprawnienia do każdej tony emisji CO₂ lub otrzymują darmowe uprawnienia z puli przyznanej każdemu państwu członkowskiemu w przypadku znalezienia się na liście Krajowego Programu Inwestycyjnego i wykonania przedsięwzięć skutkujących redukcją emisji (na podstawie z art. 10c tej dyrektywy). Zgodnie z regulacjami co najmniej połowa środków uzyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji wykorzystywana jest na cele środowiskowe tj. redukcja emisji gazów cieplarnianych, rozwój energii ze źródeł OZE. W Polsce środki te trafiają do budżetu państwa, gdzie są redystrybuowane na różnego rodzaju działania prośrodowiskowe, w szczególności na przedsięwzięcia Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Aktualnie opracowywane jest nowe podejście do gospodarowania środkami dla tzw. IV etapu ETS tj. na lata 2021-2030, w celu jak najefektywniejszego wykorzystania środków.

Należy zauważyć, że implementacja dyrektywy 2009/29/WE oraz spodziewana dynamika cen uprawnień do emisji CO₂ oraz implementacja innych dyrektyw służących poprawie stanu środowiska – 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (służąca redukcji zanieczyszczeń), 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. o efektywności energetycznej – miały kluczowe znaczenie dla podjęcie przez energetykę zawodową i przemysłową działań zmniejszających oddziaływanie sektora na środowisko. Odpowiednio skoordynowane działania oraz zaplanowane środki pozwoliły na utrzymanie w tym procesie konkurencyjności polskiego sektora energetycznego oraz bezpieczeństwa dostaw.

Oprócz szeregu modernizacji należy wskazać wiele **projektów badawczych i działalność naukową** w obszarze rozwoju technologicznego w zakresie wytwarzania energii. Należy zaliczyć do nich m.in. prowadzony w latach 2010-2015 strategiczny program badań naukowych i prac rozwojowych pn. *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*, którego wyniki mają

stanowią wsparcie dla wdrożenia wyników badań naukowych i technologii bazujących na głównym polskim surowcu energetycznym, jakim jest węgiel, a także na innych dostępnych w Polsce źródłach energii pierwotnej. Ponadto rozważane jest wprowadzanie technologii zagazowania węgla, w tym zgazowania węgla do celów energetycznych (IGCC, ang. *integrated gasification combined cycle*).

W okresie opracowania PEP2030 szczególne nadzieje pokładano w **technologii CCS** (sekwestracja dwutlenku węgla, ang. *Carbon Capture and Storage*), jednakże odstąpiono od realizacji działań, w tym od projektu demonstracyjnego CCS w Elektrowni Belchatów. Trzeba jednak zauważyć, że zaistniałe problemy i opóźnienia w podejmowaniu decyzji o budowie instalacji CCS wystąpiły także w innych państwach członkowskich UE, m.in. z uwagi na wysokie koszty tej technologii oraz opór społeczny wobec propozycji składowania CO₂ w strukturach lądowych. Aby zapewnić możliwość wykorzystania szansy jaką mogą przynieść dalsze prace badawcze, nowopowstające jednostki budowane są zgodnie z tzw. wymaganiami „CCS ready”, co oznacza, że nowe bloki przystosowane są do rozbudowy umożliwiającej wychwyty, transport i składowanie CO₂. Decyzja o wykorzystaniu technologii CCS będzie w przyszłości podyktowana efektywnością ekonomiczną takiego przedsięwzięcia. Może ona okazać się niezwykle trafna, gdyż kwestia CCS pozostaje w obszarze zainteresowania instytucji unijnych, choćby w ramach prac nad pakietem regulacji „Czysta planeta dla wszystkich”. Nie można również wykluczyć możliwości realizacji projektów wychwyty CO₂ z opcją jego transportu poza granice Polski (np. w obszarze Morza Północnego). Należy również zwrócić uwagę, że obecnie widoczny jest wzrost zainteresowania technologią CCU (a więc wychwytem dwutlenku węgla w celu dalszego wykorzystywania, ang. *carbon capture and utilisation*). Jako przykład można podać prace prowadzone nad wykorzystaniem CO₂ do produkcji paliw syntetycznych (syntetyczny gaz ziemny, SNG – ang. *synthetic natural gas*).

Ograniczanie zanieczyszczenia powietrza

O ile wszystkie jednostki wytwórcze energetyki zawodowej spełniają normy w zakresie emisji zanieczyszczeń, Polska zmaga się z problemem ograniczenia tzw. „niskiej emisji” (pochodzącej głównie z systemów grzewczych w sektorze bytowo-komunalnym oraz z transportu). Obecnie sześć polskich miast jest na liście dziesięciu najbardziej zanieczyszczonych miast europejskich¹⁷. W 2012 r. zwiększyły się emisje pyłów i tlenku węgla, w szczególności frakcji pyłu PM10 (o ok. 2%). Mimo tego na przestrzeni lat zaobserwować można trend spadkowy emisyjności SO₂, NO_x oraz pyłów w zarówno w sektorze energetycznym, jak i całej gospodarce.

Warto zwrócić uwagę na znaczne ograniczenia emisji zanieczyszczeń środowiska w ostatnich latach w energetyce zawodowej. Dla przykładu – tylko w latach 2015-2018 odnotowano prawie dwukrotny spadek emisji popiołu lotnego (w 2015 r. emisje były na poziomie 13 182 t, w 2018 r. spadły do 7 934 t). Analogiczną sytuację zaobserwowano w odniesieniu do emisji SO₂ – w 2015 r. wyniosły 278 038 t, a w 2018 r. zanotowano ponad dwukrotny spadek i emisje wyniosły 136 892 t. Nieco mniejsze spadki, ale również imponujące odnotowano w zakresie emisji NO_x – w 2015 r.: 173 749 t, natomiast w 2018 r.: 117 689 t.

Szanse w obszarze ograniczania oddziaływania energetyki na środowisko można zidentyfikować w obszarze koordynacji szeregu inicjatyw już obecnie realizowanych przez administrację rządową, samorządową i organizacje pozarządowe na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia wykorzystania OZE i zrównoważonej gospodarki energią w celu zwiększenia ich skuteczności. Duże nadzieje wiąże się z rządowym program „Czyste powietrze”, choć trzeba mieć na uwadze, że skutki mogą być odczuwalne w perspektywie co najmniej kilkuletniej. Stan jakości powietrza można monitorować przez funkcjonujący od 2011 r. Krajowy Portal Jakości Powietrza (<http://powietrze.gios.gov.pl/pjp/current>).

W analizowanym okresie nastąpiło zaostrzenie polityki UE w zakresie jakości powietrza. Polski sektorem energetyczny, przemysł i transport prowadziły działania w szczególności mające na celu implementację poniższych dokumentów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady UE:

- dyrektywa 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP),
- dyrektywa 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych, ustanawiająca nowe standardy emisji SO₂, NO_x i pyłów oparte na najlepszych dostępnych technikach (BAT, ang. *best available techniques*) – analizy zanieczyszczeń gleby, ziemi i wód gruntowych z koniecznością ewentualnej remediacji; monitorowanie i ograniczanie emisji rtęci (tzw. dyrektywa IED),

¹⁷ Za Europejską Agencją Środowiska www.eea.europa.eu

- dyrektywa 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania – objęcie mniejszych jednostek wytwórczych standardami emisji zanieczyszczeń,
- dyrektywa 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy (tzw. dyrektywa CAPE),
- dyrektywa 2001/81/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza,
- dyrektywa 2000/60/WE z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej – opłaty za korzystanie z wód powierzchniowych przez energetykę i przemysł.

Większość zmian została wprowadzona poprzez następujące regulacje oraz ich nowelizacje i akty wykonawcze:

- ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska,
- ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji.

Ograniczenie negatywnego wpływu oddziaływania energetyki na stan wód

Pozytywny wpływ na politykę w zakresie ograniczenia negatywnego oddziaływania energetyki na stan wód powierzchniowych i podziemnych ma implementacja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej – wprowadzono opłaty za korzystanie z wód powierzchniowych i podziemnych przez energetykę i przemysł, co wpływa na efektywne wykorzystanie tych zasobów.

Dodatkowo należy podkreślić, że w nowo powstających elektrowniach ciepłych stosowany jest zamknięty obieg chłodzenia. Ogranicza to wpływ elektrowni na środowisko życia zwierząt i roślin na danym obszarze. Przykładami nowych elektrowni stosujących obieg zamknięty są: blok 11 elektrowni Kozienice o mocy 1075 MW, blok 14 elektrowni Bełchatów o mocy 858 MW, bloki 5 i 6 elektrowni Opolo o sumarycznej mocy 1800 MW oraz wszystkie aktualnie powstające bloki energetyczne.

Odpady – zagospodarowanie oraz wykorzystanie na cele energetyczne

W analizowanym okresie wprowadzono nowy system gospodarowania odpadami w całej gospodarce, który ma celu zmniejszenie obciążenia środowiska i wdrażanie gospodarki o obiegu zamkniętym. Implikuje to także szereg konsekwencji dla sektora energetycznego.

W pierwszej kolejności należy zauważyć, że regulacje UE dotyczące odpadów zakazują składowania odpadów komunalnych, których ciepło spalania wynosi powyżej 6 MJ/kg suchej masy. Alternatywą dla tych odpadów – zgodnie z hierarchią zagospodarowania odpadów – są **spalarnie**, jednakże ich moce przerobowe są niewystarczające. Aktualnie w Polsce pracuje 8 spalarni o łącznej mocy przerobowej ponad 1 mln t (produkcja odpadów komunalnych w Polsce wynosi ok. 10-12 mln t rocznie), przy czym jeszcze w 2015 r. istniała tylko jedna taka instalacja. Dodatkowo odpady (nie tylko komunalne) mogą trafiać do cementowni, jednakże wciąż nie zapewnia to odbioru zgodnie z potrzebami.

Możliwość **składowania odpadów** o wysokim cieple spalania tylko do 12 miesięcy wygenerowała szereg nadużyć, dlatego zaostrzono przepisy dotyczące odpadów, jednakże zmiany objęły odpady z energetyki, w odniesieniu do czasu składowania i kwalifikowania odpadów jako uboczne produkty spalania. Przepisy te były bardzo niekorzystne ze względu na utrudnienia w zbyciu tych produktów, co miało skutek odwrotny do zamierzonego. Regulacja obowiązywała od 2018 do 2019 r.

Osobnym zagadnieniem jest ograniczona możliwość wykorzystania na cele energetyczne **paliw wytwarzanych na bazie odpadów**, tzw. paliw alternatywnych – SRF (ang. *solid recovered fuels*) oraz RDF (ang. *refused derived fuels*). Analogiczny problem dotyczy osadów ściekowych, które w znacznym stopniu mogłyby być wykorzystywane na cele energetyczne. Obowiązujące rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 czerwca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych dotyczące możliwości kwalifikacji części energii wytworzonej w spalarni odpadów do energii z OZE, stanowi tylko częściowe rozwiązanie problemu konieczności zagospodarowania odpadów, których nie będzie można składować.

Wdrożone zmiany prośrodowiskowe wymagały istotnych nakładów finansowych. Redukcja emisji zanieczyszczeń i CO₂ była wspierana ze środków UE oraz przez system GIS (ang. *Green Investment Scheme* – System Zielonych Inwestycji), ale także

ze przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂. Konieczne były także zmiany organizacyjne w sektorze choćby ze względu na system wsparcia OZE.

3. Ocena wskaźników monitorowania realizacji PEP2030

Jako jeden ze sposobów monitorowania realizacji *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* i osiągnięcia celu głównego wskazano analizę siedmiu wskaźników ustalonych w rozdziale 9. dokumentu:

- 1) średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju (%);
- 2) stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego i brunatnego;
- 3) maksymalny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców;
- 4) stosunek mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i jądrowych) do maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną;
- 5) udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej (%);
- 6) udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii;
- 7) roczna wielkość emisji CO₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (t/MWh).

Ponieważ działania przewidziane do realizacji w ramach PEP2030, ujęte w programie działań wykonawczych, stanowiącym załącznik do tego dokumentu, planowane były w długim horyzoncie realizacji, wskaźniki ich monitorowania zostały przygotowane w perspektywie do 2030 r.

Z uwagi na fakt, że zaplanowane działania były wdrażane w okresie krótszym niż perspektywa dokumentu (tj. 2030), nie wszystkie ich rezultaty zdążyły się ujawnić, co implikuje ich ograniczony wpływ na dynamikę wskaźników o charakterze długookresowym. W związku z powyższym analiza wskaźników nie może stanowić podstawy do formułowania pogłębionej oceny skuteczności realizowanych działań, lecz stanowi ocenę trendów.

Poniżej zaprezentowano w ujęciu tabelarycznym dynamikę wskaźników monitorowania realizacji PEP2030 w roku bazowym 2007, w roku przyjęcia poprzedniej polityki (tj. 2009) oraz w 2017 lub 2018 r. (w zależności od dostępności danych) w odniesieniu do wartości planowanej na 2030 r.

Należy podkreślić, że wszystkie przyjęte wskaźniki utrzymywały się na zadowalającym poziomie lub ich dynamika wykazywała pozytywną tendencję. Uwzględniając horyzont czasowy, przyjęty przy definiowaniu wskaźników wydaje się jednak, że skuteczność realizacji PEP2030 w odniesieniu do wskaźników, będzie można rzetelnie ocenić dopiero w dłuższym okresie.

(1) Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju

Wskaźnik zmiany wielkości zużycia energii w okresie sprawozdawczym utrzymywał się na stabilnym poziomie, w uśrednieniu od 2005 r. nie przekraczając 2%. Jest to przede wszystkim efekt działań związanych z poprawą efektywności energetycznej. Dynamikę tego wskaźnika, tj. jego utrzymanie się na poziomie zbliżonym do zamierzonego należy oceniać pozytywnie.

Wartość za okres 2005-2009 jest obciążona spadkiem zużycia energii pierwotnej między 2008 a 2009 r. o 5,4%, w wyniku kryzysu gospodarczego, co zostało zrekompensowane wzrostem o ok. 10% między rokiem 2009 a 2010.

Tabela 3. Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju od 2005 r. (%)

	2005-2007 (wartość bazowa)	2005-2009	2005-2018	2030 (wartość planowana w PEP2030)
Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju od 2005 r. [% w odniesieniu do PJ]	2,0*	0,4	1,2	poniżej 1

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME

* W PEP2030 wskazano 2,7% dla 2007 r., co mogło wynikać z innej metodyki określania wskaźnika.

(2) Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego i brunatnego

Stosunek krajowego wydobycia węgla do jego zużycia zmieniał się w rozpatrywanym okresie, w szczególności ze względu na zmiany wolumenu importu tego paliwa do Polski oraz na wahania poziomu produkcji krajowego węgla kamiennego, ale także poziomu zapasów – w rozpatrywanym okresie wzrost importu węgla nastąpił w latach 2010-2011 do ok. 15 mln t, a następnie w latach 2012-2016 r. znów spadł do poziomu 8-10 mln t. Ponowny wzrost importu odnotowano w 2017 r. (ok. 12,8 mln t) oraz w 2018 r. (19,6 mln t).

W zakresie węgla brunatnego w latach 2009-2018 zanotowano względnie stały poziom wydobycia na poziomie 56,5-65,8 mln t, a średnia w tym okresie wynosiła 61,4 mln t.

Utrzymanie się wielkości wskaźnika na pożądanym poziomie będzie w przyszłości uzależnione w szczególności od takich czynników jak kształtowanie się zapotrzebowania na węgiel, możliwości produkcyjne sektora górnictwa oraz warunki ekonomiczne. W tym kontekście istotne znaczenie będą miały także perspektywy uruchamiania nowych złóż, zastępujących te, w których zakończona zostanie eksploatacja, ale także zmniejszający się popyt gospodarki na węgiel.

Mimo utrzymywania się tendencji spadkowej analizowanego wskaźnika, na uwagę zasługuje wciąż wysoki poziom niezależności energetycznej Polski, za co w głównej mierze odpowiedzialny jest wysoki poziom pokrycia zapotrzebowania na węgiel własnymi zasobami.

Szerszy kontekst został przedstawiony w części 2.2.1.

Tabela 4. Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego i brunatnego (%)

	2007 (wartość bazowa)	2009	2018	2030 (wartość planowana w PEP2030)
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego w PJ [%]	105,0	103,9	84,4	-
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla brunatnego w PJ [%]	100,0	100,0	100,0	-
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla w PJ [%]	104,0	103,0	87,6	powyżej 100

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME

(3) Maksymalny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców

Uzależnienie od importu gazu ziemnego z jednego kierunku geograficznego utrzymuje się na wysokim poziomie, także ze względu na fakt, że większość wolumenu tych paliw jest nabywana na podstawie umów długoterminowych. Ponadto nie zostały jeszcze zakończone strategiczne inwestycje infrastrukturalne, których uruchomienie może wpłynąć pozytywnie na dynamikę tego wskaźnika.

Udział importu gazu ziemnego z jednego kierunku systematycznie i wyraźnie spada. W 2014 r. udział dostaw ze Wschodu stanowił aż 75,8% całkowitego importu paliw gazowych, a w 2018 r. już 61,4%. Działania spółki PGNiG S.A., głównego importera gazu ziemnego do kraju, w zakresie zmiany portfela importowego, służą dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego wpisując się tym samym w rządowe cele w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Większość wolumenu tych paliw jest nabywana na podstawie umów długoterminowych, co zapewnia stabilność, ale jednocześnie powoduje, że zmiana jest dość trudna.

Kluczowe dla dywersyfikacji było uruchomienie terminalu skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu. W 2018 r. import LNG przez terminal w Świnoujściu w stosunku do roku poprzedniego wzrósł o 58%, a dostawy były realizowane z Kataru, Norwegii i USA. Podpisanie w 2018 r. nowe umowy na dostawy LNG z partnerami z Kataru i z USA zabezpieczą w kolejnych latach dostawy paliw gazowych do Polski od stabilnych dostawców i pewnych źródeł.

Od 2015 r. obserwowany jest również **stopniowy spadek uzależnienia od dostaw ropy naftowej z jednego kierunku.** Jest to związane z polityką dywersyfikacyjną prowadzoną przez polskie spółki rafineryjne, która jest traktowana, jako jedno z działań priorytetowych, poprawiających zarówno konkurencyjność polskiego sektora paliwowego, jak i pozycję negocjacyjną przy zawieraniu kontraktów na dostawy ropy naftowej. Na rosnącą różnorodność kierunków dostaw ma również wpływ intensyfikacja wykorzystania Naftoportu w Gdańsku, który dzięki swoim możliwościom ładunkowym jest w stanie w pełni zaspokoić zapotrzebowanie polskich rafinerii.

Szerszy kontekst został przedstawiony w rozdziałach 2.2.2 i 2.2.3.

Tabela 5. Maksymalny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców (%)

	2007 (wartość bazowa)	2009	2018	2030 (wartość maksymalna określona w PEP2030)
Udział importu gazu ziemnego z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia	64,5	63,1	52,4	-
Udział importu ropy naftowej z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia	99,3	93,2	77,1	-
Udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców	85	81,7	67,7	73

Źródło: Opracowanie na podstawie danych ME

(4) _Stosunek mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i jądrowych) do maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną

Moc zainstalowana krajowych źródeł wytwórczych wzrasta w kolejnych latach, co pozwala także na pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Wskaźnik obrazujący bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię elektryczną utrzymuje się na poziomie znacznie wyższym niż założono w PEP2030, co jest ważne także z punktu widzenia zmian jakie zaszły na rynku energii. Szerszy opis tego zagadnienia znajduje się w rozdziale 2.2.4., przy czym należy zauważyć, że przedstawione tam dane cechują się nieznacznie odmienną metodyką niż przyjęte we wskaźnikach PEP2030.

Tabela 6. Stosunek mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i jądrowych) do maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną

	2007 (wartość bazowa)	2009	2018	2030 (wartość planowana w PEP2030)
Moc zainstalowana (MW)	35 845	35 762	35 358	-
Moc osiągalna elektrowni konwencjonalnych (MW)	32 503	32 590	34 383	-
Maksymalne zapotrzebowanie na moc (MW)	24611	24 594	26 448	-
Stosunek mocy osiągalnej do zapotrzebowania na moc (%)	132*	133	130	powyżej 115

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ME.

* W PEP2030 wskazano 130 dla 2007 r., co mogło wynikać z korekt statystycznych

(5) Udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej (%)

Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku z 2009 r., stanowiąca załącznik nr 2 do PEP2030 oraz Program polskiej energetyki jądrowej z 2014 r. wskazywały, że uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej nastąpi ok. 2025 r. Niedostateczna realizacja zadań mających na celu wdrożenie energetyki jądrowej, a w szczególności opóźnień w realizacji badań środowiskowych i lokalizacyjnych oraz brak wyboru dostawcy technologii powodują, że termin ten nie zostanie dotrzymany. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku wskazuje nowy termin wdrożenia energetyki jądrowej – 2033 r. Tym samym nie jest możliwe osiągnięcie powyżej 10% udziału energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej, niemniej kierunek rozwoju energetyki jądrowej zostaje utrzymany. Szerszy kontekst został przedstawiony w części 2.3.

(6) Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii

W okresie realizacji PEP2030 **udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii** systematycznie wzrastał w związku z realizacją celu założonego w dyrektywie 2009/28/WE¹⁸. W tym okresie wystąpiły jednak okoliczności, które wpłynęły wyraźnie na spowolnienie utrzymywanego tempa wzrostu udziału energii z OZE. Najważniejszymi czynnikami o charakterze statystycznym są zmniejszenie szarej strefy w zakresie sprzedaży paliw ciekłych oraz szybkie tempo wzrostu zużycia energii. Oba te czynniki wpłynęły na znaczne podwyższenie bazy (mianownika) w postaci zużycia energii finalnej, do której odnosi się bezwzględne zużycie energii z OZE. Ponadto wystąpiły komplikacje o charakterze zewnętrznym tj. przedłużająca się notyfikacja w Komisji Europejskiej systemu wsparcia OZE w Polsce, która opóźniła sukcesywne włączanie nowych jednostek do systemu elektroenergetycznego. Pomimo to w kolejnych latach przewidywany jest dalszy wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych, który pozwoli na osiągnięcie celu 15% w 2020 r. Szerszy kontekst został przedstawiony w części 2.4.

Dodatkowo, warto zauważyć, że cel z PEP2030 był powiązany z celem unijnym 15% udziału OZE w 2020 r. W ówczesnym okresie decyzyjnym trudno było wskazać cel w zakresie tak mało znanych technologii i ich potencjału. PEP2040 wskazuje na 2030 rok cel 23%, choć nadal jest to duże wyzwanie.

Tabela 7. Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii (%)

	2007 (wartość bazowa)	2009	2018	2030 (wartość planowana w PEP2030)
Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto	7,7	8,9	10,9	powyżej 15

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EEA.

(7) Roczna wielkość emisji CO₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (t/MWh)

W analizowanym okresie **emisyjność produkcji energii elektrycznej** wyraźnie zmalała. Korzystne zmiany są spowodowane m.in. zmianą struktury wytwarzania energii elektrycznej, charakteryzującą się wzrostem wykorzystania OZE.

Warto zaznaczyć także postęp, jaki został osiągnięty w obszarze redukcji emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce. W porównaniu z rokiem bazowym z Protokołu z Kioto tj. 1988 r. do 2018 r. nastąpił spadek emisji CO₂ o ok. 29%. Choć emisje CO₂ z przemysłu energetycznego stanowią ok. 50% całkowitej emisji CO₂ (spalania paliw stanowią największy udział w emisjach krajowych tj. ok. 92,5%, w tym przemysł energetyczny niemal 50%, transport ok. 19%, przemysł wytwórczy i budownictwo ok. 9%), to należy podkreślić, że to właśnie redukcje w obszarze przemysłu energetycznego miały największe tempo.

Tabela 8. Roczna wielkość emisji CO₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (tony/MWh)

	2007 (wartość bazowa)	2009	2018	2030 (wartość planowana w PEP2030)
Roczna wielkość emisji CO ₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (t/MWh)	0,95	0,95	0,85	poniżej 0,7

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ME.

¹⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16).

4. Ocena realizacji działań Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” w obszarze energetyki

Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” (BEiŚ) została przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. (M.P. z 2014, poz. 469). Jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii rozwoju, powstałych w oparciu o ustawę z 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju, uszczegóławiała zapisy „Średniookresowej Strategii Rozwoju Kraju 2020” w dziedzinie energetyki i środowiska.

Jako cel główny Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko” wskazano zapewnienie wysokiej jakości życia obecnych i przyszłych pokoleń z uwzględnieniem ochrony środowiska oraz stworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju nowoczesnego sektora energetycznego, zdolnego zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne oraz konkurencyjną i efektywną gospodarkę. Za cele szczegółowe BEiŚ wskazano:

1. zrównoważone gospodarowanie zasobami środowiska,
2. zapewnienie gospodarce krajowej bezpiecznego i konkurencyjnego zaopatrzenia w energię oraz
3. poprawa stanu środowiska.

Strategia BEiŚ wskazywała zakresy synergii obszarów *energetyki i środowiska*, a także wskazywała kluczowe kierunki interwencji oraz niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie 2020 r. Obszar energetyki w sposób szczególny został zaadresowany w kierunkach interwencji celu 2, dlatego właśnie do tej części odniesiono się w kolejnych podrozdziałach. Podsumowanie działań obejmujących obszar środowisko jest jednym z załączników do *Polityki Ekologicznej Państwa 2030*, która uchwalona została w 2019 r.

W ramach prac nad system zarządzania rozwojem Polski, przystosowującym dokumenty strategiczne do *Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, zdecydowano, że BEiŚ zostanie zastąpiona przez dwa dokumenty strategiczne: *Politykę energetyczną Polski do 2040 r.* (w obszarze energii) oraz *Politykę Ekologiczną Państwa 2030* (w obszarze środowiska).

4.1. Ocena realizacji kierunku interwencji 1.1. Racjonalne i efektywne gospodarowanie zasobami kopalin

W tym kierunku interwencji polityka energetyczna była realizowana w odniesieniu do działania nr 2, tj. dążenie do utrzymania wydobycia węgla na poziomie zapewniającym zaspokojenie zapotrzebowania krajowego. Narzędzia wskazane do realizacji tego działania skupiały się na utrzymaniu mocy wydobywczych, promowaniu nowoczesnych technologii oraz rozwoju technologicznego i naukowego, jak również promowaniu możliwości prośrodowiskowego pozyskiwania energii z węgla (np. zgazowanie podziemne), zwiększenie stopnia zagospodarowania metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach. Zakres ten został podsumowany w rozdziale 2.2.1, a także towarzyszy opisowi wskaźnika (2) w rozdziale 3.

4.2. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.1. Lepsze wykorzystanie krajowych zasobów energii

Strategia BEiŚ wskazywała, że lepsze wykorzystanie krajowych zasobów energii oznacza przede wszystkim zwiększenie pozyskiwania rodzimych surowców z uwzględnieniem rachunku ekonomicznego. Ze względu na sytuację na światowym rynku węgla, zmiany na rynku energii elektrycznej oraz działania związane ochroną klimatu, podejście do zwiększania poziomu wydobycia paliw kopalnych musiało zostać zweryfikowane. Działania zostały skierowane przede wszystkim na rentowność wydobycia surowców, a szczególności węgla kamiennego, a także na działania związane z dążeniem do najbardziej efektywnego energetycznie wykorzystania pozyskanych surowców, modernizacją sektora elektroenergetyki zawodowej oraz wzrostu znaczenia rozproszonych, odnawialnych źródeł energii.

Informacje o realizacji tych działań zostały przedstawione w rozdziale 2, gdyż działania z wszystkich priorytetów PEP2030 stanowią wkład w lepsze gospodarowanie krajowymi zasobami energii – od poprawy bezpieczeństwa energetycznego, przez

działania opisane w ramach bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikację struktury wytwarzania energii, czy ograniczenie wpływu sektora energetycznego na środowisko.

4.3. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.2. Poprawa efektywności energetycznej¹⁹

W tym kierunku interwencji wskazano następujące zadania: stworzenie kompleksowego programu edukacyjnego poprawy efektywności energetycznej; stworzenie możliwości dokonywania działań proefektywnościowych przez osoby prywatne, a w szczególności przez spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, oraz wspieranie budownictwa efektywnego energetycznie; promocja działalności firm ESCO i zniesienie uregulowań prawnych utrudniających ich działanie; wspieranie rozwoju wydajnej kogeneracji i ciepłownictwa.

Ocena poprawy efektywności energetycznej została opisana kompleksowo w rozdziale 2.1, a wspieranie rozwoju wydajnej kogeneracji i ciepłownictwa w rozdziale 2.2.5.

4.4. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.3. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw importowanych surowców energetycznych

Szczegółowe informacje dotyczące wszystkich zadań z tego kierunku interwencji – dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej; rozbudowa i modernizacja systemu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego i ropy naftowej; zwiększenie i modernizacja pojemności magazynowych, jak również kwestia pozyskiwania dostępu do złóż gazu ziemnego i ropy naftowej poza granicami naszego kraju oraz silniejsza integracja z rynkami naszych sąsiadów – zostały opisane w rozdziale 2.2.2. oraz 2.5.2.

4.5. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.4. Modernizacja sektora elektroenergetyki zawodowej, w tym przygotowania do wprowadzenia energetyki jądrowej

W tym kierunku interwencji wskazano trzy zadania – wdrożenie rozwiązań dotyczących inteligentnych sieci; stałe identyfikowanie i usuwanie barier utrudniających funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego oraz kontynuacja prac nad wdrażaniem energetyki jądrowej. Jednakże wkład do realizacji tego kierunku interwencji stanowią działania wykraczające poza katalog wskazany literalnie w tej części dokumentu. Należy wskazać przede wszystkim działania w szerszym ujęciu w zakresie rozbudowy i modernizacji systemów przesyłowego i dystrybucyjnych, które są warunkiem odbioru energii ze źródeł wytwórczych i dostarczenia jej do odbiorców. W tym obszarze realizowane są także prace związane z wdrożeniem inteligentnych sieci. Zrealizowano także szereg działań skutkujących zwiększeniem średniej sprawności zawodowych jednostek wytwórczych (elektrowni i elektrociepłowni), co przełożyło się także na obniżenie wpływu sektora na środowisko. Ocena realizacji i skutków tych zakresów znajduje się w rozdziale 2.2.4, 2.5.1 oraz 2.6. Odniesienie do wdrażania energetyki jądrowej opisane zostało w części 2.3.

4.6. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.5. Rozwój konkurencji na rynkach paliw i energii oraz umacnianie pozycji odbiorcy

Rozwój konkurencji na rynkach paliw i energii został opisany w szczególności w rozdziale 2.5., gdzie opisano zarówno rozwój rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego, jak i paliw płynnych.

Dodatkowego komentarza wymaga zadanie rozwoju konkurencji na rynku ciepła sieciowego. W trakcie realizacji zdecydowano o modyfikacji tego działania w kierunku monitorowania sytuacji. W przypadkach, gdy właścicielami źródła ciepła i sieci

¹⁹ Patrz też rozdział 2.1. oraz 2.2.5.

ciepłowniczej są różne podmioty, dla dobra rozwoju oraz utrzymania niskich cen, potrzebna jest bliska współpraca pomiędzy tymi podmiotami, a nie bezpośrednia konkurencja między nimi – rynek ciepła ma charakter lokalny. Ponadto ze względu na szereg nowych regulacji UE związanych np. z charakterystyką energetyczną budynków, efektywnymi energetycznie systemami ciepłowniczymi, ale również koniecznością poprawy jakości powietrza – model rynku ciepła będzie ulegać zmianom. Najistotniejszą kwestią jest zapewnienie konkurencyjności cen ciepła sieciowego, tak aby było ono atrakcyjne dla potencjalnych odbiorców, co nie jest jednoznaczne ze zwiększeniem konkurencji na tych rynkach.

W odniesieniu do monitorowania obciążeń, jakie nakładane były na odbiorców końcowych, przemysł oraz energetykę konwencjonalną wynikających z systemu wspierania energetyki odnawialnej należy zauważyć, że monitoring odbywa się na bieżąco. Corocznie wyznaczana jest stawka opłaty OZE, która dostosowana jest do sytuacji rynkowej. Ze względu na znaczące obciążenia i ryzyko zjawiska „ucieczki emisji” przedsiębiorstwa energochłonne zostały objęte ulgami w systemie świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł. Ponadto w wyniku monitoringu sytuacji w sektorze zdecydowano o wdrożeniu rynku mocy – potrzeba wprowadzenia mechanizmu wynikała z analiz wskazujących na możliwe problemy z pokryciem zapotrzebowania na moc od 2021 r., wynikające z braku impulsu inwestycyjnego dla mocy i narzędzi zapewniających stabilne dostawy energii do odbiorców. Innym przykładem jest wdrożenie mechanizmu ochrony odbiorców energii elektrycznej w Polsce przed podwyżkami cen energii elektrycznej. Ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw oraz jej nowelizacje wprowadziły niezbędne mechanizmy mające na celu uchronić odbiorców energii elektrycznej w Polsce przed podwyżkami cen energii elektrycznej. Rozwiązanie polega na obniżeniu akcyzy, opłaty przejściowej oraz na zagwarantowaniu odbiorcom końcowym cen z 2018 r.. Szerszych informacji o rynku energii elektrycznej oraz bezpieczeństwie dostaw dostarczają podrozdziały 2.2.4. i 2.5.1.

4.7. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.6. Wzrost znaczenia rozproszonych, odnawialnych źródeł energii

W tym kierunku interwencji przewidziano wspieranie inwestycji w odnawialne źródła energii, działania mające na celu promocję energetyki odnawialnej w Polsce, opracowanie zasad i systemu promocji wysokosprawnych instalacji dedykowanych do spalania biomasy ze szczególnym uwzględnieniem małych instalacji oraz podjęcie inicjatywy wspierania powstawania upraw energetycznych na glebach najniższych kategorii. Podsumowanie działań znajduje się w rozdziale 2.6., poza ostatnim.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii wskazywało konieczność wykorzystywania tzw. biomasy „agro”, do której zalicza się również biomasę pochodzącą z upraw energetycznych. Na etapie prac nad projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii, Ministerstwo Gospodarki rozważało wprowadzenie obowiązków wykorzystania biomasy lokalnej rozumianej, jako pozyskanej z określonego promienia od instalacji, co w zamyśle również miało wspierać rozwój lokalnych upraw energetycznych. Dyskutowane zagadnienie nie znalazło uznania innych podmiotów zaangażowanych w proces legislacyjny, dlatego odstąpiono od jego implementacji. Dodatkowo nie zostało także uruchomione finansowanie z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a bez wsparcia takie działanie nie jest opłacalne. Rynek OZE przesunął się także w kierunku technologii, które zarówno technicznie, organizacyjnie, jak i finansowo stanowiło mniejsze wyzwanie.

4.8. Ocena realizacji kierunku interwencji 2.7. Rozwój energetyczny obszarów podmiejskich i wiejskich

Ten kierunek interwencji należy rozpatrywać z punktu widzenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Wpływ na ten stan ma jednocześnie wiele działań pośrednich. W pierwszej kolejności na uwagę zasługuje poprawa wskaźników określających długość i częstotliwość przerw w dostawach energii elektrycznej (SAIFI i SAIDI), o których mowa w rozdziale 2.2.4. Wpływ na to miały inwestycje poczynione przez operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy podlegają tzw. regulacji jakościowej, co skutkuje lepszą jakością energii dla odbiorców końcowych. W regulacji jakościowej obowiązującej II poł. 2018 r. Prezes URE zobowiązał OSD do wydzielania wskaźników jakości energii w odniesieniu do pięciu typów obszarowych, dzięki czemu wielkości wskaźników będą miały wyższą wartość analityczną.

Warto zauważyć, że odmowy przyłączenia w przypadku klientów indywidualnych praktycznie nie występują – brak możliwości przyłączenia ogranicza się do pojedynczych przypadków w roku. Ze względu na znaczący rozwój energetyki rozproszonej opartej o odnawialne źródła energii znacząca ilość tych przyłączeń obejmuje właśnie obszary wiejskie.

Do obowiązków przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii należy także sporządzanie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię na okres nie krótszy niż 3 lata. Plany te muszą uwzględniać m.in.: miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw lub strategię rozwoju województwa, jak również politykę energetyczną państwa. Przy sporządzaniu projektu planu przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane współpracować m.in. z gminami, a w przypadku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej współpracować z samorządem województwa.

Gminy zobowiązane są art. 19 ustawy – *Prawo energetyczne* do opracowania dokumentów planowania energetycznego, jednakże jednostki te niedostatecznie wywiązują się z tego obowiązku. Opracowanie takiego dokumentu strukturyzuje i określa kierunek działań oraz priorytety rozwojowe danej gminy w obszarze energetycznym, ale brak dokumentu planistycznego gminy nie ma decydującego znaczenia dla lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Kluczowe znaczenie w tym obszarze ma planowanie i działalność przedsiębiorstw energetycznych – operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, które muszą realizować szereg obowiązków w stosunku do odbiorców oraz dotyczących pokrycia zapotrzebowania na energię. Przedsiębiorstwa realizują ten obowiązek, co nadzoruje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Tematyka energetyczna w samorządach staje się obszarem coraz silniejszego zainteresowania ze względu na wzrost dbałości o gospodarkę niskoemisyjną, w tym poprawę jakości powietrza, dzięki czemu gminy mimo braku dokumentów planistycznych są silniej zaangażowane w proces zmian. Zapewniony jest coraz większy dostęp do środków wsparcia popularyzacji OZE, wymiany indywidualnych źródeł ciepła oraz racjonalizacji potrzeb energetycznych, co ma pozytywny wpływ na gospodarkę energetyczną.

Szerszy kontekst tego zagadnienia znajduje się w rozdziale 2.2.4. oraz 2.2.5. oraz w opisie wskaźnika (10) w rozdziale 5.

5. Ocena wskaźników monitorowania realizacji Strategii BEiŚ w obszarze energetyki

W celu monitorowania stopnia realizacji celów szczegółowych Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” przypisano im 26 mierników, z czego 10 odnosiło się do sektora energetycznego:

- 1) ODEX (zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej)
- 2) Udział importu gazu ziemnego z kierunku wschodniego w zaopatrzeniu kraju – wskaźnik poglądowy
- 3) Stosunek mocy dyspozycyjnej elektrowni zawodowych i przemysłowych do obciążenia elektrowni w dniu maksymalnego zapotrzebowania w MW
- 4) SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (nieplanowe, min/odbiorcę)
- 5) SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (nieplanowe, szt./odbiorcę)
- 6) Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym – wskaźnik poglądowy
- 7) Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej: odbiorcy inni niż gospodarstwa domowe/gospodarstwa domowe – wskaźnik poglądowy
- 8) Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego
- 9) Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto
- 10) Odsetek gmin posiadających założenia do planów zaopatrzenia w ciepło i energię lub inną formę planowania energetycznego

Poniżej zaprezentowano w ujęciu tabelarycznym dynamikę wskaźników monitorowania realizacji Strategii BEiŚ w roku bazowym 2010, w roku przyjęcia dokumentu (tj. 2014) oraz 2018 r. (w przypadku ODEX i planowania energetycznego dostępne są dane za 2016 i 2018 r.) w odniesieniu do wartości planowanej na 2020 r. Wykonanie mierników rok po roku dostępne jest na stronie internetowej koordynowanej przez Główny Urząd Statystyczny – *Strateg – system monitorowania rozwoju* w zakładce *Strategie i programy* – <http://strateg.stat.gov.pl/>. Większość wskaźników koresponduje z *Polityką energetyczną Polski do 2030 roku* oraz ze wskaźnikami zastosowanymi w tym dokumencie, dlatego w poniższym materiale zastosowano liczne odwołania do wcześniejszych części niniejszego dokumentu.

(1) ODEX (zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej)

Wskaźnik ODEX pokazuje postęp w stosunku do roku bazowego, tj. 2000, w odniesieniu do efektywności energetycznej. Tym samym nie pokazuje bieżącego poziomu intensywności energetycznej, ale zapewnia porównywalność dla kolejnych lat. ODEX jest otrzymywany poprzez agregowanie zmian w jednostkowym zużyciu energii, obserwowanych w danym czasie na określonych poziomach użytkowania końcowego. Wskaźnik jest dostępny z ponad 2-letnim opóźnieniem, ze względu na bardzo duży zakres danych wykorzystywanych w algorytmie.

W analizowanym okresie utrzymana została zadowalająca tendencja spadkowa, choć dalsze postępy mogą być trudne do osiągnięcia ze względu na dużą skalę postępu. Szerszy opis zagadnienia znajduje się w rozdziale 2.1.

Tabela 9. ODEX (zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej) – rok bazowy 2000=100

	2010 (wartość bazowa)	2014	2016	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
ODEX (zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej)	75,8	68,9	66,6	63,0

Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 2006-2016, GUS 2018.

(2) Udział importu gazu ziemnego z kierunku wschodniego w zaopatrzeniu kraju.**(8) Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego**

Osiągnięta została wyraźna tendencja malejąca, co jest skutkiem konsekwentnie wdrożonej polityki państwa i spółek nastawianych na bardziej zdywersyfikowane portfolio kierunków i dostawców paliwa. Szerszy opis zagadnienia znajduje się w rozdziałach 2.2.3. i 2.5.2., a także w rozdziale 3 przy wskaźniku (3).

Tabela 10. Udział importu gazu ziemnego z kierunku wschodniego w zaopatrzeniu kraju – wskaźnik poglądowy. Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego

	2010 (wartość bazowa)	2014	2018	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
Udział importu gazu ziemnego z kierunku wschodniego w zaopatrzeniu kraju [%]	89,1%	75,8%	61,4%	tendencja malejąca
Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [%] – na podstawie sprzedaży do odbiorców końcowych	97,3%	94,7%	81,8%	tendencja malejąca

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME

(4) Stosunek mocy dyspozycyjnej elektrowni zawodowych i przemysłowych do obciążenia elektrowni w dniu maksymalnego zaopatrzenia w MW

W całym analizowanym okresie nie wystąpiły poważne awarie systemu elektroenergetycznego, także w dniach maksymalnego obciążenia sieci. Warto zwrócić uwagę, że moc dyspozycyjna elektrowni zawodowych i przemysłowych w całym okresie wzrastała. Pozwala odpowiadać na wzrost całkowitego zapotrzebowania na energię, ale także wynika ze zmiany struktury bilansu mocy – moce zależne od warunków atmosferycznych wymuszają konieczność zapewniania mocy rezerwowych.

	2010 (wartość bazowa)	2014	2018	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
Dzień maksymalnego zapotrzebowania mocy w roku	26.01	29.01	28.02	–
Mocy dyspozycyjna elektrowni zawodowych i przemysłowych w dniu maksymalnego zapotrzebowania (MW)	28 499	30 127	31 682	–
Obciążenie elektrowni w dniu w dniu maksymalnego zapotrzebowania (MW)	26 359	26 078	26 109	–
Stosunek mocy dyspozycyjnej elektrowni zawodowych i przemysłowych do obciążenia elektrowni w dniu maksymalnego zapotrzebowania (%)	108	116	121	powyżej 115

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME

(5) SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (nieplanowane, min/odbiorcę).**(6) SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstotliwości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (nieplanowane, szt./odbiorcę)**

SAIDI oraz SAIFI są miarą jakości dostaw energii w analizowanym okresie cechują się zadowalającą tendencją spadkową. Wskaźnik czasu przeciętnego czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej (SAIDI) w 2018 r. osiągnął już wartość docelową przewidzianą na 2018 r. Wskaźnik częstości przerw długich wykazuje prawidłową tendencję malejącą. Szerszy kontekst został przedstawiony w rozdziale 2.2.4. – pewność i jakość dostaw energii.

Tabela 11. Wskaźnik SAIDI i SAIFI

	2010 (wartość bazowa)	2014	2018	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy dłuższej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (nieplanowe, min/odbiorcę)	316,1	324	199	200
SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (nieplanowe, szt./odbiorcę)	3,7	3,5	2,9	poniżej 1,5

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME.

(7) Liczba odbiorców posiadających inteligentny licznik energii

Instalacja inteligentnych liczników jest ściśle związana z wdrażaniem inteligentnej sieci elektroenergetycznej, co wymaga ogromnych zmian organizacyjnych, technicznych, technologicznych i regulacyjnych, a przede wszystkim znaczących nakładów finansowych. W analizowanym okresie termin wdrożenia inteligentnej sieci uległ kilkukrotnej zmianie, ze względu na identyfikację dodatkowych barier lub głębszego zasięgu skutków niż pierwotnie przewidywany, czy konieczność uwzględnienia dodatkowych kwestii technicznych. Zgodnie z aktualnymi decyzjami poziom 80% poniższego wskaźnika powinien być osiągnięty do 2028 r.

Tabela 12. Liczba odbiorców posiadających inteligentny licznik energii

	2010 (wartość bazowa)	2014	2018	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
Liczba odbiorców posiadających inteligentny licznik energii [%]	brak danych	2,96%	8,70%	80%

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME

(8) Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej: odbiorcy inni niż gospodarstwa domowe/ gospodarstwa domowe.

Te wskaźniki odnoszą się do konkurencyjności rynku, jednakże trend wzrastający nie jest jednoznaczny. Wzrost liczby zmian sprzedawcy dowodzi temu, że odbiorcy mogą swobodnie zmieniać sprzedawcę energii, a ceny kształtują się konkurencyjnie. Mimo to trzeba mieć na uwadze możliwe nadużycia tj. stosowanie cen dumpingowych, które powodują nowe zaburzenia na rynku. Taka sytuacja nastąpiła na rynku w ostatnich latach, dlatego konieczne było wdrożenie regulacji chroniących odbiorców, którzy mieli zawarte umowy ze sprzedawcami, którzy ogłaszali upadłość na skutek nieracjonalnego zarządzania polityką sprzedażowo-zakupową energii (gdy koszty zakupu energii są wyższe niż przychody ze sprzedaży tej energii odbiorcom, co następuje w szczególności na skutek zbyt ryzykownego podejścia do zakupów energii na giełdzie).

Tabela 13. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej: odbiorcy inni niż gospodarstwa domowe / gospodarstwa domowe.

	2010 (wartość bazowa)	2014	2018	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	195,32 zł/MWh	163,58 zł/MWh	194,30 zł/MWh	-/ (wskaźnik poglądowy)
Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej: odbiorcy inni niż gospodarstwa domowe	7 611	144 508	201 959	-/ (wskaźnik poglądowy)
Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej: odbiorcy gospodarstwa domowe	1 365	284 160	605 004	-/ (wskaźnik poglądowy)

Źródło: Opracowanie własne.

(9) Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto

Niniejszy wskaźnik występował także w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*. W związku z powyższym opis zmian znajduje się w części 3 w punkcie (3), a szerszy kontekst przedstawia rozdział 2.4.

Tabela 14. Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto

	2010 (wartość bazowa)	2014	2017	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto	9,5%	11,5%	10,9%	min. 15%

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME.

(10) Odsetek gmin posiadających założenia do planów zaopatrzenia w ciepło i energię lub inną formę planowania energetycznego

Stopień realizacji obowiązku nie jest zadowalający, ale problem jest dość złożony – nie tylko ze względu na brak środków w gminach na opracowanie takich dokumentów, ale także ze względu na wielokrotnie niską jakość ich wykonania. Szerszy kontekst przedstawiają rozdziały 2.2.4, 2.2.5 oraz 4.8.

Tabela 15. Odsetek gmin posiadających założenia do planów zaopatrzenia w ciepło i energię lub inną formę planowania energetycznego

	2010 (wartość bazowa)	2014	2018	2020 (wartość planowana w BEiŚ)
Odsetek gmin posiadających dokument planowania energetycznego	brak danych	20%	21,8%	100%

Źródło: opracowanie na podstawie danych ME.

6. Finansowanie

Działania służące realizacji PEP2030 były finansowane ze środków zarówno publicznych, jak i prywatnych, krajowych, unijnych i zagranicznych (pozaunijnych). Poniżej znajduje się podsumowanie dotyczące głównych środków, które stanowiły źródła finansowania realizacji dotychczasowej polityki energetycznej państwa.

6.1. Środki krajowe**Środki publiczne**

Do **wydatków publicznych** należy zaliczyć wydatki na administrację publiczną oraz jednostek sektora publicznego, a także różnego rodzaju fundusze celowe, czy systemy wsparcia.

Na szczególną uwagę zasługuje działalność i środki przeznaczone przez **Narodowy Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej** oraz jego oddziały wojewódzkie, które wspierały poprawę efektywności energetycznej, rozwój niskoemisyjnych źródeł energii, ciepłownictwo systemowe, transport niskoemisyjny, edukację ekologiczną oraz inne szeroko pojęte zielone inwestycje. Wsparcie ma charakter zarówno zwrotny, jak i bezzwrotny.

Następnie wskazać należy fundusze celowe. Obsługiwany przez Bank Gospodarstwa Krajowego **Fundusz Termomodernizacji i Remontów** wspiera przedsięwzięcia termomodernizacyjne różnych podmiotów – od osób fizycznych, przez wspólnoty mieszkaniowe po jednostki samorządu. Powołany w 2018 r. **Fundusz Transportu Niskoemisyjnego** ma na celu rozwój elektromobilności i transportu opartego na paliwach alternatywnych.

Ogromne znaczenie miały nakłady **poczynione za pośrednictwem jednostek naukowo-badawczych**, które przyczyniały się do poszukiwania nowych rozwiązań, które służyły różnym elementom celu polityki energetycznej państwa. Od wzrostu

bezpieczeństwa energetycznego, przez lepsze wykorzystanie surowców po działania redukujące wpływ sektora na środowisko.

Mechanizmy wsparcia systemowego

Istotne znaczenie miały także wdrożone i obowiązujące w analizowanym okresie **mechanizmy wsparcia systemowego**. Mają one charakter pomocy publicznej, dlatego również należy je zaliczyć do środków publicznych. Kluczowe systemy wsparcia:

- **System wsparcia energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii** – to finansowanie ogromnej skali realizowane poprzez tzw. zielone certyfikaty, aukcje na zakup energii elektrycznej z OZE, dedykowane taryfy, program prosument, opusty, ulgi akcyzowe, ale także pierwszeństwo wprowadzania energii z OZE do sieci, realizację Narodowego Celu Wskaźnikowego.
- **System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji** – do końca 2018 r. funkcjonował system oparty o świadectwa pochodzenia energii z kogeneracji, z uwzględnieniem mocy i paliwa zasilającego instalację. W 2019 r. wprowadzono nowy system wsparcia oparty o system premiowy.
- **System wsparcia poprawy efektywności energetycznej** – opiera się przede wszystkim na tzw. białych certyfikatach, które pozwalają na realizację obowiązku podmiotom zobowiązanym, które nie wykazały realizacji celu w ramach swojej działalności.

Poniżej zamieszczono listę tzw. **kolorowych certyfikatów**, czyli praw majątkowych, które funkcjonowały w analizowanym okresie – zakup certyfikatów miał na celu wykazanie realizacji obowiązków nakładanych na poszczególne podmioty, które nie zrealizowały ich w ramach swojej działalności:

- zielone – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- czerwone – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- żółte lub niebieskie – świadectwa pochodzenia z małych źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW,
- fioletowe – świadectwa pochodzenia energii ze źródeł wykorzystujących gaz z odmetanowania kopalń lub biogaz,
- pomarańczowe – świadectwa pochodzenia energii ze źródeł zaopatrzonych w instalacje wychwytywania i zatlaczania dwutlenku węgla,
- błękitne – świadectwa pochodzenia energii z nowych, wysokosprawnych źródeł,
- białe – świadectwa realizacji przedsięwzięć proefektywnościowych, mające na celu promowanie poprawy efektywności energetycznej i obniżanie zużycia energii końcowej.

Środki prywatne

Środki prywatne to przede wszystkim inwestycje przedsiębiorstw we wszystkich wskazanych w PEP2030 obszarach. Ponoszenie nakładów wynikało z konieczności dostosowania do regulacji, ale także z chęci i potrzeby usprawniania procesów, zwiększania konkurencyjności, rozszerzania oferty swojej działalności, czy zwiększania udziału w rynku poszczególnych podsektorów paliwowo-energetycznych.

6.2. Środki Unii Europejskiej

Wiele inwestycji w sektorze energetycznym nie byłoby możliwych bez wsparcia **środkami unijnymi**. Budżet Unii Europejskiej tworzą głównie dochody pochodzące z państw członkowskich, obecnie osiąga on poziom ok. 1% dochodu narodowego brutto UE. Obok bezzwrotnych dotacji Unia Europejska udostępnia tzw. instrumenty zwrotne, czyli pożyczki i kredyty. Korzystać z nich mogą zarówno przedsiębiorcy, jak i samorządy. Szczególnie istotne dla finansowania realizacji PEP2030 miały fundusze, programy i instrumenty finansowe wskazane poniżej.²⁰

²⁰ Więcej o funduszach europejskich można dowiedzieć się na dedykowanej stronie internetowej: <https://www.gov.pl/web/inwestycje-rozwoj/dowiedz-sie-wiecej-o-funduszach-europejskich>

Szczególne znaczenie w finansowaniu inwestycji energetycznych ma **Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko** (POIiŚ). W perspektywie finansowej POIiŚ na lata 2007-2013 na energetykę alokacja wyniosła ok. 1,7 mld EUR, co stanowiło ok. 6% środków przeznaczonych na POIiŚ dla Polski (aż 70% wsparcia przeznaczone było na transport). Kwota ta przeznaczona była na działania w ramach *Priorytetu IX Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna* oraz *Priorytetu X Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii*. Pośrednio wpływ na realizację działań w obszarze polityki energetycznej miały także działania realizowane np. w ramach *Priorytetu XIV Pomoc techniczna – Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego*, czy *Priorytetu XV Pomoc techniczna – Fundusz Spójności*. W efekcie dofinansowania w obszarze energetyki m.in. zbudowano 2 536 km sieci gazociągów, 560 obiektów poddanych zostało termomodernizacji, zbudowano 917 MW zainstalowanej mocy elektrycznej.

Z całkowitej kwoty ponad 82 mld EUR, którą Polska otrzymała z budżetu Unii Europejskiej w latach 2014-2020, ponad 27 mld EUR przeznaczono na POIiŚ, z czego ok. 10% wspiera energetykę (ok. 12 mld PLN). Główne działania skupione są wokół *Osi priorytetowej I – Zmniejszenie emisyjności gospodarki* (budżetu ok. 1,8 mld EUR) oraz *Osi priorytetowej VII – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego* (budżetu ok. 1 mld EUR). Docelowe efekty realizacji projektów nakierowanych na zmniejszenie emisyjności gospodarki (*I oś priorytetowa*) to roczny spadek emisji gazów cieplarnianych o 0,875 mln t eqCO₂, zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o ok. 5 mln GJ rocznie, oszczędność energii elektrycznej ok. 121,5 GWh, termomodernizacja co najmniej 452 budynków, budowa lub modernizacja 1180 km sieci ciepłowniczej. Projekty związane z poprawą bezpieczeństwa energetycznego (*VII oś priorytetowa*) mają skutkować modernizacją lub budową 717 km sieci przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ok. 936 km gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych. Tabela poniżej przedstawia szacunek alokacji środków finansowych POIiŚ w obu perspektywach finansowych.

Tabela 16. Szacunek alokacji środków POIiŚ w mln EUR, w dwóch perspektywach finansowych, na podstawie SzOOP POIiŚ i struktury dofinansowanych projektów w poszczególnych działaniach, stan na koniec I półrocza 2019 r.

Typy projektów	2007-2013	2014-2020
OZE	361,61	150,00
Efektywność energetyczna w budynkach	106,97	486,54
Efektywność energetyczna w przedsiębiorstwach	0,00	78,11
Sieci ciepłownicze	166,06	559,20
Wysokosprawna kogeneracja	46,66	200,88
Infrastruktura elektroenergetyczna	342,42	573,67
Infrastruktura gazowa	591,73	750,00

Źródło: na podstawie danych ME.

Strumień wsparcia finansowego jest związany z unijną **polityką spójności UE**. Jej szczególnymi priorytetami w okresie finansowania 2014–2020 wskazano inteligentne formy mobilności, mobilność w miastach, transport multimodalny i transport ekologiczny, jak również inwestycje infrastrukturalne w zakresie inteligentnych systemów dystrybucji, magazynowania i przesyłania energii, zwłaszcza w regionach słabiej rozwiniętych. Ze środków **Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR)** mogą być współfinansowane projekty (realizowane głównie w regionach słabiej rozwiniętych) powiązane z priorytetami inwestycyjnymi w ramach siódmego celu tematycznego: *Poprawa efektywności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw energii w wyniku tworzenia inteligentnych systemów dystrybucji, magazynowania i przesyłu energii oraz integracji rozproszonego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych*.

W inwestycji w systemy energetyczne pomoc ze środków polityki spójności jest ściśle związana z pomocą w ramach **instrumentu „Łącząc Europę”** (w sektorze energii CEF-Energy – *Connecting Europe Facility*) i **Europejskiego Funduszu na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS)**, aby zapewnić komplementarność działań i optymalne powiązanie różnego rodzaju infrastruktury na szczeblu lokalnym, regionalnym, krajowym, makroregionalnym i unijnym. Wsparcie finansowe w ramach CEF-Energy, wspierającego realizację kluczowej infrastruktury w energetyce, transporcie i telekomunikacji możliwe jest dla ściśle określonych działań w ramach projektów wspólnego zainteresowania UE (PCI – *Projects of Common Interest*) na prace przedinwestycyjne lub budowlane w zakresie danego projektu PCI (zgodnie z rozporządzeniem PE i Rady nr 1316/2013 oraz 347/2013).

Europejski Program Energetyczny na rzecz Naprawy Gospodarczej (EPENG) – European Energy Programme for Recovery został ustanowiony unijnym rozporządzeniem (WE) nr 663/2009 w celu finansowania projektów w najważniejszych dziedzinach sektora energetyki: infrastruktura gazowa i elektroenergetyczna; morska energia wiatrowa oraz wychwytywanie

i składowanie dwutlenku węgla. Przekazane dofinansowanie umożliwiło realizację kluczowych zadań w obszarze inwestycji gazowych i elektroenergetycznych, znacząco zmniejszając koszty ponoszone przez polskie podmioty odpowiedzialne za ich realizację, a tym samym redukując wpływ na obciążenia taryfowe polskich odbiorców.

Kolejnym źródłem wsparcia finansowego są środki przeznaczone na **Program rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych (Trans-European Energy Networks, TEN-E)**, które były wskazane jako jeden z priorytetów polityki energetycznej w Unii Europejskiej ze względu na rolę w tworzeniu wewnętrznego rynku energii oraz ze względu na dywersyfikację i zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii. Wsparcie uzyskiwały inwestycje infrastrukturalne gazowe i elektroenergetyczne.

Wsparcie możliwe było do uzyskania także w ramach programu ramowego UE – **Horyzont 2020**, który jest największym w historii UE programem w zakresie **badania naukowych i innowacji**. Struktura programu została oparta na trzech wzajemnie wspierających się priorytetach – doskonała baza naukowa, wiodąca pozycja w przemyśle oraz wyzwania społeczne, uzupełnionych przez dodatkowe cele szczegółowe – upowszechnianie doskonałości i zapewnienie szerszego uczestnictwa, nauka z udziałem społeczeństwa i dla społeczeństwa. Instrument ten ma ogromne znaczenie, gdyż wpływa nie tylko na uzupełnienie luki rozwojowej, ale daje także szansę na osiągnięcia w dziedzinie dalszego rozwoju.

Zauważenia wymaga także **Fundusz Badawczy Węgla i Stali**. wspiera projekty badawcze i innowacyjne w sektorach węgla i stali. Każdego roku uniwersytety, centra badawcze i firmy prywatne mogą starać się o finansowanie projektów obejmujących procesy produkcji, zastosowanie, wykorzystanie i konwersję zasobów, bezpieczeństwo w pracy, ochronę środowiska, ograniczenie emisji CO₂ z użytkowania węgla i produkcji stali. Z Funduszu korzystały w szczególności uczelnie i instytuty naukowe.

Program wsparcia reform strukturalnych, działa od 2017 r. Skierowany jest do instytucji krajowych – przede wszystkim ministerstw, jednostek centralnych oraz samorządów i ma zapewnić wsparcie przy wprowadzaniu reform strukturalnych – instytucjonalnych, administracyjnych oraz reform strukturalnych pobudzających wzrost gospodarczy w państwach członkowskich. Jedną z usług, jakie są realizowane za pośrednictwem tego Programu są prace nad definicją ubóstwa energetycznego oraz narzędziem jego pomiaru.

6.3. Środki zagraniczne, pozaunijne

Mechanizm Finansowy EOG i Norweski Mechanizm Finansowy to bezzwrotna pomoc zagraniczna przyznana przez Islandię, Norwegię i Liechtenstein nowym członkom UE, czyli kilkunastu państwom Europy Środkowej i Południowej oraz państwom bałtyckim. Fundusze te są związane z przystąpieniem do Unii Europejskiej oraz z jednoczesnym wejściem do Europejskiego Obszaru Gospodarczego. W zamian za udzielaną pomoc finansową, państwa-darczyńcy korzystają z dostępu do rynku wewnętrznego UE mimo, że nie są jej członkami. Polska jest największym beneficjentem tych mechanizmów – w II edycji programu (2009-2014) Polsce przyznano 578 mln EUR, zaś w III edycji programu (2014-2021) przyznano nam środki ok. 803 mln EUR z puli 2,8 mld EUR. W ramach II edycji programu większość środków skierowanych była na ochronę środowiska, w tym na wsparcie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii, oraz na program wsparcia rozwoju technologii wychwytywania oraz składowania CO₂. W II edycji podtrzymuje się wsparcie dla OZE oraz poprawy efektywności energetycznej.

Od 1990 r. Polska współpracuje z także z **Bankiem Światowym**, który udziela wsparcia w formie udzielania pożyczek oraz świadczenia pomocy analitycznej i doradczej w różnych obszarach. Od 1990 r. zrealizowano 64 projekty w różnych dziedzinach – od ochrony zdrowia, przez restrukturyzację przedsiębiorstw państwowych i prywatnych, po efektywność energetyczną i łagodzenie zmian klimatycznych, w tym rozwój produkcji energii odnawialnej. Środki z Banku Światowego trafiają do budżetu państwa, a w zamian za przyznane środki, Polska zobowiązuje się do przeprowadzenia różnego rodzaju reform.

Wykaz skrótów

BAT	– najlepsze dostępne techniki, ang. <i>Best Available Techniques</i>
BGK	– Bank Gospodarstwa Krajowego
CHP	– kogeneracja, jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła
CNG	– gaz ziemny w postaci sprężonej, ang. <i>compressed natural gas</i>
GHG	– gazy cieplarniane, ang. <i>greenhouse gases</i>
EJ	– energetyka jądrowa
EU ETS	– Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ , ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>
NCW	– Narodowy Cel Wskaźnikowy
NFOŚiGW	– Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
OTC	– kontrakty bilateralne, ang. <i>over the counter</i>
POIŚ	– Programu Infrastruktura i Środowisko
RPO	– regionalne programy operacyjne
PERN	– Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych
URE	– Urząd Regulacji Energetyki