




**GAZ
ZIEMNY**

W PROCESIE
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ
W POLSCE





Nadzór merytoryczny: DR MARCIN SIENKIEWICZ

Recenzja: DR HAB. INŻ. WALDEMAR SKOMUDEK, PROF. POLITECHNIKI OPOLSKIEJ

Autorzy: KAMIL MOSKWIK
REMIGIUSZ NOWAKOWSKI
ALEKSANDRA PINKAS
DR MARCIN SIENKIEWICZ
PAULINA SROKA
DR ADAM WĘGRZYN



© Copyright by Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych
Wszelkie prawa zastrzeżone.
Wrocław, listopad 2020 r.
ISBN: 978-83-959718-0-8



Raport powstał w ramach grantu udzielonego przez Europejską Fundację Klimatyczną. Raport jest autorską analizą zespołu badawczego DISE i nie jest tożsamy ze stanowiskiem Europejskiej Fundacji Klimatycznej w zakresie rozwoju technologii energetycznych w Polsce.



NOWEMEDIA24.PL
Projekt graficzny
i produkcja publikacji
PIOTR PERZYNA

KAMIL MOSKWIK
REMIGIUSZ NOWAKOWSKI
ALEKSANDRA PINKAS
DR MARCIN SIENKIEWICZ
PAULINA SROKA
DR ADAM WĘGRZYN



GAZ ZIEMNY

W PROCESIE
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ
W POLSCE



DISE
Dolnośląski Instytut
Studiów Energetycznych

WROCLAW
LISTOPAD
2020

Spis treści

Słowo wstępne od Ministra Klimatu i Środowiska	6
Słowo wstępne w imieniu Autorów Raportu	8
Executive Summary	10
Wykaz skrótów	17
Wprowadzenie - założenia i tezy badawcze	20
Rozdział 1.	
Unijne i krajowe założenia strategiczne określające rolę gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej	28
1.1. Podstawy międzynarodoprawne wydania Europejskiego Zielonego Ładu	29
1.2. Geneza i założenia Europejskiego Zielonego Ładu	30
1.3. Europa 2020: strategia Unii Europejskiej na rzecz wzrostu i zatrudnienia	37
1.4. Dyrektywa RED II	41
1.5. Finansowanie inwestycji gazowych w dobie transformacji energetycznej	44
1.6. „Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)”	53
1.7. „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”	61
1.8. Zaktualizowany projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”	68
Rozdział 2.	
Gaz ziemny w aktualnym miksie energetycznym Polski oraz jego rola w procesie transformacji	72
2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce	73
2.2. Stan polskiego miksu energetycznego	76
2.3. Stan liberalizacji rynku gazu w Polsce	83
2.4. Bezpieczeństwo polskiego rynku gazu	94

Rozdział 3.	
Potencjalne możliwości wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w ramach transformacji energetycznej w Polsce	102
3.1. Analiza potencjalnej roli gazu ziemnego w transformacji ciepłownictwa	103
3.2. Perspektywy paliwa gazowego w energetyce	111
3.3. Gazyfikacja kraju	113
3.4. Biometan jako alternatywa dla transformacji polskiego gazownictwa	115
3.5. Dekarbonizacja a transformacja gazownictwa	121
Rozdział 4.	
Scenariusze transformacji energetycznej w Polsce	128
4.1. Założenia i dane wejściowe procesu modelowania	129
4.1.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce	129
4.1.2. Cele w zakresie redukcji emisji CO ₂ oraz udziału OZE w polskiej elektroenergetyce.	130
4.1.3. Istniejące oraz przyszłe moce wytwórcze w Polsce	132
4.1.4. Dostępność paliwa gazowego oraz potencjalna liczba bloków gazowych w Polsce	133
4.1.5. Technologie wytwórcze („kandydaci”) oraz ich podstawowe parametry	137
4.1.6. Technologie magazynowania energii elektrycznej	140
4.1.7. Ceny paliw oraz uprawnień do emisji CO ₂	141
4.2. Metodyka modelowania	150
4.3. Wyniki modelowania	151
4.3.1. Wyniki modelowania w porównaniu z PEP2040 z września 2020 r.	164
4.4. Konkluzje w zakresie modelu transformacji energetycznej w Polsce	165
Wnioski i rekomendacje	168
Autorzy Raportu	174



Słowo wstępne od Ministra Klimatu i Środowiska Michała Kurtyki

Szanowni Państwo,

opracowany przez Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych raport, który mam przyjemność przedstawić Państwu, idealnie wpasowuje się w prowadzoną na wielu forach dyskusję na temat transformacji energetycznej i interesującą szczególnie uczestników rynku w Polsce roli gazu ziemnego w tej transformacji. Dlatego tak cenny jest każdy głos w tej debacie.

Niniejsza publikacja porusza bardzo ważny, nie tylko dla sektora gazowego, ale również dla całego sektora energetycznego i gospodarki, temat umiejscowienia gazu ziemnego zarówno w europejskich strategiach, jak i w krajowym miksie energetycznym.

Wiemy, że Polska stoi przed wyzwaniem budowy w najbliższych latach nowego systemu energetycznego i gospodarki opartej o zeroemisyjne źródła energii, tak aby sprostać stawianym jej wyzwaniom klimatycznym. Wierzę, że Polska może aktywnie uczestniczyć we wspólnej europejskiej walce na rzecz ograniczenia wpływu naszego kontynentu na klimat.

Warto przy tym pamiętać, że osiągnięcie ustanowionych przez Komisję Europejską ambitnych celów w zakresie gospodarki zeroemisyjnej wymaga od poszczególnych państw członkowskich Unii Europejskiej wzmoczonych wysiłków i zróżnicowanych działań. W przypadku Polski zmiana miksu energetycznego niezaprzeczalnie wiąże się z gazem ziemnym, który w początkowej fazie transformacji powinien zastępować bardziej emisyjne paliwa – przede wszystkim w sektorze elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym. Natomiast w dalszej perspektywie – w miarę zwiększania udziału w miksie energetycznym odnawialnych źródeł energii – to właśnie jednostki wytwórcze oparte o paliwa gazowe mogą gwarantować zbilansowanie systemu elektroenergetycznego ze względu na fakt, że dysponują największym potencjałem w zakresie zapewnienia odpowiednich mocy rezerwowych w przypadku niedoboru energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii.

W moim odczuciu przyszłość sektora gazowego kształtuje się optymistycznie, pod warunkiem jednak szybkiego włączenia się przedsiębiorstw energetycznych w prace na rzecz popularyzacji gazów zdekarbonizowanych, takich jak biometan czy wodór. Nie można zapominać, że sieci gazowe mogą służyć nowym łańcuchom wartości w tym obszarze.

Zapraszam Państwa do lektury niniejszego opracowania, które w moim odczuciu stanowi istotny głos w szerokiej debacie dotyczącej transformacji energetycznej.

Michał Kurtyka

Minister Klimatu i Środowiska



Słowo wstępne w imieniu Autorów Raportu

Szanowni Państwo,

mamy przyjemność oddać w Państwa ręce autorski Raport DISE pt. *Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce*. Raport został zrealizowany w ramach grantu udzielonego przez Europejską Fundację Klimatyczną. Jest to pierwsze kompleksowe opracowanie poddające analizie rolę paliwa gazowego w procesie odchodzenia od paliw kopalnych i wdrażania na dużą skalę odnawialnych źródeł energii w Polsce.

Raport stanowi pionierską analizę polskiej, niełatwej drogi do osiągnięcia neutralności klimatycznej na płaszczyźnie: prawnej, ekonomicznej, technicznej i społecznej. Nasi eksperci wyjaśniają indywidualny charakter planów osiągnięcia wspólnego celu neutralności klimatycznej, dokonują oceny potencjału wykorzystania technologii gazowych w procesie transformacji polskiej energetyki. W raporcie analizujemy również możliwość integracji sektorów, której efektem będzie funkcjonowanie hybrydowego systemu elektroenergetycznego, opartego o źródła gazowe, OZE oraz instalacje magazynowania energii z wykorzystaniem wodoru.

Opracowanie jest próbą odpowiedzi na pytanie, kiedy Polska może osiągnąć neutralność klimatyczną? Konfrontujemy scenariusz zdywersyfikowany z ambicjami unijnymi oraz szacujemy koszt polskiej transformacji energetycznej. Jednocześnie postulujemy harmonizację ram prawnych, pozwalających na skuteczną realizację polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

w imieniu Autorów

Remigiusz Nowakowski

Prezes Zarządu DISE



Executive Summary

Transformacja energetyczna odbywająca się pod wpływem globalnych megatrendów – dekarbonizacja, rozwój OZE, elektryfikacja transportu i ciepłownictwa, efektywność energetyczna – ma istotny wpływ na określenie perspektywy wykorzystania paliw kopalnych jako nośników energii. Gaz ziemny może pełnić rolę paliwa przejściowego i stanowić tym samym rozwiązanie pomostowe w procesie zmian zachodzących w polskiej energetyce, której miks paliwowy jest oparty wciąż w ok. 75 proc. na węglu kamiennym i brunatnym. Rola gazu w fazie transformacji powinna być rozpatrywana w odniesieniu do struktury paliw wykorzystywanych do produkcji energii oraz możliwości ich zastąpienia alternatywnymi rozwiązaniami, przy jednoczesnym zagwarantowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego i w związku z tym może mieć odmienny charakter w poszczególnych państwach.

Gaz ziemny przez wiele lat uznawany był za paliwo z dużym potencjałem na przyszłość w energetyce. Jego walorem była istotnie niższa emisyjność w porównaniu z innymi paliwami kopalnymi, jak węgiel czy ropa naftowa. Na świecie w szybkim tempie rozwijały się technologie turbin oraz silników gazowych, a ich producenci oferowali rozwiązania cechujące się wysoką sprawnością przemiany paliwa w energię oraz znaczącą elastycznością pracy, w zależności od zapotrzebowania systemu energetycznego. Ograniczone geograficznie zasoby oraz wysokie koszty budowy infrastruktury przesyłowej sprawiały jednak, że koszt paliwa gazowego był zdecydowanie wyższy niż innych paliw konwencjonalnych, a jego zastosowanie w energetyce ograniczone. W ostatnich latach ta sytuacja uległa zmianie, głównie dzięki znaczącemu wzrostowi podaży gazu płynnego LNG, którego znaczne ilości trafiają na rynki globalne z USA, w wyniku tzw. „rewolucji łupkowej”. W Polsce dodatkową barierą wykorzystania w energetyce gazu ziemnego na szerszą skalę było uzależnianie od jednego kierunku dostaw i wykorzystywane przez Rosję – głównego producenta gazu w Europie – swojej dominującej pozycji do celów politycznych. W wyniku decyzji strategicznych polskiego rządu, doprowadzono jednak do budowy terminalu LNG w Świnoujściu oraz znacznej rozbudowy połączeń transgranicznych, których efektem jest realna dywersyfikacja kierunków dostaw. Otworzyło to drogę do zwiększenia roli gazu ziemnego w energetyce i jego wykorzystania w procesie zastępowania części generacji na węglu kamiennym i brunatnym, a także wsparcia rozwoju technologii OZE poprzez możliwość szybkiego reagowania i kompensowania zapotrzebowania na energię w okresach mniejszej produkcji z OZE.

Przystępując do Unii Europejskiej, Polska zobowiązała się w traktatach akcesyjnych do realizowania celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, co ma z kolei istotny wpływ na kształtowanie naszego miks paliwowy. Komisja Europejska postawiła sobie za cel uczynienie Europy kontynentem neutralnym dla klimatu do 2050 r., jednocześnie proponując przyjęcie nowej długofalowej polityki, której fundamentem jest tzw. **Europejski Zielony Ład** (ang. *European Green Deal*). W ostatnim czasie zarekomendowano także zwiększenie redukcji emisji CO₂ do 2030 r. z planowanych 40 proc. do 50 proc. lub nawet 55 proc.

Funkcja gazu ziemnego w koncepcji transformacji energetycznej zawartej w **Europejskim Zielonym Ładzie** nie została sprecyzowana. Jedyny wyraźny postulat sformułowany wobec tego paliwa to obniżenie emisyjności sektora gazowego. Mechanizm sprawiedliwej transformacji nie odnosi się jasno do możliwości finansowania inwestycji w sektorze gazu ziemnego. Gaz ziemny od 2022 r. będzie wykluczony ze wsparcia finansowego Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Jest to pokłosiem decyzji z 14 listopada 2019 r., w której EBI przyjął nowy standard wydajności emisji dla kredytowania inwestycji tj. 250 gramów CO₂/kWh, który zastąpi obecny standard 550 g CO₂ / kWh stosowany do kwalifikacji jednostek wytwórczych, do zdolności korzystania z mechanizmów wsparcia w ramach tzw. „rynku mocy”.

Ostateczne stanowisko Komisji Europejskiej w sprawie roli gazu ziemnego w transformacji energetycznej jest jeszcze niewypracowane. Jednocześnie ze strony Komisji Europejskiej płyną skierowane do opinii publicznej komunikaty, w których wskazuje się, że gaz ziemny może zyskać status paliwa pomostowego w procesie transformacji europejskiej energetyki. Takie powtarzające się sygnały świadczą o obecności w Brukseli poglądu o nadaniu paliwu gazowemu określonego statusu w okresie przechodzenia energetyki do modelu gospodarki neutralnej klimatycznie. To wyważone podejście do przyszłości gazu ziemnego jest jednak konfrontowane z radykalnymi postawami zakładającymi docelowe wyeliminowanie paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego, aby osiągnąć cele ogłoszonego przez Komisję Europejską w 2019 r. **Europejskiego Zielonego Ładu**. Naczelnym celem tej nowej strategii ma być zbudowanie neutralnych dla klimatu gospodarek zeroemisyjnych.

Ostatecznie dążenia Komisji mogą zmierzać do pełnej dekarbonizacji, obejmującej także gaz ziemny, który nie tak dawno uznawany był przez Unie Europejską za przyjazne środowisku „błękitne paliwo”.

Polityka energetyczno-klimatyczna UE (cele redukcji emisji CO₂), a także ekonomika energetyki węglowej (powodowana głównie cenami uprawnień do emisji CO₂) może doprowadzić do całkowitego odejścia od wykorzystania paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej po 2035 lub 2040 r. W obliczu odejścia od węgla, pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną oparte będzie o źródła wykorzystujące gaz ziemny (źródła CCGT – bloki gazowo-parowe), odnawialne źródła energii (OZE) – wiatrowe offshore i onshore oraz fotowoltaikę – a także bloki jądrowe oraz turbiny wodorowe.

Rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w procesie sprawiedliwej, ekonomicznie akceptowalnej i zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne transformacji, może okazać się istotna. Prawdopodobnie ewolucyjna zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w kierunku maksymalizacji udziału odnawialnych źródeł energii, wymagać będzie zastosowania technologii i paliw pomostowych.

Polska energetyka przechodząc transformację musi zatem oprzeć się na przejściowych technologiach i paliwach, które pomogą jej bez większych perturbacji dla całej gospodarki narodowej osiągnąć stan neutralności klimatycznej. W ocenie autorów Raportu taką rolę w sektorze elektroenergetycznym oraz ciepłownictwem w Polsce na pewnym etapie może spełnić gaz ziemny. Będąc najmniej emisyjnym paliwem kopalnym powinien w okresie przejściowym częściowo zastępować węgiel kamienny i brunatny, przejmując jednocześnie rolę stabilizatora całego systemu elektroenergetycznego. Za przyjęciem przez gaz ziemny roli paliwa przejściowego przemawia także komplementarność gazowych źródeł wytwórczych i źródeł odnawialnych,

W ostatecznej ocenie, bazującej na obecnym stanie wiedzy w horyzoncie 2050 r., rozwój polskiej elektroenergetyki w oparciu o źródła gazowe może być o ok. 81 mld PLN tańszy niż system oparty głównie o źródła OZE (jednak warunki finansowania w perspektywie kolejnych 2-3 lat mogą ulec zmianie). Jednocześnie rozwój niskoemisyjnych, elastycznych mocy (np. bloków gazowo-parowych CCGT) pozwoli na stabilizację i regulację pracy systemu opartego w coraz większym stopniu o niesterowalne źródła OZE, a także pozwoli w 2030 r. obniżyć emisję CO₂ o 55 proc. względem roku 2005 oraz o 85 proc. w roku 2050. Rozwój oparty głównie o OZE pozwoli w roku 2050 obniżyć emisję CO₂ o dalsze 10 proc., przy jednocześnie wyższym wymaganym poziomie nakładów inwestycyjnych (łącznie ok. 500 mln PLN do roku 2050) oraz wyższym wymaganym poziomie mocy magazynowych energii elektrycznej w celu stabilizacji systemu, niż miks oparty o źródła gazowe.

Rozwój bloków gazowych pozwoli także na dalsze ich wykorzystanie w obliczu zaostrzania polityki energetyczno-klimatycznej poprzez możliwość konwersji na bezemisyjne źródła spalające wodór. Powstanie nowych jednostek CCGT skutkować będzie istotnym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce, co przełoży się na potrzebę rozwoju infrastruktury transportowo-magazynowej gazu ziemnego w celu zapewnienia wymaganych ilości paliwa.

Istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego będą miały inwestycje w gazową infrastrukturę wytwórczą i przesyłową, ze względu na konieczność lokalizacji dużych jednostek gazowych w miejscach, gdzie KSE najbardziej potrzebuje źródeł o dużej elastyczności ich pracy. Obecna moc osiągalna dla produkcji energii elektrycznej w oparciu o bloki gazowe wynosi 2 976 MW, natomiast po zakończeniu inwestycji w bloki w elektrowniach Dolna Odra, Ostrołęka oraz Żerań (zaplanowano oddanie tego bloku w listopadzie 2020 r.), moc zainstalowana osiągnie w perspektywie najbliższych lat poziom dwukrotnie wyższy tj. 5 875 MW. Planuje się, że do roku 2040 polska gospodarka przeznaczy na cele energetyczne ok. 5 mld m³ gazu rocznie i to w pełni pokryje zapotrzebowanie elektrowni regulacyjnych.

Zarówno dostawy LNG do dwóch terminali regazyfikacyjnych (uwzględniając powstanie terminalu pływającego FSRU), jak i gaz przesyłany systemem Baltic Pipe zmieniają kierunek importu gazu do Polski ze wschodniego na północny.

Gaz ziemny, jako najbardziej przyjazne dla środowiska paliwo kopalne, może stanowić istotne wsparcie w zakresie dalszego obniżenia emisji CO₂, a także emisji SO_x, NO_x, rtęci, pyłów zawieszonych – PM₁₀, PM_{2,5}. Nie jest możliwa całkowita eliminacja emisji CO₂ w przypadku wykorzystania gazu w gospodarce, ale znaczne ich ograniczenie. Planowana redukcja emisji w sektorze ciepłowniczym będzie wymagała uwzględnienia unijnej tendencji do wykorzystania gazu ziemnego jedynie na etapie początkowym transformacji, aby finalnie zastąpić go biometanem oraz wodorem. Ekspertki podkreślają, że obecnie rola gazu ziemnego jest istotna w szczególności dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, jednak w przyszłości infrastruktura służąca do transportu gazu zostanie zmodernizowana tak, aby możliwe było jej zastosowanie do przesyłu wodoru. Przyspieszona ścieżka dekarbonizacji zaproponowana przez Komisję Europejską oparta jest na założeniu całkowitego wyeliminowania gazu ziemnego do 2050 r. na rzecz biometanu oraz wodoru, przy uzyskaniu zmniejszenia zużycia gazu ziemnego o połowę już do 2040 r.

Wykorzystanie biometanu może pomóc w istotnym stopniu w redukcji CO₂ w sektorach transportu i ciepłownictwa. Z analiz wynika, że jest to jeden z najtańszych i najbardziej efektywnych dla gospodarki sposobów na realizację przez Polskę unijnego celu OZE w transporcie na rok 2030, kiedy co najmniej 7 proc. miks paliwowy mają stanowić zaawansowane biopaliwa i biokomponenty.

Decyzje inwestycyjne podejmowane w celu budowy infrastruktury gazowej powinny uwzględniać ryzyko procesu dekarbonizacji sektora gazowego do roku 2050. Zauważalna jest potrzeba stworzenia ram regulacyjnych, umożliwiających rozwijanie tzw. hybrydowych systemów energetycznych, opartych na międzysektorowej współpracy systemów gazowych z systemami elektroenergetycznymi (*sector coupling*), obejmującej np. dopuszczenie posiadania i świadczenia przez OSP (na zasadzie TPA) usług w instalacji „power-to-gas” (P2G), służącej do konwersji energii elektrycznej na wodór czy też wykorzystanie pojemności podziemnych magazynów gazu jako magazynów energii, zatłaczanych np. wodorem z instalacji P2G, które mogą zabezpieczać zarówno potrzeby systemu gazowego, jak i systemu elektroenergetycznego.

Ogrzewanie budynków w przyszłości także oparte ma być przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii, ale znaczący udział w tych działaniach będzie musiał mieć gaz ziemny (sieciowy i LNG), gaz z dodatkiem wodoru lub biometanu produkowanego z odnawialnych źródeł energii elektrycznej i biogazu. Proces „zazieleniania” gazu ziemnego, rozumiany jako wprowadzanie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów bezemisyjnych (wodoru czy biometanu), będzie jednak wymagać znacznego wsparcia Komisji Europejskiej w aspekcie regulacyjnym i ogromnych nakładów finansowych przez rządy krajów implementujących tę technologię w energetyce.

Zważywszy na powyższe, oraz fakt znacznego udziału węgla w miksie paliwowym Polski, można przypuszczać, że gaz ziemny może zyskać status paliwa przejściowego, umożliwiającego wdrożenie w Polsce celów polityki klimatycznej UE. Wymiar czasowy wykorzystania gazu, jako paliwa pomostowego w transformacji polskiej energetyki, będzie określany przez wypadkową wielu czynników o charakterze ekonomicznym, technologicznym i politycznym. Trudne do określenia na tym etapie ich natężenie będzie stymulowało proces transformacji, w ramach którego określony zostanie horyzont czasowy wykorzystania paliwa gazowego w polskiej energetyce.

Executive Summary - english version

The transformation of the power sector taking place under the influence of global megatrends – decarbonization, RES development, electrification of transport and heat engineering, energy efficiency – has a significant impact on determining the perspective of using fossil fuels as energy carriers. Natural gas can act as a transition fuel and thus constitute a bridge solution in the transformation process in Polish energy industry, the fuel mix of which is still based in approx. 75% on hard coal and brown coal. The role of gas in the transformation process should be considered in relation to the structure of fuels used for energy production and the possibility of replacing them with alternative solutions, while ensuring an appropriate level of security of supply, therefore, it may be different in individual countries.

For many years, natural gas has been recognized as a fuel with high potential for the future in the power sector. Its value consisted in significantly lower emissions compared to other fossil fuels such as coal and crude oil. Gas turbine and engine technologies have developed rapidly across the world and their manufacturers have offered solutions characterized by high efficiency of fuel-to-energy conversion and significant flexibility of operation depending on the demand of the power system. However, the geographically limited resources and high costs of construction of the transmission infrastructure caused that the cost of gaseous fuel was significantly higher than of other conventional fuels and its use in the power sector was limited. In recent years, this situation has changed mainly due to a significant increase in LNG, with significant quantities entering global markets from the USA as a result of the so-called “shale gas revolution”. In Poland, the dependence on one supply direction was an additional barrier to the wider use

of natural gas in the power sector, and it was used by Russia – the main gas producer in Europe – for political purposes. However, the strategic decisions of the Polish government led to the construction of the LNG terminal and significant extension of cross-border links, which resulted in significant diversification of supply directions. This opened a way to increase the role of natural gas in the power sector and to use it in the process of replacing part of the hard and brown coal based generation, as well as support for RES technologies through the possibility of quick response and compensation of energy demand in periods of lower generation from RES.

When joining the European Union, Poland has committed itself in the Treaties of Accession to meet the targets for the reduction of greenhouse gas emissions, which in turn has a significant impact on the shaping of our fuel mix. The European Commission has set itself the objective of making Europe a climate-neutral continent by 2050, at the same time proposing the adoption of a new long-term policy, based on the so-called “European Green Deal”. Recently, it was also recommended to increase the reduction of CO₂ emissions by 2030 from the planned 40% to 50% or 55%.

The function of natural gas in the energy transformation concept of the “European Green Deal” has not been clarified. The only explicit request made for this fuel is to reduce the emissions of the gas sector. A fair transformation mechanism does not clearly address the possibility of financing investments in the natural gas sector. From 2022, natural gas will be excluded from the financial support of the European Investment Bank. This is the outcome of the decision of November 14, 2019, in which the EIB adopted a new emission efficiency standard for providing loans to investments, i.e. 250 grams of CO₂/kWh, which will replace the current standard of 550 g of CO₂/kWh used to qualify the generating units for the ability to use support mechanisms under the so-called “power market”.

The final position of the European Commission on the role of natural gas in the energy transition is still pending. At the same time, the European Commission sends messages to the public indicating that natural gas can act as a bridge fuel in the process of transforming the European energy sector. Such repeated signals show that there is a view in Brussels that the gas fuel was given a specific status during the transition of the power sector to the climate neutral economy model. However, this balanced approach to the future of natural gas is confronted with radical attitudes aimed at the ultimate eliminating of fossil fuels, including natural gas, in order to achieve the objectives of the European Green Deal announced by the European Commission in 2019. The primary objective of this new strategy is to build climate neutral, zero-emission economies.

Finally, the Commission’s efforts may aim at full decarbonisation, also including natural gas, which had been recognized by the European Union as an environmentally friendly “blue fuel” not so long ago. The primary objective of this new strategy is to build climate neutral, zero-emission economies.

The EU energy and climate policy (CO₂ emission reduction objectives) as well as the economy of the coal power sector (mainly caused by the prices of CO₂ emission allowances) may lead to a complete departure from the use of coal fuels in electric power generation following 2035 or 2040. In the face of the departure from coal, the coverage of electricity demand will be based on sources using natural gas (CCGT sources – Combined Cycle Gas Turbine), renewable energy sources (RES) – offshore and onshore wind sources and photovoltaics – as well as nuclear sources and hydrogen turbines.

The role of natural gas as a transitional fuel in the process transformation that is fair, economically acceptable and provides energy security, may prove important. The evolutionary change in the electric power generation structure in Poland, towards maximizing the share of renewable energy sources, requires the use of bridge technologies and fuels.

Therefore, the Polish energy sector, undergoing the transformation, must rely on transitional technologies and fuels which will help it achieve the condition of climate neutrality without major perturbations for the entire national economy. In the opinion of the authors of the Report, natural gas may fulfill such role in the power sector and in the heat engineering sector in Poland. Being the least emissive fossil fuel, it should partially replace hard coal and brown coal during the transition period, at the same time taking over the role of stabilizer of the entire power system. The adoption of the role of transitional fuel by natural gas is also supported by the complementarity of gas generation sources and renewable sources.

In the final assessment based on the current state of knowledge in the 2050 horizon, the development of the Polish power industry based on gas sources may be approx. PLN 81 billion cheaper than the system based mainly on RES sources (however, financing conditions may change in the next 2-3 years). At the same time, the development of low-emission, flexible CCGT generating capacities will allow for stabilization and regulation of the system operation, based increasingly on uncontrollable RES sources, and will allow for reduction of CO₂ emissions by 55% in 2030 compared to 2005 and by 85% in 2050. Development based mainly on RES will allow for reduction of CO₂ emissions by further 10% in 2050, simultaneously at higher required level of capital expenditures (in total approx. PLN 500 million by 2050) and higher required level of electricity storage capacity in order to stabilize the system – in comparison with the mix based on gas sources.

The development of CCGT units will also allow for their further use in the face of tightening the energy and climate policy through the possibility of conversion to emission-free sources burning hydrogen. Development based on CCGT units will result in a significant increase in the natural gas demand in Poland, which will translate into the need to develop the natural gas transport and storage infrastructure in order to ensure the required amount of fuel.

Investments in gas generation and transmission infrastructure will be important for balancing the power system due to the need to locate large gas units in places where the NPS needs the most the sources of high operation flexibility. The current available capacity for electric power generation based on gas power units is 2,976 MW, whereas after completion of the investment project in power units in Dolna Odra, Ostrołęka and Żerań power plants (this power unit is planned for handover in November 2020), the installed power will reach twice the level, i.e. 5,875 MW, in the next few years. It is planned that by 2040 the Polish economy will allocate approx. 5 billion m³ of gas per year and this will fully cover the demand of the balancing power plants. Both LNG supplies to the two regasification terminals and the gas sent through the Baltic Pipe system change the direction of gas import to Poland from eastern to northern.

Natural gas, as the most environmentally friendly fossil fuel, can provide important support for further reduction of CO₂ emissions as well as SO_x, NO_x, mercury vapors, PM10, PM2.5 emissions. It is not possible to completely eliminate CO₂ emissions if gas is used in the economy, but it is possible to significantly reduce them. The planned reduction of emissions in the heat engineering sector will require taking into account the EU tendency to use natural gas only at the initial stage of the transformation in order to eventually replace it with biomethane and hydrogen. The experts stress that, in fact, the role of natural gas is currently extremely important in particular to ensure energy security, but in the future, the gas transport infrastructure will be modernized so that it can be used for hydrogen transmission.

The use of biomethane can help to significantly reduce CO₂ in the transport and heat engineering sectors. The analyses show that this is one of the cheapest and most effective methods for the Polish economy to meet the EU RES objective in transport for 2030, when at least 7% of the fuel mix is to be made up of advanced biofuels and biocomponents.

Decisions on investments made in the construction of gas infrastructure should take into account the risk of the gas sector decarbonisation process by 2050. It is noticeable that there is a need to create a regulatory framework enabling the development of the so-called hybrid energy systems, based on cross-sectoral cooperation of gas systems with power systems, including e.g. the approval of the having and provision by TSO (on TPA basis) of services in the "power-to-gas" (P2G) system used for conversion of electricity into hydrogen or the use of the capacity of underground gas storage facilities as energy storage facilities, injected e.g. with hydrogen from the P2G system, which may secure both the needs of the gas system and the power system.

Heating of buildings in the future is also to be primarily based on renewable energy sources, but a significant contribution to these activities will have to be made by natural gas (network gas and LNG), gas with the addition of hydrogen or biomethane produced from renewable energy sources and biogas.

The process of "greening" of natural gas, understood as introducing natural gas with the addition of renewable gases (hydrogen or biomethane) into the cycle – will, however, require significant support from the European Commission in the regulatory aspect and huge financial outlays by governments of countries implementing this technology in the power sector.

Considering the above and the significant share of coal in the Polish fuel mix, it should be concluded that natural gas will act as a transitional fuel enabling to implement the EU climate policy objectives in Poland. The time frames of using gas as a bridge fuel in the transformation of the Polish power sector will be longer than in other EU countries, probably exceeding the 2050 perspective, which has a technical, economic and social justification.

Wykaz skrótów

BAU	– Business as Usual – scenariusz kontynuacji stanu obecnego
CBAM	– Carbon Border Adjustment Mechanism – graniczny podatek węglowy
CCGT	– Combined Cycle Gas Turbine (opalana gazem ziemnym jednostka wytwórcza energii elektrycznej pracująca w trybie łączonym, tj. turbiny gazowej oraz turbiny parowej), blok gazowo-parowy
CCGT_CCU	– Combined Cycle Gas Turbine Carbon Capture and Utilisation – jednostka CCGT z technologią pozwalającą na wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla
CEM	– Capacity Expansion Model – model ekspansji mocy wytwórczych
CO₂	– dwutlenek węgla
CNG	– Compressed Natural Gas – sprężony gaz ziemny
DSR	– Demand Side Response – czasowa redukcja poboru mocy
Dyrektywa OZE	– Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (L 328/82)
E	– gaz ziemny wysokometanowy typu E (dawniej GZ50)
EC	– elektrociepłownia
En. el.	– energia elektryczna
EU ETS	– European Union Emissions Trading System – system handlu uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej
EUA	– European Union Allowance – jednostkowe uprawnienie do emisji
FOM	– Fixed Operations and Maintenance – koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej
FSRU	– Floating Storage and Regasification Unit – pływający terminal regazyfikacyjno-magazynowy gazu ziemnego
FST	– Fundusz Sprawiedliwej Transformacji
GJ	– gigadżul
GWe	– gigawat mocy elektrycznej
GWh	– gigawatogodzina
GZW	– gaz ziemny wysokometanowy
HFCs	– hydrofluorocarbons – fluorowęglowodory
ITRE	– Industry, Research and Energy Committee – Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego

JKZ	– jednostkowy koszt zmienny wytwarzania energii elektrycznej
JWCD / nJWCD	– jednostka wytwórcza centralnie dysponowana / jednostka wytwórcza niebędąca w centralnej dyspozycji operatora systemu przesyłowego
KE	– Komisja Europejska
KOBIZE	– Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	– Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
kWh	– kilowatogodzina
LCOE	– Levelised Cost Of Electricity – porównawczy łączny jednostkowy koszt energii elektrycznej uwzględniający nakłady inwestycyjne, koszty zmienne oraz stałe wytwarzania, a także okres życia danej technologii wytwórczej oraz potencjalną produkcję energii elektrycznej na przestrzeni życia instalacji
LNG	– Liquefied Natural Gas – skroplony gaz ziemny
LRF	– Linear Reduction Factor – liniowy współczynnik redukcji
Ls	– gaz ziemny zaazotowany typu Ls (dawniej GZ35)
Lw	– gaz ziemny zaazotowany typu Lw (dawniej GZ41,5)
Mg	– megagram (tona)
MJ	– megadżul
MSR	– Market Stability Reserve – rezerwa stabilności rynkowej
MWe	– megawat mocy elektrycznej
MWh	– megawatogodzina
NECP	– National Energy and Climate Plans
OCGT	– Open Cycle Gas Turbine – opalana gazem ziemnym jednostka wytwórcza energii elektrycznej pracująca w trybie prostym, tj. turbiny gazowej
Offshore	– jednostka wytwórcza energii elektrycznej wykorzystująca energię wiatrów morskich
Onshore	– jednostka wytwórcza energii elektrycznej wykorzystująca energię wiatrów lądowych
OSD	– operator systemu dystrybucyjnego
OSM	– operator systemu magazynowego OSP – operator systemu przesyłowego
OZE	– odnawialne źródła energii
PEP2040	– Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. – streszczenie (dokument z dnia 8 września 2020 r.)

PFCs	– perfluorocarbons – perfluorowęglowodory
PKB	– produkt krajowy brutto
PRSP	– Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej – dokument PSE pt. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 z czerwca 2020 r.
PSE	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PSEW	– Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
PV	– photovoltaics – jednostka wytwórcza energii elektrycznej wykorzystująca energię słoneczną i efekt fotowoltaiczny
REGI	– Committee on Regional Development – Komisja Rozwoju Regionalnego
RDBg	– Rynek Dnia Bieżącego gazu
RDNg	– Rynek Dnia Następnego gazu
RTTg	– Rynek Terminowy Towarowy gazu
SGH	– Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
SOR	– Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)
TFUE	– Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej
TPA	– Third Party Access – zasada polegająca na udostępnieniu osobom trzecim swojej infrastruktury sieciowej w celu dostarczenia usług klientom.
TSUE	– Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej
TUE	– Traktat o Unii Europejskiej
TWh	– terawatogodzina
UE	– Unia Europejska
UE15	– Kraje tworzące Unię Europejską przed akcesją nowych członków w 2004 r. Są to: Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Szwecja, Wielka Brytania oraz Włochy. Państwa te określane są również jako „Stara Unia”
VOM	– Variable Operations and Maintenance, pozapaliwowe koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej
WB	– węgiel brunatny
WK	– węgiel kamienny
WKE	– węgiel kamienny energetyczny

Wprowadzenie - założenia i tezy badawcze

Cele Raportu

Wprowadzenie – założenia i tezy badawcze

Ogłoszony przez Komisję Europejską w 2019 r. **Europejski Zielony Ład** (ang. *European Green Deal*) zapowiada przeprowadzenie jakościowej zmiany w funkcjonowaniu wszystkich zasadniczych segmentów gospodarek państw europejskich. Jednym z nich jest sektor energetyczny, z którego docelowo mają być wyeliminowane paliwa kopalne. Dążenie Komisji do pełnej dekarbonizacji dotyczy także gazu ziemnego, który nie tak dawno uznawany był przez Unię Europejską za przyjazne środowisku „błękitne paliwo”. Naczelnym celem tej nowej strategii ma być zbudowanie neutralnych dla klimatu gospodarek zeroemisyjnych. Ta polityczna wizja ma przez kolejne trzy dekady określać charakter rozwoju gospodarczego i w dużym stopniu życia społecznego (m.in. wpływając na model konsumpcji jednostek i całych społeczeństw) państw należących do Unii Europejskiej (UE). W przekonaniu autorów **Europejskiego Zielonego Ładu** jego pełne wdrożenie w zaproponowanym kształcie, doprowadzi do głębokiej przebudowy dotychczasowego modelu gospodarczego i jednocześnie wytyczy właściwy kierunek zmian w skali globalnej. Zdaniem przewodniczącej Komisji Europejskiej Ursuli von der Leyen: „Unia musi przeprowadzić transformacji naszego świata w zdrową planetę i nowy świat cyfrowy. Możemy jednak to osiągnąć jedynie poprzez zbliżenie ludzi i dostosowanie naszej – jedynej w swoim rodzaju – społecznej gospodarki rynkowej do dzisiejszych nowych ambicji¹”. Realizacja tego odważnego zamierzenia powodować będzie zmiany m.in. w zakresie dostępności i redystrybucji środków finansowych oraz warunków regulacyjnych funkcjonowania wielu sektorów gospodarki. Zapowiedzią tego nowego trendu była decyzja Europejskiego Banku Inwestycyjnego z listopada 2019 r. o zaprzestaniu finansowania inwestycji związanych z gazem ziemnym z końcem 2021 r.

Zrealizowanie planów obecnej Komisji Europejskiej nie będzie zadaniem łatwym i możliwym do osiągnięcia w krótkim okresie czasu. Świadczy o tym m.in. przyjęta w dokumencie perspektywa 2050 r., której zasadniczym przesłaniem jest uzyskanie neutralnego dla klimatu modelu unijnych gospodarek. Wprowadzenie w życie tak ambitnej koncepcji musi być ujmowane w kategoriach procesowych, uwzględniających obecność fazy przejściowej, w której stosowane będą rozwiązania pomostowe, ewoluujące do ostatecznej formy technologiczno-organizacyjnej. Integralną cechą procesów transformacyjnych jest bowiem obecność okresów przejściowych, w których następuje mniej lub bardziej dynamiczne „dochodzenie” do pożądanego stanu danego systemu – w tym przypadku dotyczy to szeroko rozumianej energetyki. W okresie tym wprowadzane są przede wszystkim nowe warunki funkcjonowania danego systemu (sektora, podsektora gospodarki), nowa hierarchia priorytetów oraz nowe kryteria oceny uzyskiwanych efektów.

1 The von der Leyen Commission: for a Union that strives for more, 10.09.2019 r., https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_19_5542.

Klasycznym przykładem takiego procesu była transformacja ustrojowa i gospodarcza przeprowadzona w wielu państwach Europy Środkowej i Wschodniej w dekadzie lat 90. XX w. Podany tu przykład wskazuje, że proces ten jest tym bardziej złożony im głębiej sięga wprowadzana zmiana jakościowa. W kontekście aktualnej ambitnej polityki ochrony klimatu ta prawidłowość szczególnie dotyczyć będzie transformacji, specyficznego na tle europejskim, polskiego sektora energetycznego.

Polska chcąc sprostać bardzo wymagającej polityce ochrony klimatu UE, stoi więc przed koniecznością wypracowania odpowiedniej do swoich możliwości strategii transformacji gospodarki narodowej. Wybór „ścieżki transformacji” powinien uwzględniać obiektywne czynniki decydujące o stanie gospodarki energetycznej danego państwa w punkcie wyjścia. W przypadku Polski takim czynnikiem jest bardzo wysoki poziom udziału węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Kolejnym charakterystycznym elementem specyfiki krajowego sektora energetycznego jest dominacja energetyki wielkoskalowej, skoncentrowanej głównie w południowych i centralnych regionach kraju.

Polska energetyka przechodząc transformację musi zatem oprzeć się na pomostowych technologiach i paliwach, które pomogą jej, bez większych perturbacji dla całej gospodarki narodowej, osiągnąć stan neutralności klimatycznej. **W ocenie autorów Raportu taką rolę w sektorze elektroenergetycznym w Polsce może spełnić gaz ziemny.** Jako najmniej emisyjne paliwo kopalne, gaz ziemny będzie w okresie przejściowym częściowo zastępować węgiel kamienny i brunatny, przyjmując jednocześnie rolę stabilizatora krajowego systemu energetycznego. Za przyjęciem przez gaz ziemny roli paliwa przejściowego przemawia także komplementarność gazowych źródeł wytwórczych i źródeł odnawialnych, nadal charakteryzujących się dużą niestabilnością pracy². Wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego byłoby także zgodne z zasadami racjonalnego gospodarowania. Należy bowiem uwzględnić fakt, że Polska poczyniła w ostatnich latach, przy wydatnym wsparciu UE, ogromny wysiłek inwestycyjny i organizacyjny na rzecz budowy bezpiecznego i zliberalizowanego rynku gazu ziemnego. Polska, w przeciwieństwie do wielu państw Zachodniej Europy, odczuwała głęboki deficyt bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw gazu, wynikający z uzależnienia od jednego dostawcy i jednego kierunku dostaw. Różnice pomiędzy Polską a rozwiniętymi państwami Europy widoczne były i nadal są, także w dostępie ludności do infrastruktury i paliwa gazowego. Nadrobienie zapóźnień rozwojowych w tym obszarze traktowane jest w Polsce jako element strategii zmniejszania dystansu cywilizacyjnego w stosunku do Zachodniej Europy.

Gaz ziemny wykorzystywany jest nie tylko jako paliwo w energetyce, ale także jako surowiec m.in. zużywany w dużej ilości przy produkcji nawozów sztucznych dla rolnictwa krajowego i europejskiego. Istniejąca infrastruktura gazownicza oraz wypracowany model rynku, w jak największym stopniu powinny zostać wykorzystane w rozłożonym na lata procesie transformacji polskiej energetyki, a tym samym i polskiej gospodarki. Powinny one zostać użyte do upowszechnienia dostępu do gazów nieemisyjnych, takich jak zielony wodór (wytwarzany w oparciu o odnawialne źródła energii) czy biometan.

2 J. Piskowska-Wasiak, *Możliwości komplementarnego wykorzystania gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii*, „NAFTA-GAZ”, nr 4, 2018 r., s. 292, <http://archiwum.inig.pl/INST/nafta-gaz/nafta-gaz/Nafta-Gaz-2018-04-05.pdf>.

Raport koncentruje się na procesie przebudowy polskiej energetyki z uwzględnieniem także podsektora ciepłowniczego, z uwagi na jego kluczowe znaczenie dla krajowej gospodarki w aspekcie emisyjności. Interesującym w tym kontekście obszarem, posiadającym duży potencjał „transformacyjny” jest transport drogowy i morski, w którym gaz skroplony (LNG) lub ścieśniony (CNG), może być niskoemisyjnym zamiennikiem paliw ropopochodnych. Zakładamy, że gaz ziemny będzie w następnej dekadzie powiększał swój udział w zużyciu paliw przez transport, jednak ze względu na zakres tematyczny Raportu zagadnienie to nie jest przedmiotem dokładnej analizy.

Cele Raportu

Celem Raportu jest analiza możliwości wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, będącego rozwiązaniem pomostowym w procesie transformacji sektora energetycznego w Polsce.

Wskazanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego opiera się na następujących założeniach:

- a. Ścieżki dojścia poszczególnych państw do zeroemisyjnej gospodarki założonej w **Europejskim Zielonym Ładzie** muszą mieć indywidualny charakter, uwzględniający specyfikę narodowych gospodarek energetycznych.
- b. Istniejąca i budowana nadal dużym kosztem infrastruktura gazownicza powinna w przyszłości posłużyć:
 - zapewnieniu dostaw paliwa dla elektrowni i elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym, które będą zajmować miejsce elektrowni węglowych wyłączanych z systemu elektroenergetycznego kraju,
 - udostępnieniu odbiorcom mieszanki gazu ziemnego i jednego z „zielonych gazów” (ang. *green gases*) w okresie przejściowym,
 - udostępnieniu odbiorcom jednego z „zielonych gazów”, który stanie się alternatywą dla gazu ziemnego (biogaz, zielony wodór, metan syntetyczny).

W zawartej w Raporcie analizie za główny determinant stymulujący proces transformacji sektora elektroenergetycznego w Polsce uznano nową strategię Komisji Europejskiej, tj. **Europejski Zielony Ładu**. Prezentacja zwartych w niej celów, propozycji działań i narzędzi znajduje się w rozdziale pierwszym Raportu. W tej części znajduje się także opis i analiza treści innych ważnych dla przyszłości polskiej i europejskiej energetyki dokumentów: „Europa 2020: strategia Unii Europejskiej na rzecz wzrostu i zatrudnienia” („Europe 2020: the European Union strategy for growth and employment”) oraz tzw. porozumienia paryskiego, zawartego w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron Ramowej Konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21).

W Raporcie uwzględniliśmy także kluczowe znaczenie aktu prawnego w postaci Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 (Dyrektywa RED II). Fundamentalnym zagadnieniem dla rozwoju energetyki opartej na gazie, opisanym w tej części Raportu, jest także kwestia możliwości finansowania przyszłych tego typu inwestycji w świetle założeń **Europejskiego Zielonego Ładu**.

Obecna wersja polityki klimatycznej UE skonfrontowana została także z treścią kluczowych dla polskiej elektroenergetyki dokumentów rządowych w postaci „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020” (dalej SOR) oraz „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”. Raport odwołuje się także do założeń zawartych w ostatniej wersji projektu „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP2040) z września 2020 r. Niestety w chwili kończenia prac nad Raportem projekt dostępny był w formie streszczenia.

RYS. 1 UWARUNKOWANIA
TRANSFORMACJI ELEKTROENERGETYKI W POLSCE



Źródło: opracowanie własne

Z punktu widzenia przyjętych w Raporcie tez, w udostępnionym przez Ministerstwo Klimatu materiale widnieje bardzo ważne sformułowanie określające energetykę opartą na gazie, jako technologię przejściową w procesie transformacji energetycznej w Polsce: „Gaz ziemny będzie paliwem pomostowym w transformacji energetycznej”³.

Aktualnej roli gazu ziemnego oraz jego miejscu w miksie energetycznym Polski poświęcony został drugi rozdział Raportu. Unikatowość polskiego miksu energetycznego to kolejny, po **Europejskim Zielonym Ładzie**, determinant decydujący o konieczności zindywidualizowania (unarodowienia) procesu transformacji energetyki w Polsce. Pomimo skromnego udziału gazu w produkcji energii elektrycznej, jego rola w polskiej gospodarce jest znacznie szersza. Konstruując optymalny model transformacji energetycznej dla Polski należy zatem uwzględnić uwarunkowania wynikające z modelu i wielkości rynku gazu.

3 Ministerstwo Klimatu, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*, streszczenie, s. 7, 8.

W rozdziale przedstawiono zatem charakterystykę rynku gazu ziemnego w Polsce, stan bezpieczeństwa dostaw oraz stopień jego zliberalizowania i powiązania z rynkami Europy Środkowej i Wschodniej. W tej części Raportu określono także obszary możliwego wykorzystania gazu ziemnego w większej skali, jako paliwa przejściowego w ramach transformacji energetycznej, wskazując przede wszystkim na ciepłownictwo oraz bilansujące wsparcie odnawialnych źródeł energii (dalej OZE).

W ostatnim – czwartym rozdziale Raportu przedstawiono trzy scenariusze transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego, z wykorzystaniem gazu ziemnego w roli paliwa przejściowego, zastępującego podstawowe obecnie źródło jakim jest węgiel.

Scenariusz nr 1 – Business as Usual

W opracowaniu tego scenariusza transformacji posłużono się założeniami i prognozami zawartymi w projekcie PEP2040⁴, (opublikowanej przez Ministerstwo Klimatu we wrześniu 2020 r.). Dodatkowo dokument ten skonfrontowany został z „Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030”. Ten scenariusz ma charakter zachowawczy i opiera się na hipotetycznym założeniu braku zgody ze strony Polski na szybkie i radykalne ograniczenie udziału węgla w krajowym miksie energetycznym. W tym przypadku proces zmian dekarbonizacyjnych w krajowej elektroenergetyce miałby charakter ewolucyjny.

Scenariusz nr 2 – Zdywersyfikowany

Zdywersyfikowany scenariusz jest autorską propozycją twórców Raportu – zindywidualizowaną, a zarazem optymalną, godzącą interesy i oczekiwania wszystkich stron ścieżką transformacyjną dla polskiej energetyki. Zakłada ona zdolność Polski do zaadoptowania się do warunków wprowadzonych przez **Europejski Zielony Ład**, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości wyboru uznanego za odpowiedni do krajowych warunków wariantu transformacji. Scenariusz prezentuje korzyści, jakie przyniesie wykorzystanie niskoemisyjnego paliwa, jakim jest gaz ziemny w konsekwentnie postępującym procesie eliminacji źródeł węglowych w polskiej energetyce. Scenariusz ten oparty został o następujące założenia kierunkowe:

- Polska dąży do istotnej redukcji wolumenu emisji dwutlenku węgla (CO₂), pochodzącej z elektroenergetyki. W ramach dążenia do osiągnięcia powyższego celu, w horyzoncie 2040 r. wycofane zostaną z krajowego systemu energetycznego najmniej sprawne (najstarsze) i jednocześnie najbardziej emisyjne bloki węglowe.

W takim modelu transformacji produkcja energii elektrycznej powinna być głęboko zdywersyfikowana – węgiel zastępowany jest przede wszystkim przez gaz ziemny, a następnie przez odnawialne źródła energii (offshore, onshore, fotowoltaika, w części biomasa/biogaz) oraz w horyzoncie roku 2040 przez atom.

4 Ministerstwo Klimatu opublikowało jedynie liczące 18 stron streszczenie dokumentu.

Scenariusz nr 3 – Odnawialny

Konstruując ostatni – odnawialny scenariusz transformacji polskiej energetyki, przyjęto hipotetyczne założenie, w którym generalnie wszystkie państwa Unii Europejskiej, w tym Polska, przyjmują bez zastrzeżeń i politycznych negocjacji zgłoszoną przez Komisję Europejską strategię *Europejskiego Zielonego Ładu*. W konsekwencji przyjęta zostałaby radykalna ścieżka transformacji zakładająca unijny scenariusz dążący do wypełnienia celów redukcji emisji CO₂, zgodnie z polityką energetyczno-klimatyczną Unii Europejskiej. Aby osiągnąć ten ambitny cel, Polska maksymalizuje rozwój bezemisyjnych źródeł OZE (offshore, onshore, fotowoltaika) oraz dąży do jak najszybszego uruchomienia mocy atomowych (w okolicy roku 2035). Źródła gazowe stanowią początkowo uzupełnienie mixsu energetycznego, a w długim okresie spełniają funkcję bilansująco-regulacyjną. Pełny *coal exit* – motywowany ambicją wypełnienia celów emisyjnych UE – następuje już w roku 2035.

Wszystkie prezentowane scenariusze opierają się na teoretycznym założeniu o niezmienności przyjętych w **Europejskim Zielonym Ładzie** celów oraz utrzymaniu przez Unię Europejską w kolejnych dziesięcioleciach priorytetu jakim jest ambitna polityka ochrony klimatu. Efekty Raportu mogą być zatem wykorzystane w perspektywie krótko lub średnioterminowej, odnoszącej się do optymalnego okresu „przejściowości” dla gazu, który zakończy się wraz z procesem transformacji energetycznej w Polsce.

1 ROZDZIAŁ

Unijne i krajowe założenia strategiczne, określające rolę gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej

1.1. Podstawy międzynarodowo-prawne wydania Europejskiego Zielonego Ładu

Dla poznania istoty nowej europejskiej strategii **Zielonego Ładu** niezbędne jest wskazanie kontekstu międzynarodowego, leżącego u źródeł kształtowania się polityki klimatycznej. Za historycznie pierwsze porozumienie o charakterze wiążącym w tym zakresie uznaje się protokół z Kioto, podpisany 10 grudnia 1997 r. Dla naszej analizy istotne są postanowienia zawarte w art. 2 ww. protokołu, w myśl którego jego strony zobowiązały się do ograniczenia wzrostu temperatury globalnej o 1,5 °C z ambicją do 2 °C. Z kolei w art. 3 wytyczono cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2012 r. o co najmniej 5 proc. w porównaniu do poziomów z 1990 r. Protokół ten obowiązuje od 2005 r. i wygasa z końcem br.⁵ Jednakże z przyczyn, o których będzie mowa w dalszej części opracowania, ani protokół z Kioto ani też kolejne zawierane umowy międzynarodowe nie pozwoliły zapobiec negatywnym zmianom klimatycznym oraz nie doprowadziły do przemodelowania systemu energetycznego w stronę zrównoważoną środowiskowo, dlatego są to nadal wielkiej wagi wyzwania XXI w. Opublikowanie 11 grudnia 2019 r. przez Komisję Europejską **Europejskiego Zielonego Ładu** nie jest wyrazem wyłącznie dynamizacji unijnych działań proklimatycznych, ale przede wszystkim prawną konsekwencją ratyfikacji przez UE 5 października 2016 r. porozumienia paryskiego, zawartego 12 grudnia 2015 r., będącego efektem *Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych*⁶. Doniosłość prawną tego porozumienia wyraża się w podniesieniu kwestii klimatycznych do rangi priorytetowych problemów współczesnego świata, wymagających pilnej interwencji w postaci opatrzenia w normy prawne, które zapewnią skuteczność podejmowanych działań. Porozumienie paryskie w preambule wyraża bardzo istotną myśl, że potrzeba skutecznej reakcji na zagrożenia klimatyczne jest wspólnym problemem ludzkości, ale powinna być realizowana *w świetle różnych uwarunkowań krajowych*. Przychyła się to do tezy niniejszego Raportu, a więc idei osiągnięcia wspólnego celu różnymi ścieżkami. Wynika to z faktu, iż konieczne jest konsekwentne wypełnianie przez państwa zobowiązań, do których obliguje je członkostwo w UE, przy jednoczesnym uwzględnieniu asymetrii krajowych sytuacji gospodarczych. Porozumienie to w art. 2 kontynuuje cel ograniczenia wzrostu temperatury o min. 1,5° C względem poziomu przedindustrialnego. Zgodnie z art. 3 państwa członkowskie zobowiązane są do ustalenia ambitnych celów krajowych w dziedzinie klimatu i ich stałego podnoszenia. Ponadto wskazano za niezbędne udzielenie wsparcia państwom, by były one w stanie skutecznie wdrażać powyżej wskazane postanowienia. W związku z tym **Europejski Zielony Ład** to pierwszy kompleksowy plan, który ma za zadanie urzeczywistnić cel neutralnej klimatycznie Europy do 2050 r., poprzez dedykowany temu celowi specjalny *mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji*.

5 *Kyoto Protocol to the United Nations Frameworks Convention on Climate Change*, <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.

6 Porozumienie paryskie (L 282/4).

1.2. Geneza i założenia Europejskiego Zielonego Ładu

Opracowanie i ewolucja polityki klimatycznej UE

Obecna koncepcja polityki ochrony klimatu wyrażona w **Europejskim Zielonym Ładzie** powstała przede wszystkim na gruncie wspólnej polityki energetycznej Unii Europejskiej, kształtowanej jeszcze w latach 90. XX w. Koncentrowała się ona początkowo na poprawie efektywności energetycznej i zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw importowanych surowców energetycznych (ropy naftowej i gazu ziemnego). Aktywność Unii, szczególnie w pierwszej dekadzie XX wieku, skupiła się także na przeprowadzeniu zmian w funkcjonowaniu rynków gazu i energii. Jej polityka w tym okresie prowadziła do upowszechnienia modelu rynku zliberalizowanego i otwartego w skali całej Wspólnoty (trzeci pakiet energetyczny z 2009 r.). Stałym dążeniem Unii Europejskiej było także zintegrowanie, często odseparowanych od siebie rynków i form pozyskania energii państw członkowskich, w oparciu o nową łączącą je infrastrukturę i wspólne zasady funkcjonowania⁷. Wraz z przyjęciem w 2008 r. pakietu klimatyczno-energetycznego „3x20”, do agendy politycznej Unii Europejskiej wprowadzono wyraźny akcent klimatyczny, związany ściśle z obszarem energetyki. Jednocześnie ujawnił się silny nurt zmierzający do zwiększania aspiracji całej Wspólnoty w zakresie ochrony klimatu i redukcji gazów cieplarnianych. Podniesienie poprzeczki w tym zakresie nastąpiło w opracowanym w 2014 r. przez Komisję Europejską, a następnie przyjętym przez Radę Europejską, dokumencie: „Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030”, w którym przyjęto cele polityki na okres 2021-2030:

- ograniczenie o co najmniej 40 proc. emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.),
- zwiększenie do co najmniej 32 proc. udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii,
- zwiększenie o co najmniej 32,5 proc. efektywności energetycznej⁸.

Osiągnięcie w 2030 r. wskazanych wyżej celów nie jest jednak spełnieniem strategicznych zamierzeń UE. Stopniowo wyzwanie związane z ochroną klimatu i redukcją emisji gazów cieplarnianych stało się głównym zagadnieniem politycznym absorbującym uwagę w Unii Europejskiej. Rozwiązanie tego problemu uznane zostało w 2019 r. przez nową Przewodniczącą Komisji Europejskiej Ursulę von der Leyen za naczelny priorytet dla Europy i całego świata: „Jeżeli istnieje jeden obszar, w którym świat potrzebuje naszego przy-

7 Więcej na ten temat m.in. w: K. Kałużna, R. Rosiecki, *Wymiary bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*, Poznań 2010 r.; G. Bartodziej, M. Tomaszewski, *Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne*, Racibórz 2009 r.

8 https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pl

wództwa, jest to ochrona klimatu. Jest to kwestia o zasadniczym znaczeniu dla Europy – i dla świata⁹. Zapowiedziany przez nią **Europejski Zielony Ład** ma być niezbędną strategią „(...) aby zapewnić zdrowie naszej planety i naszych obywateli – a także naszej gospodarki”¹⁰.

28 listopada 2019 r. Parlament Europejski przyjął natomiast rezolucję, w której ogłasza „kryzys klimatyczny” i jednocześnie wzywa Komisję Europejską do przedstawienia strategii osiągnięcia neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 r.¹¹ W odpowiedzi na wezwanie Parlamentu, Komisja 11 grudnia 2019 r. przedstawia całościową strategię ochrony klimatu w postaci **Europejskiego Zielonego Ładu**.



Ewolucja polityki Unii Europejskiej polega na przejściu od polityki energetycznej, poprzez politykę klimatyczno-energetyczną, do polityki ochrony klimatu i bioróżnorodności, wyrażonej w **Europejskim Zielonym Ładzie**.

Uznanie przez UE walki o ochronę klimatu za naczelną priorytet, któremu mają być podporządkowane także cele jej polityk w pozostałych obszarach, jest niewątpliwie zwycięstwem postindustrialnych i progresywnych wartości obecnych w życiu politycznym Europy Zachodniej od co najmniej końca lat 60. XX w. Jednym z ich głównych propagatorów jest wewnętrznie zróżnicowany nurt polityczny, jakim jest ekologizm. Jego podstawową, konstytuującą cechą, jest ekocentryzm, będący w opozycji do tradycyjnego paradygmatu ideowego, jakim jest antropocentryzm. W centrum zainteresowania ekologizmu znajduje się więc środowisko naturalne – świat przyrody, który jest wartością naczelną i zarazem pierwotną. Z tego punktu widzenia, człowiek jest elementem generującym zagrożenia dla naturalnych ekosystemów. Jego aktywność, motywowana przede wszystkim dążeniem do zaspokojenia indywidualnej konsumpcji, prowadzi do nadmiernej i niekontrolowanej eksploatacji nieodnawialnych zasobów naturalnych oraz degradacji środowiska naturalnego. Obecnie za największe zagrożenie dla środowiska naturalnego oraz jego biologicznego zróżnicowania uznane zostały postępujące w skali globalnej zmiany klimatyczne, w postaci zjawiska globalnego ocieplenia, którego przyczyną ma być szeroko rozumiana działalność człowieka, generująca emisję gazów cieplarnianych¹². U podstaw realizowanej przez UE polityki ochrony klimatu leży więc fundamentalne założenie o antropogenicznych przyczynach narastającego globalnego ocieplenia.

Polityka klimatyczna UE nawiązuje także wprost do dorobku Organizacji Narodów Zjednoczonych na polu ochrony środowiska naturalnego, która w wymiarze globalnym zmierza do powstrzymania globalnego ocieplenia. Działania ONZ na rzecz ochrony klimatu zainicjowane zostały przyjęciem 16 maja 1992 r. Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC*), która określiła ramy współpracy międzynarodowej. Jej uzupełnieniem było natomiast wynegocjowanie w grudniu 1997 r. traktatu międzynarodowego zwanego „Protokołem z Kioto”. Na mocy jego postanowień, państwa, które je ratyfikowały, zobowiązały się do redukcji do 2012 r. własnych emisji gazów cieplarnianych (m.in. dwutlenku węgla i metanu) o co najmniej 5 proc. względem poziomu emisji z 1990 r.

9 Przemówienie podczas posiedzenia plenarnego Parlamentu Europejskiego Wersja wygłoszona Ursula von der Leyen Nowo wybrana przewodnicząca Komisji Europejskiej, Strasburg, 27.11.2019 r., s.7, https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/president-elect-speech_pl.pdf.

10 Ibidem.

11 *Parlament Europejski ogłasza kryzys klimatyczny*, 28.11.2020 r., <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20191121PR67110/parlament-europejski-oglasza-kryzys-klimatyczny>.

12 Więcej na ten temat m.in. w: E. Kwizdiński, *Ekologizm jako idea polityczna na przykładzie Niemiec i Francji*, „Ogrody Nauki i Sztuki”, nr 5, 2015 r.

RYS. 2 GENEZA **POLITYKI KLIMATYCZNEJ UE**

Źródło: opracowanie własne

Mechanizmem wykonawczym ONZ w zakresie ochrony klimatu są doroczne spotkania stron wspomnianej Konwencji z 1992 r. (Conferences of the Parties, tzw. COP). Na tym tle Unia Europejska obrała najambitniejszą politykę redukcji gazów cieplarnianych, przy jednoczesnym rozpoczęciu procesu głębokich zmian strukturalnych w sektorze energetycznym państw członkowskich. Jednocześnie obecna Komisja Europejska traktuje ochronę klimatu w kategoriach misji, która musi zostać zrealizowana w skali globalnej.

Europejski Zielony Ład – założenie i cele

Uzasadnieniem przyjęcia przez Komisję **Europejskiego Zielonego Ładu** jest przekonanie o zachodzącej zmianie klimatu i jej negatywnych skutkach dla ekosystemu w skali całego świata: „Atmosfera się ociepla, a klimat zmienia się z każdym rokiem”¹³. W konsekwencji głównym celem **Europejskiego Zielonego Ładu** jest osiągnięcie przez państwa należące do UE stanu neutralności klimatycznej do roku 2050. Neutralność klimatyczna oznacza eliminację emisji gazów cieplarnianych, będących efektem działalności człowieka. Osiągnięcie powyższego celu wiązać się będzie z koniecznością przeprowadzenia głębokiej transformacji w obszarze gospodarczym i życia społecznego. **Europejski Zielony Ład** zawiera w sobie całościową wizję jakościowej zmiany gospodarek państw należących do UE. Energetyka nie jest więc jedynym obszarem zainteresowania Komisji Europejskiej. Transformacja ma bowiem dotyczyć następujących sektorów gospodarczych:

¹³ Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład*, Bruksela, 11.12.2019 r., COM(2019) 640 final, s. 2.

- rolnictwo i przemysł spożywczy,
- przemysł stalowy,
- przemysł chemiczny,
- energetyka,
- przemysł cementowy,
- przemysł tekstylny,
- budownictwo,
- transport.

Przemiana gospodarcza polegać ma przede wszystkim na zbudowaniu gospodarki zeroemisyjnej, cyfrowej i jednocześnie funkcjonującej w obiegu zamkniętym. Polityka przemysłowa UE oparta na założeniach **Europejskiego Zielonego Ładu** będzie wspierać podmioty gospodarcze w projektowaniu „(...) wszystkich produktów w obiegu zamkniętym w oparciu o wspólną metodologię i zasady”¹⁴. UE zmierzać będzie do maksymalnego wykorzystania raz już użytych materiałów, w celu ograniczenia konsumpcji zasobów naturalnych. Służyć temu ma także wsparcie dla nowych modeli biznesowych, zakładających wielokrotne wynajmowanie towarów.

Generalnie w nowym „zielonym” modelu gospodarki pozyskiwanie zasobów naturalnych ma być maksymalnie ograniczone przy jednocześnie jak najpełniejszym ponownym wykorzystaniu raz użytych materiałów i produktów. Wspierane będą zatem innowacyjne inwestycje, tworzące nowe miejsca pracy i zarazem przyczyniające się do rozwoju nowej, „czystej” gospodarki.



„**Europejski Zielony Ład** to nie tylko ograniczanie emisji, ale także wzmocnienie innowacji i inwestycji. To nasza nowa strategia wzrostu gospodarczego. Opartego nie o wykorzystanie zasobów, ale o ich ochronę”, Ursula von der Leyen, 11.12.2019 r. Strasburg¹⁵.

W takim paradygmacie kopalne i jednocześnie emisyjne źródło energii, przede wszystkim w postaci węgla, ma zostać wg autorów **Europejskiego Zielonego Ładu** wyeliminowane z europejskiej energetyki.

„Według mnie stary model wzrostu, oparty na paliwach kopalnych i zanieczyszczeniach jest przestarzały” Ursula von der Leyen, 11.12.2019 r. Strasburg¹⁶.

14 Ibidem, s. 9.

15 <https://oko.press/ke-ma-plan-walki-z-katastrofa-klimatyczna-legutko-komisja-odbiera-inicjatywe-panstwom/>.

16 „Zielony Ład dla Europy”. Szefowa KE: przełom jak ładowanie na księżycu, Polskie Radio 24pl., 11.12.2019, <https://polskieradio24.pl/5/1223/Artykul/2420064,Zielony-Lad-dla-Europy-Szefowa-KE-przelom-jak-ladowanie-na-ksiezycu>.

RYS. 3 „EUROPEJSKI ZIELONY ŁAD”



Źródło: opracowanie własne

Transformacja energetyczna wg. Europejskiego Zielonego Ładu

Produkcja energii została uznana za główne źródło emisji CO₂ w państwach UE: „Produkcja i zużycie energii w sektorach gospodarki odpowiada za ponad 75 proc. emisji gazów cieplarnianych w UE”¹⁷. Transformacja energetyki w ogólnym założeniu, przedstawionym w **Europejskim Zielonym Ładzie**, polegać ma zatem na radykalnym obniżeniu jej emisyjności oraz poprawie efektywności, a także cyfryzacji i pełnej integracji europejskiego rynku energii. Realizacja tego zamierzenia ma być osiągnięta w konsekwencji oparcia sektora energii, przede wszystkim, na odnawialnych źródłach energii. W procesie zmian strukturalnych w energetyce, dokument szczególnie ważną rolę nadaje produkcji wiatrowej, zlokalizowanej na morzu. Jej dynamiczny rozwój ma być skorelowany z jednoczesną „szybką” eliminacją paliwa węglowego i obniżaniem emisyjności sektora gazu ziemnego. Jednocześnie KE deklaruje, że tak zarysowana transformacja musi uwzględniać dostępność cenową energii dla jej konsumentów indywidualnych i przedsiębiorstw. Transformacja energetyczna rozumiana jako „przejście na czystą energię”, powinna przynieść korzyści nie tylko środowisku naturalnemu, ale także konsumentom. Pogodzenie tych dwóch równolegle realizowanych zamierzeń ma nastąpić na drodze zapewnienia „(...) pełnej integracji europejskiego rynku energii, wzajemnych

¹⁷ Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do...*, op. cit., s. 6.

połączeń i cyfryzacji, przy jednoczesnym poszanowaniu neutralności technologicznej¹⁸. Na utrzymanie przystępności cenowej energii wpływać ma także zakładany dalszy spadek kosztów odnawialnych źródeł energii. Dla odbiorców indywidualnych dotkniętych ubóstwem energetycznym KE przewiduje natomiast programy wsparcia, umożliwiające sfinansowanie renowacji domów.

W dokumencie nie określono jednak dokładnie procentowego udziału odnawialnych źródeł energii w przyszłym docelowym mieszkaniu energetycznym. Biorąc jednak pod uwagę postulat neutralności klimatycznej oraz opinie i deklaracje obecnych członków KE, można przyjąć, że odnawialne źródła energii mają stać się podstawą, dominującym segmentem energetyki w skali całej Unii, kosztem paliw kopalnych, a w pierwszej kolejności węgla.

Cele transformacji:

2030 r. – zredukowanie o 50 proc. (potencjalnie do 55 proc.) emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomów z 1990 r.

2050 r. – osiągnięcie neutralności klimatycznej.

Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej

Rola gazu ziemnego w koncepcji transformacji energetycznej zawartej w **Europejskim Zielonym Ładzie** nie została sprecyzowana. Jedyny wyraźny postulat sformułowany wobec tego paliwa to wspomniane wyżej obniżenie emisyjności sektora gazowego. Osiągnięcie tego zamierzenia ma być zrealizowane dzięki skierowaniu wsparcia UE na „(...) prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie dalekowzrocznej koncepcji konkurencyjnego bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią¹⁹. Zagadnienie to nie jest jednak szerzej rozwinięte w dokumencie. Nie określono także roli paliwa gazowego w okresie transformacji prowadzącej do gospodarki neutralnej klimatycznie. Należy założyć, że precyzyjne określenie jego statusu będzie w najbliższym czasie przedmiotem dyskusji i targów politycznych w obrębie Unii Europejskiej. Jednoznacznie negatywne stanowisko wobec obecności paliw kopalnych w gospodarce zajmuje np. działająca w Parlamencie Europejskim grupa polityczna Zieloni – Wolny Sojusz Obywatelski (ang. *Greens – European Free Alliance*). Frakcja ta opowiada się m.in. za zaprzestaniem finansowego wsparcia Unii Europejskiej dla projektów infrastrukturalnych związanych z gazem ziemnym takich, jak np. gazociągi i za pełnym oparciem energetyki na odnawialnych źródłach energii²⁰. Na drugim biegunie dyskusji o przyszłej roli gazu ziemnego znalazły się natomiast państwa ze Środkowej i Południowo-Wschodniej części Europy. W maju 2020 Bułgaria, Czechy, Grecja, Litwa, Polska, Rumunia, Słowacja i Węgry podpisały dokument wyrażający ich wspólne stanowisko wobec przyszłej roli gazu ziemnego i jego infrastruktury w procesie budowy gospodarki zeroemisyjnej. Państwa te uznają istotne znaczenie gazu ziemnego, jako paliwa bilansującego energetykę opartą o wciąż niestabilne źródła odnawialne²¹. Argumenty z jednej, jak i drugiej strony sporu, będą przedstawiane Komisji Europejskiej, na której spoczywa ciężar szczegółowych rozwiązań umożliwiających przeprowadzenie transformacji energetycznej.

18 Ibidem, s. 7.

19 Ibidem, s. 7.

20 Greens – European Free Alliance, *A new European energy infrastructure policy in line with the climate emergency*, <https://www.greens-efa.eu/dossier/a-new-european-energy-infrastructure-policy-in-line-with-the-climate-emergency/>.

21 *Role of natural gas in climate-neutral Europe Position paper of Bulgaria, Czechia, Greece, Hungary, Lithuania, Poland, Romania, Slovakia*, <https://www.ceep.be/joint-non-paper-from-8-countries-on-the-role-of-natural-gas-in-climate-neutral-europe/>.

Z wypowiedzi wiceprzewodniczącego Komisji Europejskiej, odpowiedzialnego za realizację **Europejskiego Zielonego Ładu** wynika, że gaz ziemny może jednak zostać uznany za paliwo przejściowe. Podczas konferencji prasowej 29 maja 2020 r. oświadczył on, że „(...) gaz odegra rolę w transformacji energetycznej”²². **Europejski Zielony Ład** należy potraktować jako początek nowego etapu w historii Unii Europejskiej, który doprowadzić ma państwa członkowskie na zupełnie nowy jakościowo poziom rozwoju ekonomicznego i społecznego. W ocenie Przewodniczącej Komisji Europejskiej **Europejski Zielony Ład** to „(...) dopiero początek długiej drogi. To jest taki moment dla Europy, jak lądowanie człowieka na księżycu. Zielony Ład jest naszą nową strategią wzrostu”²³. Przed projektem Komisji Europejskiej znajduje się jeszcze żmudna ścieżka polityczna – wypracowanie szczegółowych rozwiązań dotyczących przebiegu m.in. transformacji energetycznej oraz legislacji, w ramach której na propozycję zmian muszą przystać Parlament Europejski i Rada.

Na potrzeby analizy zawartej w Raporcie przyjmujemy, że **Europejski Zielony Ład** w obecnym kształcie pozostanie naczelną strategią, wyznaczającą kierunki i charakter działań wobec sektora energetycznego, którego transformacja poprzez dekarbonizację ma doprowadzić do osiągnięcia stanu neutralności klimatycznej.

22 <https://www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/news/timmermans-gaz-odegra-pewna-role-w-transformacji-energetycznej/>

23 „Zielony Ład dla Europy”. Szefowa KE: przełom jak lądowanie na księżycu, Polskie Radio 24pl., 11.12.2019, <https://polskieradio24.pl/5/1223/Artykul/2420064,Zielony-Lad-dla-Europy-Szefowa-KE-przelom-jak-ladowanie-na-ksiezycu>.

1.3. Europa 2020: strategia Unii Europejskiej na rzecz wzrostu i zatrudnienia

Nowy etap w polityce klimatycznej UE, jaki rozpoczął się wraz z opublikowaniem **Europejskiego Zielonego Ładu**, oznacza przyjęcie nowego paradygmatu rozwojowego, opartego na nowej hierarchii wartości. UE zamierza podążać w kierunku zrównoważonego wykorzystania zasobów. Minimalizacja negatywnego oddziaływania na środowisko stanowi powrót do innej niż obecna hierarchii wartości. Zrealizowanie nowej strategii, jak już wcześniej wykazano, ma doprowadzić do przemodelowania gospodarczego, które przede wszystkim odnosi się do przekształcenia sektora energii. Oparty jest on bowiem na przekonaniu o możliwości pogodzenia dwóch najważniejszych obecnie determinantów: wzrostu gospodarczego i poszanowania zasobów naturalnych. Dlatego poniższa analiza będzie miała na celu przedstawienie źródeł nowych impulsów w energetyce oraz wyjaśnienie, w jaki sposób może przebiegać transformacja energetyczna w Polsce.

a. Charakter prawny

Komisja Europejska, zgodnie z Traktatem o Unii Europejskiej (TUE), pełni rolę szczególną w jej strukturze organizacyjnej²⁴. Jej najważniejszym zadaniem, jako tzw. *strażnika traktatów*, jest sprawowanie funkcji kontrolnej nad wykonywaniem prawa pierwotnego UE²⁵. Pełni ona także istotną rolę w pierwszym etapie wdrażania nowych aktów prawnych, posługując się instrumentem *soft law*, a więc miękkiego prawa UE, w postaci uprawnienia do wydawania komunikatów, czy zaleceń. Doniosłość prawna *soft law* wynika z uzasadniania za ich pomocą wprowadzanych wiążących aktów prawnych, tj.: rozporządzeń, dyrektyw, czy decyzji, które wzmacniają konsensus wewnątrzunijny, celem uzyskania zgody państw co do wprowadzania nowych polityk UE.

Taki system sprzyja wypracowywaniu najlepszych rozwiązań poprzez elastyczność i podatność na korygowanie aktów miękkiego prawa. To z kolei sprzyja zwiększaniu nacisku na praktyczny wymiar prawa^{26,27}.

24 Traktat o Unii Europejskiej (C 326/13).

25 J. Sozański, *Prawo Unii Europejskiej po Traktacie lizbońskim*, Iuris, Warszawa-Poznań, 2010, s. 110.

26 T. Biernat, *Soft law a proces tworzenia prawa w Unii Europejskiej. Wpływ soft law na konstrukcję i treść uzasadnień aktów normatywnych*, http://cejsh.icm.edu.pl/cejsh/element/bwmeta1.element.mhp-b0a538fe-ac58-4659-bb92-0f8b428c7e60/c/SP_2012_2_02_Biernat.pdf; 2012 r.

27 L. Senden, *Soft Law in European Community Law*, University of Tilburg, Oxford and Portland Oregon, https://books.google.pl/books?id=B9Z82q_LXzWC&pg=PA23&dq=soft+law&hl=pl&sa=X&ved=2ahUKewi3yqPB6cXqAhXsYskHRyuAusQ6AEWAHoECAEQAg#v=onepage&q=soft%20law&f=false; 2004 r.

Strategia, która będzie przedmiotem dalszej analizy jest właśnie komunikatem²⁸. Jego szeroki stopień ogólności sprzyja formułowaniu kluczowych założeń, na których ma opierać się przyszła regulacja. W ten sposób państwa zyskują możliwość wpływu na ostateczne brzmienie danego aktu oraz stają się faktycznymi decydentami inkorporowania tych rozwiązań do krajowego porządku prawnego.

b. Strategia i cele

Komunikat Komisji Europejskiej opublikowany 3 marca 2010 r. „Europa 2020 Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu” („Europe 2020: the European Union strategy for growth and employment”) był strategią wydaną w związku z ogólnoświatowym kryzysem gospodarczym w latach 2008-2010²⁹. Załamanie rynków, które rozpoczęło się w Japonii i Stanach Zjednoczonych, nakręciło spiralę recesji w państwach UE, skutkując w momencie ekstremum spadkiem PKB o 4,3 proc. i stopniowym ożywieniem od 2010 r.³⁰ W 2010 r. UE stanęła przed wyzwaniem wyjścia z kryzysu, który zatrzymał konsekwentnie rozwijane ambicje. Konieczne stało się wypracowanie krótkoterminowego planu osiągnięcia rozkwitu koniunktury oraz zredefiniowanie dotychczasowych celów poprzez wyznaczenie nowych, w oparciu o potencjał gospodarczy poszczególnych państw członkowskich. Strategia do 2020 r., w krótkiej perspektywie, miała się opierać na szybkim osiągnięciu stabilności finansowej oraz wzmocnieniu integracji unijnej na rzecz zwiększania efektywności realizacji wyznaczonych celów. Za dominujący negatywny czynnik, który doprowadził do załamania gospodarczego, uznano brak zdecydowanych i spójnych działań UE. Koncentracja regulacyjna w formie miękkiego prawa nie sprzyja skuteczności egzekwowania wypełniania przez państwa członkowskie obowiązków wynikających z prawa UE ze względu na brak zabezpieczenia w mechanizm sankcyjny. Natomiast z perspektywy państwa członkowskiego, kluczowa jest siła sprawcza w negocjowaniu nakładanych na niego obowiązków, zwłaszcza tak dalece oddziaływujących, jak te w obszarze unii energetycznej. Wzmacnianie idei konsensualizmu jest konieczne, by możliwe było realizowanie tak ambitnego celu, jakim jest neutralność klimatyczno-energetyczna.

Strategia Europa 2020 wyróżnia pięć fundamentalnych obszarów interwencji, które opatrzone są rygiem pilnej reakcji, tj.: zatrudnienie, badania i innowacje, zmiana klimatu i energia, edukacja oraz walka z ubóstwem. Cele te miały zostać zrealizowane w oparciu o trzy priorytetowe wektory: inteligentny rozwój gospodarczy, łączący wiedzę i innowacje, zrównoważony rozwój przyjazny środowisku i bazujący na efektywnym korzystaniu z jego zasobów oraz wzmacnianie konkurencyjności i wysokiego poziomu zatrudnienia. Z perspektywy niniejszego opracowania kluczowy jest szczególnie drugi cel, który kontynuuje założenie pakietu klimatyczno-energetycznego, tzw. 3 x 20, a więc ograniczenie o 20 proc. emisji gazów cieplarnianych w UE w stosunku do poziomów z 1990 r., poprawę efektywności energetycznej UE o 20 proc. oraz 20 proc. udział energii z OZE w UE³¹.

28 K.J. Gruszczyński, *Administracyjny charakter aktów prawnych Komisji Europejskiej*, http://bazhum.muzhp.pl/media/files/Zeszyt_Naukowy/Zeszyt_Naukowy-r2009-t3/Zeszyt_Naukowy-r2009-t3-s38-48/Zeszyt_Naukowy-r2009-t3-s38-48.pdf, 2009 r.

29 Komisja Europejska, *Europa 2020, Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu*, 2010 r.

30 Eurostat, *National accounts and GDP*, 2019 r.

31 Komisja Europejska, *Pakiet klimatyczno-energetyczny na rok 2020*.

Powyższe cele Komisja Europejska uznała za spójne na poziomie krajowym, unijnym i międzynarodowym, jednocześnie rekomendując je do przyjęcia przez państwa członkowskie przy wykorzystaniu zasobów krajowych. Należą one do kategorii zadań współdzielonych przez UE i państwa członkowskie. W związku z tym Komisja Europejska zaproponowała podejście dwupoziomowe. Na szczeblu unijnym, stwierdziła niezbędność opracowania nowej, długoterminowej strategii dla energetyki poprzez wdrożenie programu *Europa efektywnie korzystająca z zasobów*, co określałoby priorytetowe cele, które miałyby być weryfikowane na podstawie składanych przez państwa sprawozdań z ich realizacji. Jeżeli dane państwo odstąpiłoby od wdrażania wskazanych przez Komisję Europejską polityk gospodarczych, to niniejszy komunikat przewiduje możliwość kierowania przez nią zaleceń, a w dalszej kolejności może ona skorzystać z uprawnienia do wydania ostrzeżeń w ramach procedury w sprawie uchybienia zobowiązaniom unijnym przez państwo członkowskie, określonej w art. 121 ust. 4 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE)³². Takie rozwiązanie miało u podstaw założenie o dobrowolnej integracji państw, w zakresie nowej polityki energetycznej UE, dokonując swojego testu akceptacji jej przez państwa członkowskie.

Nowa strategia, która urzeczywistniałaby ideę inteligentnego i zrównoważonego rozwoju, zdaniem Komisji Europejskiej, miałaby uwzględniać różne pozycje startowe państw członkowskich, biorąc pod uwagę ich inne cechy szczególne. Komisja Europejska wyraźnie podkreśliła, że niedopuszczalne jest mierzenie wszystkich jedną miarą, a więc każde państwo członkowskie zobowiązane jest wypracować własną, krajową ścieżkę osiągnięcia wspólnego celu³³. Wytyczenie konkretnych ambicji i wsparcie zarówno na poziomie wertykalnym (UE – państwo członkowskie), jak i horyzontalnym (państwo członkowskie – pozostałe państwa członkowskie) miało zapewnić skuteczność realizacji tej strategii. Na płaszczyźnie unijnej, Komisja zadeklarowała przede wszystkim: utworzenie ram finansowych, zawierających środki unijne i krajowe, usprawnienie systemu prawnego (w zakresie handlu emisjami, czy pomocy państwa w finansowaniu transformacji energetycznej), przygotowanie planu wsparcia we wdrażaniu OZE, a także planu przejścia do 2050 r. na gospodarkę niskoemisyjną, odporną na zmiany klimatyczne i zapewniającą efektywne wykorzystywanie zasobów.

Na płaszczyźnie krajowej Komisja Europejska zobowiązała państwa członkowskie do wyłączenia finansowania działań szkodliwych dla środowiska, z jednoczesnym wdrażaniem systemu zachęt przejścia na gospodarowanie przyjazne środowisku oraz utworzenie inteligentnej, zmodernizowanej infrastruktury energetycznej.

c. Rynek gazu jako pion transformacji energetycznej

Prace nad nową strategią klimatyczno-energetyczną miały oscylować wokół dwóch filarów, tj.: przeciwdziałania zmianom klimatu oraz wytwarzania czystej i efektywnej energii. W pierwszym przypadku Komisja Europejska uznała za konieczne koncentrację na ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych i wdrażaniu technologii niskoemisyjnych, które jednocześnie mają być oszczędne. Istotą jest połączenie braku negatywnego oddziaływania na środowisko ze stałym wzrostem gospodarczym i zachowaniem konkurencyjności wszystkich sektorów. Drugi filar, a więc czysta i efektywna energia, to założenie ograniczenia importu gazu i ropy naftowej na rzecz wprowadzania wielkoskalowego OZE, co miałyby się przyczynić do zwiększenia bezpieczeństwa i oszczędności energetyki na rynku wewnętrznym UE. Cel ten uzasadniany był w wielu innych aktach unijnych dążeniem do utworzenia gospodarki obiegu zamkniętego (*circular economy*), minimalizującej pozostawianie przez gospodarkę śladu środowiskowego.

32 Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, (C 326/47).

33 Zob. Komisja Europejska, Europa 2020, *Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu*, 2010 r., s.14.

Jednakże projekcja Komisji Europejskiej o kształcie energetyki na 2020 r. nie sprawdziła się, gdyż większość państw członkowskich nie osiągnęła dotąd 20 proc. udziału OZE, które w unijnym mieszkaniu energetycznym wynoszą obecnie 18,9 proc.³⁴ W związku z tym w opracowaniu wskazuje się na konieczność dokonania rewizji unijnej strategii klimatyczno-energetycznej poprzez włączenie gazu, jako paliwa, które może zastępować węgiel, a tym samym odegrać kluczową rolę w okresie przejściowym transformacji energetycznej w kierunku osiągnięcia wspólnego celu neutralności energetycznej do 2050 r.

W tym miejscu należy jeszcze raz podkreślić, jak ważne jest zindywidualizowanie krajowej ścieżki osiągnięcia wspólnego celu do 2050 r. On sam uzyskał pełną zgodę państw, lecz powinny one być współdecydentami w kształtowaniu tak dalece ingerującego w ich sytuację wewnętrzną nowego makroekonomicznego scenariusza. Wyraża to najnowszą „Strategia na rzecz integracji systemu energetycznego Unii Europejskiej” z dnia 8 lipca 2020 r.³⁵ **Wskazuje ona, że przez najbliższe dwie dekady gaz będzie paliwem, które zadecyduje o dekarbonizacji Unii Europejskiej,** jednakże docelowo do 2050 r. jego udział ma się stopniowo zmniejszać do poziomu 20 proc. Natomiast pozostałe 80 proc. mają stanowić odnawialne źródła energii, biogaz, biometan, być może gaz syntezowy oraz wodór.

34 Eurostat, *Share of energy from renewable sources in the EU Member States, 2020 r.*

35 *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, 2020 r.*

1.4. Dyrektywa RED II

a. Charakter prawny

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (L 328/82) jest kolejną regulacją prawną o bardzo istotnym wpływie nie tylko na intensyfikację udziału OZE w miksie energetycznym, ale całą jego strukturę, gdyż odnosi się także do innych paliw, które stopniowo będą prowadziły do osiągnięcia neutralności klimatyczno-energetycznej. Bardzo istotne z prawnego punktu widzenia jest dostrzeżenie instrumentu prawnego, który posługuje się prawodawca unijny. Tym razem jest to dyrektywa, a więc akt wiążący państwa członkowskie, do których jest kierowany, pozostawiający im swobodę wyboru środków w celu realizacji jej założeń. Dyrektywa prowadzi do harmonizacji prawa, a więc zbliżania, ale nie do ujednolicania. Poprzez to państwa członkowskie mają możliwość zachowania pewnych, właściwych dla siebie odmienności, które nie udaremniają skuteczności realizacji celów zawartych w dyrektywie. Cechą charakterystyczną dyrektywy jest jej pośrednie stosowanie, a więc to przepisy implementującego ją aktu krajowego obowiązują bezpośrednio³⁶. W związku z tym dyrektywa *sensu stricto* jest instrumentem prawnym o większej doniosłości niż akty *soft law*, jak na przykład komunikat, posiadając moc wiążącą. Natomiast *sensu largo*, dyrektywa prowadzi do zacieśniania integracji unijnej i sprzyja spójności w realizacji wspólnych celów.

b. Strategia i cel

Omawiana w niniejszym rozdziale Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (L 328/82), (zwaną dalej „Dyrektywą OZE”)^{37,38} rozwija cele traktatowe wyrażone w art. 194 ust. 1 TFUE. Przede wszystkim wspiera rozwój nowych i odnawialnych form energii na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa, efektywności i oszczędności energetycznej. OZE traktowane są jako energia przyszłości, ale jednocześnie dopuszcza inne źródła energii, jeśli za ich pomocą możliwe będzie tworzenie gospodarki obiegu zamkniętego. Odzwierciedla to założenia niniejszego opracowania, które dowodzi, że transformacja energetyczna nie może się odbyć bez uwzględnienia gazu, jako paliwa przejściowego na okres najbliższych dekad.

36 M. Cesarz, *Porządek prawny Unii Europejskiej*, Uniwersytet Wrocławski, 2014 r., http://www.repozytorium.uni.wroc.pl/Content/60497/PDF/07_Maciej_Cesarz.pdf.

37 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (L 328/82).

38 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 dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (L 140/16).

Ponadto, ogłoszona unijna strategia wodorowa modyfikuje pierwotne założenie osiągnięcia neutralności klimatycznej przy udziale jedynie OZE. Celem niniejszej dyrektywy jest zmniejszenie emisji CO₂ do 2030 r. o 40 proc., w stosunku do poziomów z 1990 r. oraz zwiększenie udziału OZE do 2030 r. na poziomie 32 proc., co podwyższa 27 proc. próg ustanowiony przez wcześniejszą dyrektywę (L 140/16).

Zakres przedmiotowy Dyrektywy OZE obejmuje określenie unijnego celu całkowitego udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., zasad wsparcia wdrażania OZE, współpracy państw, rozwiązania na rzecz uproszczenia procedur administracyjnych oraz ramy rozwoju biopaliw i innych paliw gazowych. W tym miejscu warto zaznaczyć, jak prawodawca unijny definiuje OZE. Są to zatem niekopalne źródła wytwarzające energię z wiatru, promieniowania słonecznego, otoczenia, pływów, fal oceanów, a także energia geotermalna, hydroenergia, biomasa, gaz pochodzący z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych. W katalogu definicji legalnych co prawda brak jest wyrażenia *expressis verbis* gazu ziemnego, czy wodoru, ale w postanowieniach Dyrektywy OZE regulacje te są zawarte. Nie można też uznać Dyrektywy OZE za akt będący wyczerpującą regulacją prawną, lecz ze względu na rozproszony system unijnej legislacji należy interpretować łącznie z innymi aktami prawnymi UE. Co więcej, każde państwo członkowskie zobowiązane jest przygotować swój krajowy plan na rzecz energii i klimatu (*national energy and climate plan*). W planie tym wskazuje swoją ścieżkę do osiągnięcia neutralności klimatycznej, w związku z czym dopuszczalne jest włączenie innych paliw. Realizacja ambicji **Europejskiego Zielonego Ładu** w zakresie klimatu i energii będzie procesem skomplikowanym, rozłożonym w czasie i bardzo kosztownym. Komisja Europejska szacuje, że osiągnięcie wyznaczonych celów tylko do roku 2030 będzie wymagało nakładów inwestycyjnych rzędu 260 mld EUR, co stanowi 1,5 proc. unijnego PKB z roku 2018³⁹. Skala kosztów transformacji energetycznej wymaga zaangażowania środków finansowych zarówno sektora publicznego jak i prywatnego⁴⁰.

Rezultat procesu transformacji energetycznej będzie uzależniony od mobilizacji i działań podejmowanych przez wszystkie kraje wspólnoty, dlatego tak ważne jest przeprowadzenie go w sposób sprawiedliwy, integrujący i niepozostawiający nikogo samemu sobie. Służyć ma temu opracowywany przez Komisję *mechanizm sprawiedliwej transformacji* w ramach planu inwestycyjnego na rzecz zrównoważonej Europy. Jest to kluczowe narzędzie mające na celu zapewnienie ukierunkowanego wsparcia finansowego transformacji na rzecz gospodarki neutralnej dla klimatu w latach 2021-2027, w wysokości co najmniej 100 mld EUR^{41,42}. Szerzej temat ten został opisany w dalszej części rozdziału.

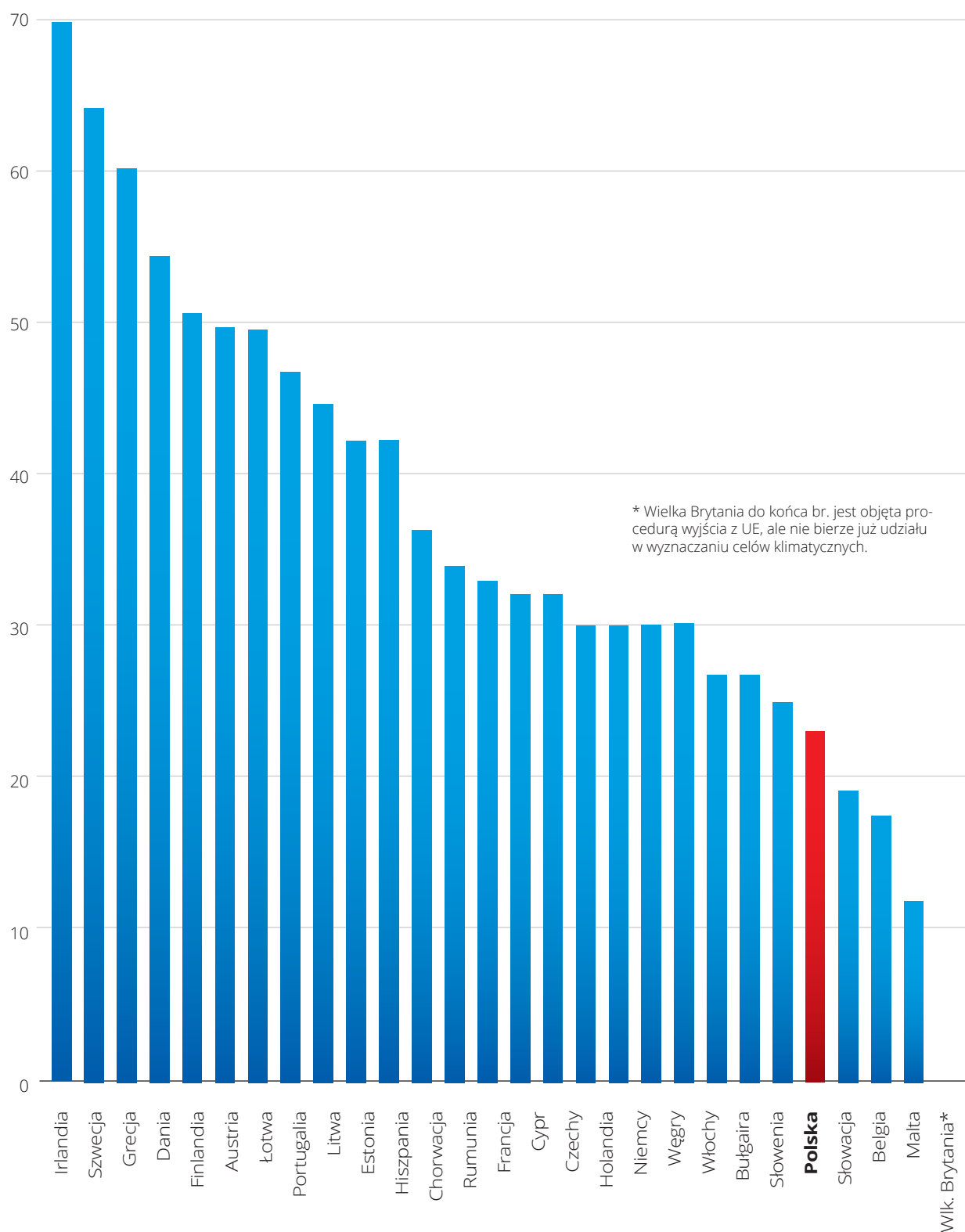
39 Szacunki te są zachowawcze, ponieważ nie uwzględniają np. potrzeb inwestycyjnych w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu czy wyzwań środowiskowych takich jak utrata bioróżnorodności. Nie biorą również pod uwagę inwestycji publicznych związanych z kosztami społecznymi transformacji oraz kosztami niepodjęcia działań.

40 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład*, 2019, s. 18.

41 Ibidem, s. 19-20.

42 *Mechanizm sprawiedliwej transformacji: z myślą o wszystkich*, dostęp: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/actions-being-taken-eu/just-transition-mechanism_pl#finansowanie.

RYS. 4 **UDZIAŁ OZE W MIKSACH ENERGETYCZNYCH PAŃSTW CZŁONKOWSKICH UE WEDŁUG KRAJOWYCH PLANÓW NA RZECZ ENERGII I KLIMATU DO 2030**



Źródło: Opracowanie własne A. Pinkas na podstawie: *national energy and climate plans*.

1.5. Finansowanie inwestycji gazowych w dobie transformacji energetycznej

a. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji

W przypadku mechanizmu finansowania transformacji energetycznej, priorytetową regulacją prawną jest opublikowany 14 stycznia 2020 r. wniosek w sprawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiający *Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji*⁴³. Wniosek ustawodawczy Komisji Europejskiej ma na celu wydanie rozporządzenia unijnego, będącego zgodnie z katalogiem zawartym w art. 288 TFUE jednym z aktów prawa wtórnego. Jego celem jest unifikacja prawa Unii Europejskiej, a więc pełna harmonizacja prowadząca co do zasady do ujednoczenia regulacyjnego, choć w sytuacjach objętych szczególnym interesem państwa, dopuszczalne są odstępstwa w tym zakresie. Unijne rozporządzenie ma zasięg ogólny, o czym świadczą zawarte w nim normy abstrakcyjno-generalne, będące jego cechą charakterystyczną. Adresatami norm są zarówno państwa, jak i osoby prawne, czy fizyczne. Co ważne, obowiązuje ono bezpośrednio, a więc w odróżnieniu od dyrektywy, nie podlega ono implementacji do prawa krajowego, lecz w przypadku kolizji reżimów prawnych, ma ono pierwszeństwo przed ustawodawstwem krajowym (supremacja prawa UE). Niedopuszczalne jest selektywne obowiązywanie rozporządzenia unijnego w systemie prawnym państwa członkowskiego, gdyż nie rodzi ono po jego stronie uprawnień do ingerencji w jego treść^{44,45}.

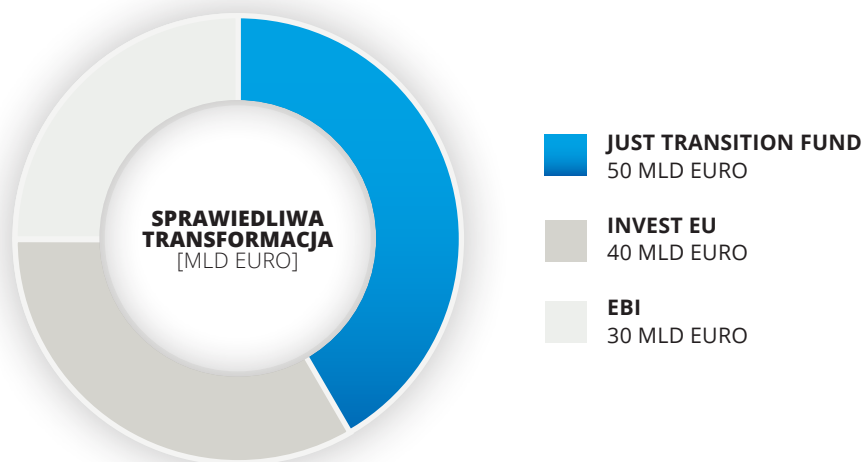
Jednym z najważniejszych aktów **Europejskiego Zielonego Ładu** jest *mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji (just transition mechanism)*, który tworzy ramy finansowe wsparcia państw członkowskich w ich transformacji energetycznej. Uregulowany on został w ww. rozporządzeniu, które ustanawia wspomniany wyżej *Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji* (Just Transition Fund). Proces wdrażania Funduszu objęty jest tzw. trilogiem, a więc zwykłą unijną procedurą ustawodawczą, polegającą na opracowaniu przez Komisję Europejską wniosku ustawodawczego, który zgodnie z art. 289 w związku z art. 294 TFUE zostaje przyjęty w drodze porozumienia Parlamentu Europejskiego i Rady lub odrzucony w razie braku kompromisu między tymi instytucjami. Mechanizm ten jest kontynuacją wartości wyrażonych w **Europejskim Zielonym Ładzie**, tj.: budowania UE w duchu sprawiedliwego i dostatniego społeczeństwa, przekształcenie gospodarek państw członkowskich na nowoczesne, zasobooszczędne i konkurencyjne, zlikwidowanie

43 Komisja Europejska, *Wniosek w sprawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiający Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji*, 2020 r.

44 J. Barcz, M. Górka, A. Wyrozumski, *Instytucje i prawo Unii Europejskiej. Podręcznik dla kierunków prawa, zarządzania i administracji*, Wolters Kluwer, 2017 r.

45 Urząd Komitetu Integracji Europejskiej, Krajowa Szkoła Administracji Publicznej, *Wytyczne polityki legislacyjnej i techniki prawodawczej. Zapewnienie efektywności prawa Unii Europejskiej w polskim prawie krajowym*, http://ksap.gov.pl/ksap/sites/default/files/publikacje/wytyczne_polityki_legislacyjnej_i_tekniki_prawodawczej.pdf, 2009 r.

RYS. 5 **MECHANIZM SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI**
- WSTĘPNY PODZIAŁ ŚRODKÓW [MLD EURO]



Źródło: Opracowanie własne A. Pinkas na podstawie: Wniosku w sprawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji

emisji gazów cieplarnianych, oddzielenie wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów oraz co najważniejsze, zrealizowanie idei neutralnej klimatycznie Unii Europejskiej do 2050 r. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że *Europejskie prawo o klimacie (European Climate law)* opublikowane przez Komisję Europejską w 2020 r. koncentruje się na celach najbliższej dekady zobowiązując państwa członkowskie do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 50-55 proc. do 2030 r., w porównaniu do poziomów z 1990 r. Dodatkowo zobliguje je do opracowania planów terytorialnych, zgodnych z nowymi strategiami klimatyczno-energetycznymi. Mają one na celu wskazanie regionów najbardziej narażonych na skutki transformacji energetycznej, które podobnie, jak strategie będą systematycznie weryfikowane przez Komisję Europejską w zakresie ich zrealizowania i poziomu założonych ambicji⁴⁶. Jest to niezwykle istotne z punktu alokacji środków finansowych wspierających transformację, a realizacja przez państwo postanowień w nich zawartych będzie warunkiem otrzymania wsparcia. Zgodnie z art. 9 niniejszego rozporządzenia, w przypadku braku zrealizowania przez państwo co najmniej 65 proc. założonego celu, Komisja Europejska będzie uprawniona do dokonania korekty finansowej poprzez zmniejszenie wsparcia z Funduszu.

Mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji skierowany jest do państw, które cechują się największą liczbą regionów i sektorów narażonych na negatywne skutki transformacji energetycznej, ze względu na zależność od paliw kopalnych. Celem UE jest minimalizacja ujemnych skutków gospodarczych, które mogą dotknąć niektóre gałęzie przemysłu oraz przeciwdziałanie redukcji zatrudnienia. Rozwój nowych technologii wytwarzania czystej energii stanowi pole dla inwestycji w kapitał ludzki, a więc wykorzystanie potencjału *know-how* i możliwie najmniej dokuczliwe przekwalifikowanie. Jednocześnie priorytetem programowania finansowego transformacji energetycznej jest wzmocnienie inkluzji społecznej, czyli intensyfikacja partycypacji obywatelskiej w nowej, *smart* rzeczywistości.

46 Wniosek w sprawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiający ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniający rozporządzenie (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), 2020 r.

Pierwszym instrumentem ww. mechanizmu jest *Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji*. Skierowany jest on na udzielanie dotacji regionom, które najsilniej odczują skutki transformacji energetycznej. Udzielanie środków będzie następowało w drodze ścisłej współpracy poziomu centralnego z samorządami, by podział środków był sprawiedliwy, a więc proporcjonalny do potrzeb. Beneficjentami *Funduszu* mogą być co prawda wszystkie państwa członkowskie, ale tylko wtedy kiedy na ich terytorium znajdują się regiony znacząco zagrożone negatywnymi skutkami transformacji. W związku z tym metoda alokacji środków uwzględnia: skalę wyzwań, poziom emisji gazów cieplarnianych, wyzwania społeczne związane z potencjalną utratą miejsc pracy, wydobycie węgla kamiennego i brunatnego, produkcję torfu i łupków bitumicznych, poziom rozwoju gospodarczego oraz zdolności inwestycyjne państw członkowskich. Według zapowiedzi Komisji Europejskiej Polska ma być obok Niemiec i Grecji jednym z trzech największych beneficjentów *Funduszu*. Wsparciem w Polsce mają zostać objęte: Katowice, Bielsko-Biała, Tychy, Rybnik, Gliwice, Bytom, Sosnowiec, Konin oraz Wałbrzych⁴⁷. Zgodnie z rozporządzeniem, początkowo budżet *Funduszu* miał wynieść do 50 mld EUR do 2050 r., a według konkluzji ze szczytu Rady Europejskiej na lata 2021-2027 przewidziane jest 10 mld EUR z *Funduszu*⁴⁸. Jak to zostało już zasygnalizowane wcześniej, państwa zobowiązane są do sporządzenia planów terytorialnych, które będą odzwierciedlały realny stan gospodarczy kraju i wskazywały regiony, które wymagają pomocy poprzez skierowanie tam środków unijnych. Plan ten ma być prognozą do 2030 r., która będzie zgodna z krajowym planem na rzecz energii i klimatu.

Precyzując, konieczne jest odpowiedzialne programowanie planów terytorialnych, by ich założenia były spójne z krajową strategią energetyczną i były na tyle ambitne, by w 2050 r. możliwe było przejście na całkowicie zeroemisyjną gospodarkę. Komisja Europejska na podstawie nadzoru nad wykonywaniem planów terytorialnych, będzie kontrolowała przydzielanie i wykorzystywanie środków z *Funduszu*. Zatem warunkiem otrzymania wsparcia finansowego będzie zatwierdzenie planów terytorialnych przez Komisję. Będą one podlegały cyklicznej rewizji i dostosowaniu do bieżącej sytuacji. Stanowi to swoistą zaporę przed niegospodarnym dysponowaniem budżetem z *Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji*, ale przede wszystkim daje gwarancję na zrealizowanie unijnego celu.

InvestEU to drugi filar *mechanizmu na rzecz sprawiedliwej transformacji*, którego budżet wstępnie przewidziany był na 30-40 mld EUR, natomiast w myśl ww. konkluzji Rady Europejskiej ma on wynieść 5,6 mld EUR z alokacją 2 800 mln EUR na lata 2021-2027. Jest to impuls dla przedsiębiorców, gdyż środki z tego instrumentu będą zasilają inwestycje prywatne. Zakres przedmiotowy obejmuje swoim katalogiem projekty w zakresie infrastruktury energetycznej i transportowej, w tym infrastruktury gazowej i systemów ciepłowniczych. *InvestEU* finansować będzie również działalność na rzecz dekarbonizacji i wdrażania technologii niskoemisyjnych, tj.: zwiększania OZE i podnoszenie efektywności energetycznej.

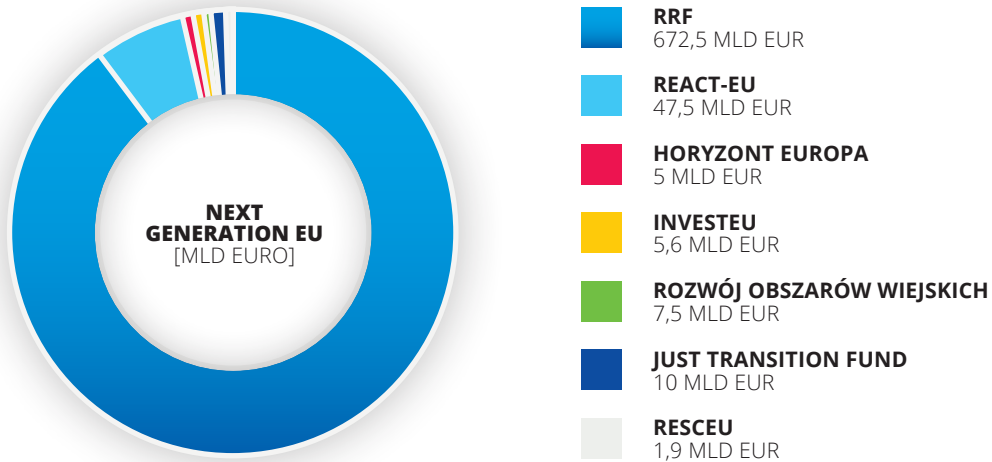
Ostatnim elementem *just transition mechanism* jest instrument pożyczkowy Europejskiego Banku Inwestycyjnego (*European Investment Bank*), z którego wsparcie miało początkowo oscylować w kwocie 25-30 mld EUR. Ostateczna wysokość tych środków nie jest jeszcze znana, gdyż Rada Gubernatorów EBI podejmie do końca br. decyzję w tej sprawie. Mechanizm w ramach EBI ma opierać się na tzw. efekcie dźwigni finansowej, a więc przyciąganiu środków finansowych w sektorze prywatnym w wyniku inwestycji ze środków publicznych. EBI ma wspierać ww. wymienione przedsięwzięcia, ale w odróżnieniu od pozostałych instrumentów będą to pożyczki, a nie bezzwrotne dotacje⁴⁹. Wysokość środków, które państwo może pozyskać z mechanizmu określona jest w załączniku nr 1 do *Wniosku w sprawie rozporządzenia ustanawiającego*

47 Komisja Europejska, *European Semester 2020, Overview of Investment Guidance on the Just Transition Fund 2021-2027 per Member State*, 2020 r.

48 Rada Europejska, *Konkluzje z nadzwyczajnego posiedzenia w dniach 17-21 lipca 2020 r.*

49 A. Pinkas, R. Nowakowski, Central Europe Energy Partners, Report Q1 (59), *Poland can benefit the most from the Just Transition Fund, but not unconditionally*, https://www.ceep.be/www/wp-content/uploads/2020/04/CEEP_Report_Q1_2020.pdf, 2020 r.

RYS. 6 **PODZIAŁ ŚRODKÓW NEXT GENERATION EU NA LATA 2021-2027**
[MLD EURO]



Źródło: Opracowanie własne A. Pinkas na podstawie: Konkluzji Rady Europejskiej z nadzwyczajnego posiedzenia w dniach 17-21 lipca 2020 r.

Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Zgodnie z nim partycypowanie państwa w środkach oblicza się jako średnią ważoną udziału w danym państwie emisji gazów cieplarnianych z zakładów przemysłowych (waga 49 proc.), zatrudnienia w sektorze wydobywania węgla kamiennego i brunatnego (waga 25 proc.), zatrudnienia w przemyśle (waga 25 proc.), produkcji torfu (waga 0,95 proc.) oraz produkcji łupków bitumicznych (waga 0,05 proc.). W związku z tym Polska ma szansę być beneficjentem jednej z największych kwot z zastrzeżeniem, że kwota udzielana na rzecz danego państwa nie może przekroczyć 2 mld EUR⁵⁰. Natomiast trzeba wziąć pod uwagę, że wprowadzany przez UE *Plan Odbudowy Europy* może dokonać pewnych zmian w dotychczasowych założeniach. Wynika to z włączenia *Just Transition Fund* do *Next Generation EU*, o łącznym budżecie 750 mld EUR, co zawarte zostało w konkluzjach z nadzwyczajnego posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 17-21 lipca 2020 r. Natomiast Parlament Europejski nie podzielił stanowiska Rady Europejskiej w dwóch bardzo istotnych kwestiach. Po pierwsze w zakresie budżetu środków, gdyż wstępną propozycję Rady Europejskiej uznał za niewystarczającą dla osiągnięcia ambicji klimatycznych. Po drugie pojawiła się po raz pierwszy kwestia uwarunkowania partycypacji w środkach z Funduszu od przestrzegania przez państwa zasady praworządności. Parlament zapowiedział zaostrzenie polityki unijnej w tym zakresie oraz wydanie rozporządzenia w sprawie praworządności (*Rule of Law Regulation*)⁵¹.

Podsumowując, zakres wsparcia z *mechanizmu na rzecz sprawiedliwej transformacji* przewidziany został w bardzo szerokim enumeratywnym wyliczeniu w art. 4 rozporządzenia. Środki finansowe będą skierowane m.in. na inwestycje: produkcyjne, tworzące nowe przedsiębiorstwa (inkubatory przedsiębiorczości, usługi konsultingowe), badawczo-innowacyjne, wdrażające technologie zeroemisyjne i poprawiające efektywność energetyczną, cyfrowe, czy podnoszące lub zmieniające kwalifikacje zawodowe. Natomiast w art. 5 rozporządzenia dokonano wyłączenia finansowania *expressis verbis* w stosunku do: likwidacji i budowy elektrowni jądrowych, przemysłu tytoniowego oraz sektora paliw kopalnych. O ile brak finansowania środkami

50 Komisja Europejska, Załącznik I, *Metoda alokacji środków Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji*, 2020 r.

51 Parlament Europejski, *Rezolucja z dnia 23 lipca 2020 r. w sprawie konkluzji z nadzwyczajnego posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 17-21 lipca 2020 r.*, 2020 r.

unijnymi w stosunku do tytoniu i węgla nie powinien budzić wątpliwości, to kwestia energetyki jądrowej pozostaje wciąż bez rozstrzygnięcia, co pokazuje też odmiennie podejście państw do atomu. W aktualizowanym *Programie polskiej energetyki jądrowej* założono cztery scenariusze, w tym w dwóch przewidziane zostało włączenie atomu do polskiego miks energetycznego w latach 2030-2040 r. W pierwszym z nich (*wolna optymalizacja*) atom pojawia się w 2040 r. na poziomie 12 proc., a w 2045 r. stanowi 27 proc. W drugim scenariuszu (*wariant strategiczny*) atom włączony ma zostać w 2035 r. i osiągnąć 9 proc., kolejno 16 proc. w 2040 r. i 27 proc. w 2045 r.⁵² Wnioski płynące z niniejszego opracowania wskazują także na konieczność włączenia energetyki jądrowej do polskiego miks energetycznego w okolicach 2040 r. celem zabezpieczenia stabilności OZE. Obecnie, z punktu prawnego niemożliwe jest odpowiedzenie na pytanie, kiedy nastąpi *coal exit*, gdyż żaden akt unijny nie wskazuje takiej daty. Trzeba zauważyć, że dekarbonizacja jest procesem, a to państwa członkowskie muszą planować go możliwie najambitniej. Przykładem mogą być Niemcy, które zadeklarowały wyjście od węgla na rok 2038 r. w formie ustawy oraz Szwecja, która zapowiedziała dekarbonizację w swoim krajowym planie na rzecz energii i klimatu do 2040 r.⁵³ Nasze prognozy uwzględniające aktualny stan prawny, sytuację gospodarczą Polski oraz politykę klimatyczno-energetyczną pozwalają sformułować wniosek, że dekarbonizacja, rozumiana jako odejście od węgla, przy ograniczonym wykorzystaniu innych paliw kopalnych, w Polsce ma szansę nastąpić między rokiem 2035 i 2040 r. Bardzo istotne znaczenie ma art. 4 lit. d, który przewiduje finansowanie technologii i infrastruktury zapewniającej czystą energię. Stwarza to „zielone światło” nie tylko dla OZE, ale także dla przyszłości rynku gazu w najbliższych dekadach. Polska stoi w przededniu neutralności klimatycznej, jeśli wykorzysta swoją szansę i przy wsparciu unijnych środków dołączy do grona państw zeroemisyjnych.

b. Perspektywy finansowania inwestycji gazowych w ramach mechanizmu sprawiedliwej transformacji

Koncepcja **Europejskiego Zielonego Ładu**, jak już wcześniej zaznaczono, nie precyzuje roli gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej. Nie wyklucza gazu jako paliwa przejściowego, jednocześnie mechanizm sprawiedliwej transformacji nie odnosi się jasno do możliwości finansowania inwestycji w sektorze gazu ziemnego.

W projekcie *Funduszu Sprawiedliwej Transformacji* wskazano kierunki przeznaczenia środków z pierwszego filaru *just transition mechanism*, zachowując duży poziom ogólności. W Komisjach Parlamentu Europejskiego wciąż trwają jednak prace nad jego ostatecznym kształtem. Spór toczy się m.in. o to czy *Fundusz* powinien wspierać inwestycje w projekty gazowe. Ambasadorowie unijni z końcem czerwca br. przyjęli w tej sprawie stanowisko wykluczające z możliwości finansowania wszelkie paliwa kopalne (w tym gaz), a także atom. Zdaniem krytyków, mimo mniejszej emisyjności w stosunku do węgla, gaz ziemny nie jest odpowiednim rozwiązaniem na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Kraje ze wschodniej i południowo-wschodniej części UE, w tym Polska, oponują przeciwko takiemu rozwiązaniu. Z punktu widzenia naszego państwa byłoby ono niekorzystne ze względu chociażby na „obciążenie” finansowania transformacji w ciepłownictwie, które wymaga gruntownej modernizacji, w celu zastąpienia przestarzałych kotłów węglowych, mniej emisyjnymi instalacjami gazowymi. Przyczyni się to do zmniejszenia emisji CO₂, smogu oraz walki z ubóstwem energetycznym. Stanowisko Polski podziela część Komisji Parlamentu Europejskiego, natomiast w dyskusji pojawiają się też argumenty za przyjęciem restrykcyjnych norm w zakresie zgodności inwestycji JTF z celami klimatycznymi UE.

52 Ministerstwo Klimatu, *Program polskiej energetyki jądrowej*, 2020 r.

53 *Deutsche Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung*, 2020 r.

Reasumując, pespektywy finansowania inwestycji gazowych ze środków *Funduszu Sprawiedliwej Transformacji* nie są na chwilę obecną klarowne. Ostateczna decyzja co do ram funkcjonowania *Funduszu* zostanie podjęta na posiedzeniu plenarnym Parlamentu Europejskiego jeszcze tej jesieni.

Program *InvestEU* będzie wspierał regiony i projekty inwestycyjne w szerszym zakresie niż Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. Wśród przedsięwzięć infrastrukturalnych w dziedzinie energetyki i transportu, dla których wsparcie przewidziano, znajdują się m. in. projekty dot. infrastruktury gazowej i ciepłownictwa komunalnego⁵⁴.

c. Finansowanie przez Europejski Bank Inwestycyjny

Gaz ziemny od 2022 r. będzie wykluczony ze wsparcia finansowego Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Jest to pokłosiem decyzji z 14 listopada 2019 r., w której EBI przyjął nowy standard wydajności emisji dla kredytowania inwestycji tj. 250 gramów CO₂ na kWh, który zastąpi obecny standard 550 g CO₂ na kWh. Skutkiem poprzedniego ograniczenia było zakończenie kredytowania przez EBI produkcji energii z węgla. Działania te są podejmowane w ramach strategii EBI, która zakłada, że do roku 2025 stanie się on pierwszym europejskim bankiem klimatycznym, w sektorze energetyki finansującym jedynie odnawialne źródła energii i projekty związane efektywnością energetyczną. Taka polityka skazuje gazowe źródła energii na korzystanie z finansowania banków komercyjnych, które będzie udzielane na znacznie mniej preferencyjnych warunkach. To z kolei będzie zwiększało atrakcyjność OZE kosztem błękitnego paliwa^{55,56}.

d. Finansowanie przez banki komercyjne

Trend odchodzenia od finansowania projektów opartych o węgiel jest widoczny nie tylko na poziomie europejskich instytucji finansujących zieloną transformację, ale również w sektorze bankowości komercyjnej. Zagraniczne banki deklarują stopniową rezygnację ze wspierania projektów węglowych. Przełomową decyzję w tym zakresie podjął w 2013 r. Bank Światowy, który jako pierwsza tak duża instytucja finansowa, ogłosiła koniec udzielania kredytów dla większości projektów węglowych. Trend ten zaczyna wkraczać na polski rynek poprzez spółki-córki dużych europejskich banków⁵⁷. W kontekście inwestycji związanych z gazem ziemnym, instytucje kredytujące nie przewidują w chwili obecnej żadnych restrykcji ani tym bardziej zaprzestania ich finansowania. Z takiego wsparcia skorzysta Gaz-System, który jest spółką strategiczną dla polskiej gospodarki, odpowiadającą za przesył gazu ziemnego oraz zarządzającą najważniejszymi gazociągami w Polsce. Spółka 7 lipca 2020 r. podpisał umowę kredytową z konsorcjum złożonym z 10 banków. Zewnętrzne finansowanie, opiewające na kwotę 5,5 mld PLN, zostanie przeznaczone na działania w ramach strategii inwestycyjnej spółki w latach 2020-2025, m.in. na realizację projektów takich jak Baltic Pipe i rozbudowa Terminala LNG w Świnoujściu⁵⁸.

54 Źródła finansowania sprawiedliwej transformacji, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/actions-being-taken-eu/just-transition-mechanism/just-transition-funding-sources_pl#fundusz-na-rzecz-sprawiedliwej-transformacji.

55 EBI wycofuje się z finansowania inwestycji gazowych, Biznes Alert, 15.11.2019 r., <https://biznesalert.pl/ebi-inwestycje-gaz-energetyka/>.

56 UMARŁ LIMIT 550 G/KWH. NIECH ŻYJE LIMIT 250 G/KWH, Nowoczesne Ciepłownictwo, 18.11.2019 r., <http://nowoczesneciepownictwo.pl/umarl-limit-550-g-kwh-niech-zyje-limit-250-g-kwh/>.

57 Banki mają strategię na węgiel i gaz. Pieniądze to nie wszystko, WysokieNapięcie.pl, 23.09.2019 r. <https://wysokienapiecie.pl/22838-wegiel-i-gaz-w-strategiach-bankow-i-ubezpieczycieli/>.

58 GAZ SYSTEM pozyskał finansowanie na realizację strategicznych inwestycji w latach 2020-2025, Gaz-System, 07.07.2020, <https://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/203203/>.

e. Finansowanie w ramach projektów wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej

Na poziomie funduszy europejskich projekty gazowe w dalszym ciągu mogą liczyć na wsparcie w ramach inicjatywy projektów wspólnego zainteresowania UE (*ang. Projects of Common Interest – PCI*). Są to kluczowe projekty infrastrukturalne, mające na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa, wsparcie integracji wewnętrznego rynku energii UE oraz poprawę konkurencji na europejskim rynku energii, a także muszą się one przyczynić do zmniejszenia emisji CO₂. Zgodnie z rozporządzeniem (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (tzw. rozporządzenie TEN-E) lista projektów PCI jest sporządzana co dwa lata. Projekty te mogą ubiegać się o finansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (*ang. Connecting Europe Facility – CEF*) w formie bezzwrotnych dotacji lub innowacyjnych instrumentów finansowych⁵⁹. W Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1316/2013 z dnia 11 grudnia 2013 r. ustanawiającym instrument „Łącząc Europę” ustalono pulę środków finansowych na jego realizację w latach 2014–2020, w wysokości prawie 30,5 mld EUR według cen bieżących. Kwota ta podlegała następującemu podziałowi: sektor transportu ponad 24 mld EUR, sektor telekomunikacji ponad 1 mld EUR, sektor energii niemal 5,4 mld EUR⁶⁰. W obszarze energetyki środki te zostały rozdysponowane na dofinansowanie prac projektowych i budowlanych infrastruktury energetycznej.

W roku 2020 za projekty wspólnego zainteresowania na terenie Polski, uznano inwestycje wpisujące się w priorytet bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, budowania rynku gazu oraz działań na rzecz środowiska i klimatu zgłoszone przez Gaz-System S.A. Należą do nich projekty w ramach dwóch korytarzy priorytetowych⁶¹:

- W ramach „Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu” (*ang. Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP*):
 - › projekt rurociągu Baltic Pipe,
 - › projekt rurociągu Polska-Litwa (GIPL).
- W ramach korytarza „Gazowe połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej”:
 - › Połączenie międzysystemowe Polska- Słowacja,
 - › Korytarz gazowy Północ-Południe we wschodniej Polsce,
 - › Projekt LNG Gdańsk.

59 Ministerstwo Klimatu, *Projekty wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej*, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekty-wspolnego-zainteresowania-unii-europejskiej>.

60 ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) NR 1316/2013 z dnia 11 grudnia 2013 r. ustanawiające instrument „Łącząc Europę”, zmieniające rozporządzenie (UE) nr 913/2010 oraz uchylające rozporządzenia (WE) nr 680/2007 i (WE) nr 67/2010.

61 Parlament Europejski przyjął czwartą listę PCI – kluczowe projekty GAZ-SYSTEM uwzględnione, Gaz-System, 12.02.2020, <https://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/203100/>.

Zgodnie z propozycją Komisji Europejskiej instrument „Łącząc Europę” ma zostać przedłużony na lata 2021-2027. Budżet dla nowej perspektywy finansowej nie został jeszcze ostatecznie ustalony. Komisja planuje przeznaczyć na ten cel 42,3 mld EUR, co oznaczałoby 47 proc. wzrost w porównaniu z okresem 2014–2020⁶². Środki wesprą inwestycje w ogólnoeuropejskie sieci infrastruktury transportowej – 30,6 mld EUR, energetycznej – 8,7 mld EUR i cyfrowej – 3 mld EUR. Należy jednak zaznaczyć, że 60 proc. budżetu instrumentu „Łącząc Europę” będzie przeznaczony na realizację celów klimatycznych. W obszarze energetyki beneficjentami wsparcia będą głównie projekty zacieśniające współpracę między państwami członkowskimi w zakresie transgranicznych projektów dotyczących wytwarzania energii odnawialnej, ułatwiających dekarbonizację. W dalszym ciągu finansowane będą kluczowe transeuropejskie sieci infrastruktury zwiększające integrację europejskich rynków energii i bezpieczeństwo dostaw⁶³.

f. Finansowanie w ramach rynku mocy

Kolejnym modelem finansowania energetyki konwencjonalnej jest pomoc publiczna w ramach Rynku Mocy. W perspektywie najbliższych lat to właśnie istniejące oraz planowane moce gazowe mają szansę na powiększenie swojego udziału w rynku mocy.

Ustawa o rynku mocy weszła w życie 18 stycznia 2018 r. Mechanizm ten został wprowadzony z powodu konieczności zapewnienia odpowiedniej ilości mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), szczególnie w momencie tzw. zapotrzebowania szczytowego. Stabilność pracy systemu uzależniona jest od wielu czynników m.in. odstawień bloków w elektrowniach, uszkodzeń elementów sieci, zjawisk atmosferycznych oraz udziału w systemie odnawialnych źródeł energii, charakteryzujących się niestabilnością pracy. Trend maksymalizacji produkcji energii z OZE, jest na tyle duży, że subsydialne źródła energii mają pierwszeństwo we wprowadzaniu energii do sieci elektrycznej, co w rezultacie częściowo wyklucza z pracy elektrownie konwencjonalne. Jednocześnie w celu zachowania bezpieczeństwa ciągłości dostaw na wypadek niewystarczającej produkcji z OZE, konieczne jest utrzymanie bloków w gotowości. Właśnie temu służyć ma rynek mocy, którego funkcjonowanie sprowadza się do opłacania wytwórców za samą gotowość do pracy, dzięki czemu możliwe jest zbilansowanie mocy. Bez tego mechanizmu firmy energetyczne nie byłyby w stanie z własnych przychodów utrzymać odpowiednich rezerw mocy w systemie ani inwestować w nowe, konwencjonalne jednostki wytwórcze, potrzebne dla utrzymania bezpiecznego funkcjonowania systemu energetycznego i zapewnienia dostaw energii elektrycznej⁶⁴. Komisja Europejska zaakceptowała rynek mocy jako formę pomocy publicznej oraz wyraziła zgodę na jego funkcjonowanie przez 10 lat, przy czym w praktyce już zawarte kontrakty będą obowiązywać nawet do końca 2037 r.⁶⁵ Zakontraktowanie mocy odbywa się poprzez tzw. aukcje główne obejmujące kolejne lata kalendarzowe, poczynając od 2021 r. Dotychczas odbyły się cztery aukcje dotyczące lat 2021-2024. Są one organizowane z pięcioletnim wyprzedzeniem, kolejna aukcja główna na rok dostaw 2025 została zaplanowana na 14 grudnia 2020 r.⁶⁶

62 *Łącząc Europę na nową dekadę*, Komisja Europejska Przedstawicielstwo w Polsce, 06.06.2018 r., https://ec.europa.eu/poland/news/180606_CEF_pl.

63 CEF 2021-2027. Ponad 30 mld euro na transport, Rynek Infrastruktury, 07.06.2018 r., <https://www.rynekinfrastruktury.pl/wiadomosci/drogi/cef-20212027-ponad-30-mld-euro-na-transport-63087.html>.

64 Forum Energii, *Rynek mocy do przeglądu. Analiza wyników trzech aukcji*, październik 2019 r., s. 3-5., https://www.cire.pl/pliki/1/2019/fe_rynek_mocy_do_przegladu.pdf

65 European Commission, *State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, C(2018) 601 final*, Brussels, 7.2.2018 r.

66 *Ramowy harmonogram procesów rynku mocy*, PSE, <https://www.pse.pl/rynek-mocy-informacje-ogolne>

Dostawcy mocy, czyli firmy, które wygrały aukcję, otrzymują stałą zapłatę (w PLN/kW za rok) w zamian za tzw. obowiązek mocowy, oznaczający gotowość do dostarczania mocy przez cały okres dostaw oraz faktyczne jej dostarczenie do systemu w okresie ryzyka niezbilansowania dostaw⁶⁷.

Dotychczas największy udział w mocy zakontraktowanej, w podziale na paliwa przypadają węglowi kamiennemu i brunatnemu, ze względu na dominację bloków węglowych w strukturze mocy zainstalowanej w KSE. Udział bloków węglowych w mocach zakontraktowanych na rok 2023 wynosi blisko 84 proc. Resztę stanowią źródła gazowe (8,1 proc.), wodne (4,7 proc.), DSR (3,6 proc.) oraz inne paliwa (0,3 proc.).⁶⁸ Sytuacja ta ulegnie jednak zmianie w najbliższym czasie ze względu na wejście w życie w 2019 r. rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Wprowadza ono nowe wymogi dla mechanizmów zdolności wytwórczych, w tym limity emisji CO₂ na poziomie 550 g CO₂/kWh. Na funkcjonujących już rynkach mocy, tak jak w Polsce, limity emisji będą obowiązywały jednostki nowopowstałe od 1 stycznia 2020 r., a jednostki już istniejące od 1 lipca 2025 r.⁶⁹ Nowe restrykcje wykluczą z mechanizmu mocy jednostki węglowe, co z kolei stanie się szansą dla zwiększenia udziału w kontraktach mocowych dla elektrowni gazowych. Powstała na rynku mocy luka będzie wymagała zagospodarowania nowymi inwestycjami, jednostkami gazowymi, magazynami i DSR⁷⁰.

67 Forum Energii, *Rynek mocy...*, op. cit., s. 5.

68 Ibidem, s. 8.

69 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, Dz. UE L 158/54 z 14.6.2019.

70 *Rynek mocy do przeglądu...*, op. cit., s. 16.

1.6. „Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)”

a. Charakterystyka, struktura i cele dokumentu

„Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)” (SOR) jest najważniejszym obowiązującym dokumentem państwa polskiego, określającym średnio- i długookresową politykę gospodarczą. Została przyjęta przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 r. Dokument opisuje aktualne uwarunkowania, a także definiuje cele i kierunki rozwoju Polski w obszarze gospodarczym, społecznym i przestrzennym w perspektywie roku 2020 i 2030. Strategia jest odpowiedzią na rozpoznane błędy w dotychczasowym modelu rozwoju, a także na nowe wyzwania stojące przed szeroko zdefiniowaną polityką społeczno-gospodarczą Polski⁷¹. Zdiagnozowanymi i zdefiniowanymi w strategii czynnikami opóźniającymi rozwój polskiej gospodarki są tzw. pułapki rozwojowe, tj.:

- pułapka średniego dochodu (PKB *per capita* Polski to tylko 45 proc. PKB *per capita* USA, połowa Polaków zarabia mniej niż 2500 PLN netto, pensje są ok. trzykrotnie niższe niż w krajach wysoko rozwiniętych),
- pułapka braku równowagi (większość polskiego kapitału trafia do zagranicznych inwestorów, 2 bln PLN wynoszą zagraniczne pasywa Polski, 2/3 polskiego eksportu i 50 proc. produkcji przemysłu tworzą firmy z kapitałem zagranicznym),
- pułapka przeciętnego produktu (niewielkie nakłady na B+R, ok. 1 proc. PKB, niska innowacyjność, brak marek o światowym zasięgu),
- pułapka demograficzna (niska dzietność, utrzymujący się trend wzrostu liczby osób w wieku poprodukcyjnym),
- pułapka słabości instytucji (niska ściągalskość podatków, niska efektywność instytucji państwa, przewlekłość procedur i postępowań, brak koordynacji polityk publicznych)^{72,73}.

71 Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), s. 5.

72 Strategia na rzecz..., op. cit., s. 5.

73 Ibidem, s. 24-25.

Głównym celem SOR jest „Tworzenie warunków dla wzrostu dochodów mieszkańców Polski przy jednoczesnym wzroście spójności w wymiarze społecznym, ekonomicznym, środowiskowym i terytorialnym”⁷⁴. Jednocześnie w Strategii wskazano trzy cele szczegółowe: **Trwały wzrost gospodarczy oparty coraz silniej o wiedzę, dane i doskonałość organizacyjną; Rozwój społecznie wrażliwy i terytorialnie zrównoważony; Skuteczne państwo i instytucje służące wzrostowi oraz włączeniu społecznemu i gospodarczemu**. Będą one realizowane w wielu obszarach życia społeczno-gospodarczego, a ich osiągnięciu mają służyć planowane działania naprawcze, do których należą:

- reindustrializacja (zakładająca partnerstwo państwowe dla strategicznych działów gospodarki, tworzenie klastrów i dolin przemysłowych oraz pozyskiwanie atrakcyjnych inwestycji zagranicznych);
- rozwój innowacyjnych przedsiębiorstw (w ramach którego zakłada się stworzenie „Konstytucji Biznesu”, zreformowanie instytutów naukowo-badawczych, program „Start in Poland”, stworzenie przyjaznego otoczenia prawnego dla przedsiębiorczości);
- pozyskanie kapitału rozwojowego (czemu służyć ma głównie tworzenie oszczędności, pozyskiwanie środków europejskich, Polski Fundusz Rozwoju i środki z planu Junckera, jak również Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju, Europejskiego Banku Inwestycyjnego oraz Azjatyckiego Banku Inwestycji Infrastrukturalnych);
- ekspansja zagraniczna (poprzez utworzenie Pionu Wspierania Eksportu w Polskim Funduszu Rozwoju, zreformowanie dyplomacji ekonomicznej, budowa silnej marki „Polska”),
- rozwój społeczny i gospodarczy (dzięki skutecznej polityce regionalnej, utworzeniu paktu dla obszarów wiejskich, czy poprawie poziomu edukacji)⁷⁵.

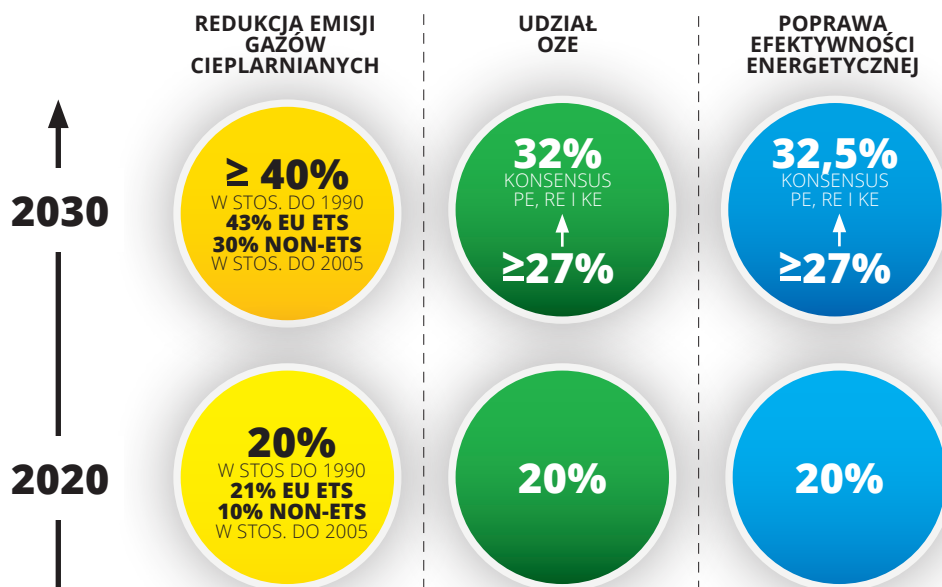
W tym miejscu należy zauważyć, że cele zawarte w najważniejszym dokumencie strategicznym dla Polski nie pokrywają się w pełni z koncepcją **Europejskiego Zielonego Ładu**. SOR wychodzi od diagnozy potrzeb polskiego społeczeństwa i gospodarki, które kształtują się inaczej niż potrzeby państw Europy Zachodniej. Polska boryka się z problemami natury ekonomicznej – średnim wzrostem gospodarczym i wciąż niską zamożnością społeczeństwa, podczas gdy wysokorozwinięte gospodarki większości krajów UE jako największe zagrożenie postrzegają zmiany klimatu i ich negatywne następstwa dla ekosystemów. Skutkiem tych różnic jest różna hierarchia priorytetów. Nadrzędnym celem polskich władz jest zwiększanie dobrobytu swoich obywateli i wyrównywanie luki w poziomie zamożności między Europą Zachodnią. Aby zobrazować ogromną różnicę dzielącą pod tym względem Polskę od Krajów UE15 warto posłużyć się wyliczeniami ekspertów SGH, którzy w 2019 r. prognozowali, że przy założeniu utrzymania się przeciętnych tendencji wzrostowych, Polska po 14 latach osiągnie średni poziom dochodu na mieszkańca UE15, a po 21 latach doścignie Niemcy⁷⁶. Polska w swojej strategii rozwoju nie uchyla się jednak od działań na rzecz ochrony klimatu, zadeklarowała bowiem osiągnięcie celów wyznaczonych w pakiecie energetyczno-klimatycznym, jednak przy zachowaniu równowagi tych działań w wymiarze społecznym i ekonomicznym. Nadmienione wcześniej działania naprawcze będą podejmowane w tak kluczowych dziedzinach dla rozwoju gospodarczego i jakości życia, jak **cyfryzacja, transport, energia, środowisko, czy bezpieczeństwo narodowe**. W dalszej części tego rozdziału zostanie szerzej omówiona prezentowana w SOR wizja rozwoju sektora energii.

74 <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju>

75 <https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/arttykul/plan-morawieckiego-oto-piec-glownych-filarow,29,0,2020125.html>

76 Raport SGH, *Wyrównywanie luki w poziomie zamożności między Europą Środkowo-Wschodnią a Europą Zachodnią*.

RYS. 7 ZOBOWIĄZANIA UE DO 2030 R. W STOSUNKU DO CELU 2020



Źródło: KOBiZE, dostęp: <https://www.kobize.pl/pl/article/pakiet-energetyczno-klimatyczny-ue/id/389/pakiet-2021-2030>

Wskazane w SOR cele, kierunki interwencji, działania i projekty strategiczne powinny znaleźć odzwierciedlenie we wszystkich dokumentach strategicznych. W tym sensie SOR stanowi podstawę do przygotowywania nowych strategii w obszarze zarządzania rozwojem kraju, m.in. jest podstawą do opracowania nowej polityki energetycznej, która doprecyzuje i zoperacjonalizuje zapisy SOR w obszarze energetyki.

b. Energia jako jeden z kluczowych obszarów SOR

W SOR dokonano identyfikacji wyzwań stojących przed polskim sektorem energii w dobie transformacji, sformułowano nadrzędny cel w tym obszarze, a także zaproponowano odpowiednie działania i wskazano planowane w ramach tych działań projekty strategiczne. Najważniejszym wyzwaniem, a zarazem głównym celem dla sektora energii w Polsce, jest wg SOR **konieczność zapewnienia obywatelom i instytucjom stabilnych dostaw energii po akceptowalnej ekonomicznie cenie, co będzie służyć rozwojowi całej gospodarki**. Konieczne będzie również ograniczenie emisji zanieczyszczeń i ewolucyjna zmiana modelu gospodarki na zeroemisyjną. Dla zwiększenia dynamiki rozwoju gospodarczego w tym obszarze niezbędne będą inwestycje w polskie innowacje i zsynchronizowanie działań w sektorze energii z tzw. czwartą rewolucją przemysłową⁷⁷, np. przez wdrażanie inteligentnych systemów zarządzania siecią w oparciu o sztuczną inteligencję. Kluczowe będzie wypracowanie polityki energetycznej Polski, która wyznaczy kierunki transformacji w perspektywie długoterminowej i stanie się punktem odniesienia dla strategii sektorowych⁷⁸.

77 Wg Platformy Przemysłu Przyszłości jest to złożony proces transformacji technologicznej i organizacyjnej przedsiębiorstw, który obejmuje integrację łańcucha wartości, wprowadzanie nowych modeli biznesowych oraz cyfryzację produktów i usług. Wdrażanie tych rozwiązań możliwe jest dzięki wykorzystaniu nowych technologii cyfrowych, zasobów danych oraz zapewnieniu komunikacji w sieci współpracy maszyn, urządzeń i ludzi. Czynnikiem napędzającym transformację są coraz bardziej zindywidualizowane potrzeby klientów i narastający trend personalizacji produktów i usług. <https://przemyslprzyszlosci.gov.pl/tag/przemysl-4-0/>

78 *Strategia na rzecz...*, op. cit., s. 320.

TAB. 1 **PROJEKTY STRATEGICZNE W OBSZARZE**
- POPRAWA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO KRAJU

RYNEK MOCY	- wdrożenie mechanizmu rynkowego, zapewniającego ciągłość i stabilność dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych i dla przemysłu w horyzoncie średnio i długoterminowym.
PROGRAM POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ	- kontynuacja prac nad programem w celu dywersyfikacji źródeł energii, zmniejszenia wpływu energetyki na środowisko, rozwoju ośrodków naukowo-badawczych oraz polskiego przemysłu (w tym także z uwzględnieniem działalności eksportowej). Decyzja zasadnicza zapadnie po wykonaniu przez ministra odpowiedzialnego za sektor energii odpowiednich analiz oraz po uzyskaniu ofert dostawców technologii, które pozwolą na określenie nakładów inwestycyjnych niezbędnych do poniesienia i potwierdzą m.in. opłacalność inwestycji w energetykę jądrową w polskich warunkach.
HUB GAZOWY	- przygotowanie do utworzenia na terytorium Polski centrum przesyłu i handlu gazem dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: SOR

Jednocześnie zakładane w SOR działania muszą być spójne ze zobowiązaniami unijnymi i międzynarodowymi. Polska zadeklarowała osiągnięcie celów wyznaczonych w pakiecie energetyczno-klimatycznym na lata 2013-2020 oraz w perspektywie 2021-2030. Wiąże się to z koniecznością partycypowania w ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych o 20 proc. do roku 2020 i o 40 proc. do roku 2030 w porównaniu z 1990 r. (wymóg na poziomie całej Unii Europejskiej); zwiększenia do 15 proc. udział energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii w Polsce do 2020 r. oraz do 32 proc. w roku 2030; poprawy efektywności energetycznej (mierzoną wskaźnikiem zużycia energii pierwotnej) o 20 proc. na poziomie całej UE w roku 2020 i o 32,5 proc. do 2030^{79,80}.

c. Kierunki i działania w obszarze „Energia”

Realizacja ogólnego celu dla energetyki będzie się odbywała poprzez działania wyznaczone w czterech kierunkach. Pierwszym z nich jest poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju. Głównym założeniem w tym obszarze jest zapewnienie odbiorcom na terenie Polski nieprzerwanych dostaw energii, pochodzącej ze źródeł wytwarzania opartych na krajowych surowcach energetycznych, przy zachowaniu konkurencyjności cen⁸¹. W SOR duży nacisk położono na konieczność zachowania suwerenności w dziedzinie zaopatrzenia w energię. W perspektywie 2050 r. nadal zakłada się, że istotną rolę w systemie elektroenergetycznym będzie odgrywał węgiel, który ma gwarantować stabilność dostaw surowca do elektrowni. Niemniej dla zapewnienia bezpieczeństwa konieczna jest dywersyfikacja źródeł, surowców oraz sposobu wytwarzania i dystrybucji energii. Jednymi z kluczowych inwestycji w tym zakresie będą te związane z budową transgranicznej infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, która umożliwi dostawy z nowych źródeł, a także rozbudowa i modernizacja wewnętrznej sieci przesyłowej oraz zwiększenie pojemności magazynowych.

79 *Strategia na rzecz...*, op. cit., s. 321-322.

80 <https://www.kobize.pl/pl/article/pakiet-energetyczno-klimatyczny-ue/id/389/pakiet-2021-2030>

81 *Strategia na rzecz...*, op. cit., s. 328.

Poszukiwanie nowych kierunków i dostawców gazu ziemnego (np. gaz z norweskiego szelfu kontynentalnego, LNG) umożliwi uniezależnienie od obecnie dominującego wschodniego dostawcy. Konieczne jest również stworzenie warunków do inwestowania w nowe, nisko- i zeroemisyjne moce wytwórcze dla energii elektrycznej oraz zapewnienie niezawodności pracy sieci. W obszarze elektrowni węglowych planowana jest wymiana części wyeksploatowanych, nieefektywnych i niespełniające europejskich standardów bloków, które zostaną zastąpione nowymi, zapewniającymi *back up* mocy systemowej. Kolejnym ważnym aspektem dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii w postaci ciepła jest konieczność rozbudowy i modernizacji sieci ciepłowniczej, co zapewni ma zwiększenie dostępu dla nowych odbiorców. Istotne jest również stymulowanie rozwoju alternatywnych, bezemisyjnych źródeł ciepła (min. ogrzewania elektrycznego). Nie mniej istotny jest przejrzysty i uczciwy system handlu energią elektryczną, konieczne jest zatem wypracowanie odpowiednich warunków i zasad jego funkcjonowania⁸².

Rysunek 8 (na następnej stronie) obrazuje geograficzne rozmieszczenie na terenie Polski planowanych inwestycji zwiększających bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Kolejnym priorytetem polityki energetycznej państwa opisywanym w SOR jest poprawa efektywności energetycznej kraju. Polska gospodarka zużywa nawet dwa razy więcej energii na jednostkę PKB niż inne kraje wysoko rozwinięte^{83,84}. Jest to spowodowane głównie wysoką energochłonnością procesów wytwórczych. Zmiany w tym obszarze nie powinny następować poprzez eliminację energochłonnych gałęzi przemysłu, ale polegać na innowacyjnych rozwiązaniach, ograniczających energochłonność gospodarki. SOR wskazuje szereg działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej naszego kraju, m.in.: zmniejszenie strat energetycznych w budownictwie mieszkalnym, w przedsiębiorstwach i budynkach użyteczności publicznej; inwestycje w rozbudowę i modernizację systemów ciepłowniczych i chłodniczych oraz działania mające na celu redukcję strat przesyłowych; wsparcie przedsiębiorstw w podnoszeniu sprawności wytwarzania energii; rozwój źródeł kogeneracyjnych. Projektem strategicznym w tym obszarze jest „Program budowy inteligentnej sieci elektroenergetycznej w Polsce”, który zakłada stworzenie rozwiązań prawnych oraz narzędzi technicznych i systemowych, umożliwiających zarządzanie komunikacją między konsumentami energii a jej dostawcą. Program wdroży również mechanizmy umożliwiające zarządzanie popytem na energię oraz pozwalające na jej bardziej świadome użytkowanie przez konsumentów⁸⁵.

Przemiany w sektorze energetycznym muszą iść w parze z rozwojem techniki, który przyczyni się m.in. do: zwiększenia efektywności wytwarzania energii, obniżenia kosztów energii ponoszonych przez konsumentów, integracji źródeł rozproszonych czy zmniejszenia oddziaływania sektora na środowisko naturalne. Jednym z głównych kierunków innowacji w energetyce jest rozwój technologii magazynowania energii, które staną się motorem napędowym rozwoju OZE. Magazynowanie energii jest niezbędne z punktu widzenia niezawodności działania sieci energetycznych w procesie maksymalizacji udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, które charakteryzuje niestabilność pracy, m.in. ze względu na warunki pogodowe. Magazyny energii pomogą również usuwać bariery w podłączaniu odnawialnych źródeł energii do sieci różnych napięć, będą też narzędziem pozwalającym przesunąć szczytowe wartości popytu poprzez magazynowanie energii poza szczytem⁸⁶.

82 Ibidem, s. 321, 328-329.

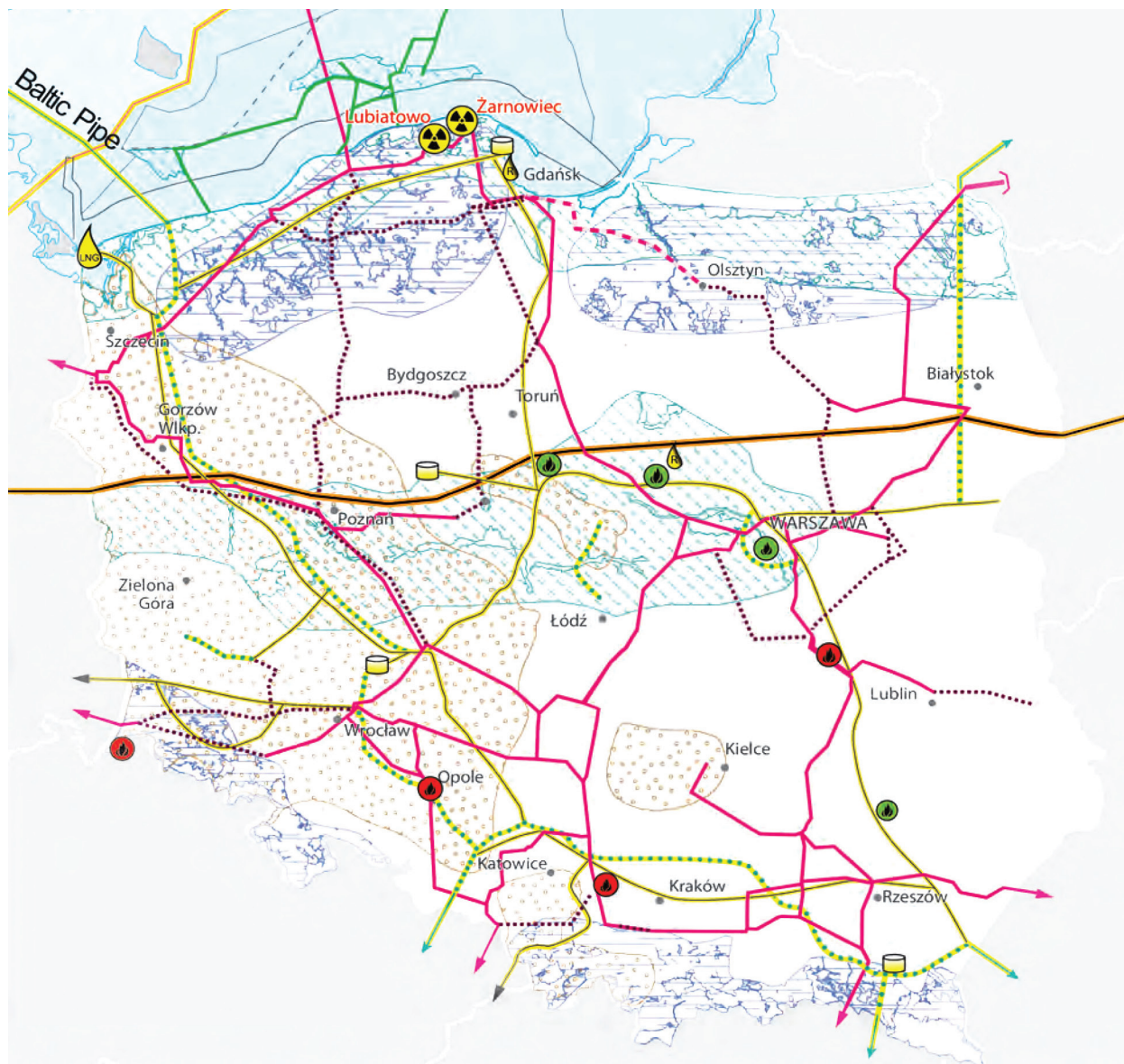
83 Energochłonność to wskaźnik, który pokazuje, ile energii jest potrzebne na wyprodukowanie określonej ilości towaru lub jednostki PKB.

84 <https://wysokienapiecie.pl/21766-polak-produkuje-mniej-za-wiecej-skad-taka-energochlonoosc/>

85 *Strategia na rzecz...*, op. cit., s. 324, 329-330.

86 E. Mataczyńska, *Magazyny energii w erze odnawialnych źródeł energii-rozwiązania australijskie*, Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza, <https://www.instytutpe.pl/wp-content/uploads/2016/01/Magazyny-energii-w-erze-OZE.pdf>

RYS. 8 KIERUNKI DZIAŁAŃ NA RZECZ BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO



Rozbudowa systemu połączeń energetycznych krajowych i transgranicznych

- Główne linie elektroenergetyczne**
- Istniejące 400 kV i wyższe
 - Połączenia transgraniczne
 - ↔ Most elektroenergetyczny z Litwą
 - Potencjalne przyłączenia morskich farm wiatrowych
 - - - Modernizowane
 - ⋯ Nowe (w tym dwutorowe) 400 kV

Nowe najważniejsze moce wytwórcze - w budowie (elektrownie i bloki)

- Ciepne
- Gazowo-parowe
- Wariant lokalizacji elektrowni atomowej

Rozwój infrastruktury gazowej

- Najważniejsze gazociągi przesyłowe
- System gazociągów tranzytowych
- Nord Stream
- Terminal LNG
- Planowane gazociągi krajowe
- Planowane połączenia transgraniczne
- Planowane budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu

Rozwój infrastruktury naftowej

- Główne rafinerie i bazy paliwowe

Strefa rozproszonej energetyki odnawialnej

- Wiatrowej, z wyłączeniem obszarów PL B Natura 2000
- Geotermalnej
- Wodnej, z wyłączeniem obszarów PL H Natura 2000

Źródło: SOR, s. 327.

Wykorzystanie polskiego zaplecza naukowego i przemysłowego będzie niezbędne dla wdrożenia energetyki jądrowej. W tym celu konieczne jest wsparcie sektora badań i rozwoju, a także, polskich przedsiębiorstw, które będą tworzyły łańcuch dostaw przemysłu jądrowego⁸⁷. „Dla polskiego przemysłu energetyka jądrowa to możliwość realizacji zaawansowanych technologicznie projektów, które w skali całej gospodarki mogą utworzyć stabilne miejsca pracy o wysokiej wartości dodanej. Rozwój sektora jądrowego w Polsce może stanowić także istotny czynnik przyspieszenia transferu technologii i rozwoju wielu pochodnych branż wykorzystujących promieniowanie jonizujące”⁸⁸. SOR przywołuje również szereg projektów strategicznych w obszarze rozwoju innowacyjności sektora. Wśród nich m.in. Program Rozwoju Elektromobilności, którego zadaniem jest stworzenie warunków dla rozwoju elektromobilności Polaków oraz rozwoju przemysłu związanego z tym nowym sektorem⁸⁹.

Kolejny priorytet to rozwój energetyki rozproszonej poprzez promowanie i inicjowanie tworzenia klastrów, spółdzielni energetycznych itp., opartych w szczególności na odnawialnych źródłach energii. Są one inicjatywą zaspokajającą oczekiwania krajowych jednostek samorządu terytorialnego w zakresie skutecznego, racjonalnego i efektywnego wykorzystania potencjału lokalnie dostępnych surowców energetycznych, a także szansą na budowę nowych obszarów aktywności dla działających lokalnie przedsiębiorców oraz szybszego wzrostu gospodarczego na terenach ich działania⁹⁰. Kolejne projekty strategiczne są związane z rozwojem i wykorzystaniem potencjału geotermalnego i hydroenergetycznego w Polsce. Oba projekty mają na celu zwiększenie wykorzystania odpowiednio źródeł geotermalnych oraz hydroenergetyki, poprzez stworzenie sprzyjającego środowiska prawnego, promocję czy inwestycje w rozwój przemysłu wytwarzającego urządzenia na potrzeby energetyki geotermalnej i wodnej⁹¹. Polska będzie koncentrować się również na rozwijaniu innowacyjnych metody poszukiwania i wydobywania węglowodorów, które pozwolą na lokalizację regionów występowania surowca oraz skuteczne i efektywne jego wydobywanie⁹².

Kolejnym ważnym aspektem w obszarze energii poruszonym w SOR jest restrukturyzacja sektora górnictwa węgla kamiennego. Obecnie sektor węgla kamiennego w Polsce znajduje się w głębokim kryzysie związanym z nierentownością branży, wynikającą z nadpodaży surowca oraz jego niskich cen. Taki stan rzeczy (niewydolność ekonomiczna) jest skutkiem nałożenia się kilku czynników m.in.: wysokich kosztów produkcji, zmian strukturalnych na rynku energii, transformacji gospodarczej w kierunku nisko i zeroemisyjnym, a także opisywanych wcześniej działań na rzecz obniżenia energochłonności gospodarki⁹³. Istotnym krokiem na drodze do poprawy sytuacji są działania podejmowane w ramach „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”⁹⁴. Zakłada on przede wszystkim, że „(...) działania na rzecz poprawy efektywności kopalń; dostosowanie wydobywania do potrzeb rynku, a tam gdzie to możliwe zwiększenie w strukturze wydobywania udziału produktów wyższej wartości dodanej: węgla średnich i grubych o wysokich parametrach jakościowych, paliw kwalifikowanych; zapewnienie odpowiedniego poziomu inwestycji tam, gdzie zapewnią one najwyższą efektywność ekonomiczną; jest to istotny czynnik uzyskania oczekiwanego poziomu wydajności”⁹⁵.

87 *Strategia na rzecz...*, op. cit., s. 330-331.

88 <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/polski-przemysl-dla-elektrowni-jadrowej-3>

89 *Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce „Energia do przyszłości”*.

90 *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie, Problemy Rolnictwa Światowego tom 18 (XXXIII), zeszyt 2, 2018, 20–32.*

91 *Strategia na rzecz...* op. cit., s. 331-332.

92 *Ibidem*, s. 332.

93 *Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce*, s. 55.

94 Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r. uwzględnia korekty przyjęte przez Radę Ministrów 30 września 2019 r. Program obejmuje okres do 2030 i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia.

95 *Strategia na rzecz...*, op. cit., s. 332.

Restrukturyzacja sektora górnictwa węgla kamiennego ma na celu poprawę obecnej kondycji finansowej sektora, wzrost jego efektywności i innowacyjności, dzięki czemu Polska w wysokim stopniu osiągnie niezależność energetyczną. Działania te przyczynią się również do poprawy konkurencyjności polskiej gospodarki⁹⁶.

SOR stanowi podstawę dla opracowania dziewięciu strategii wynikających z systemu zarządzania rozwojem kraju, w tym projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”. Dokument ten będzie analizowany w dalszej części opracowania.

96 Program dla sektora górnictwa..., op. cit., s. 55.

1.7. „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”

a. Ogólny zarys dokumentu

„Krajowy plan na rzecz energii i klimatu” (KPEiK) powstał w odpowiedzi na wymagania Unii Europejskiej, nałożone na Polskę przepisami *rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013*⁹⁷.

W dokumencie zostały zaprezentowane krajowe cele i założenia oraz polityki i działania, których zadaniem jest stworzenie ram dla przeprowadzenia sprawiedliwej transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Założenia zawarte KPEiK mają umożliwić realizację pięciu wymiarów unii energetycznej⁹⁸:

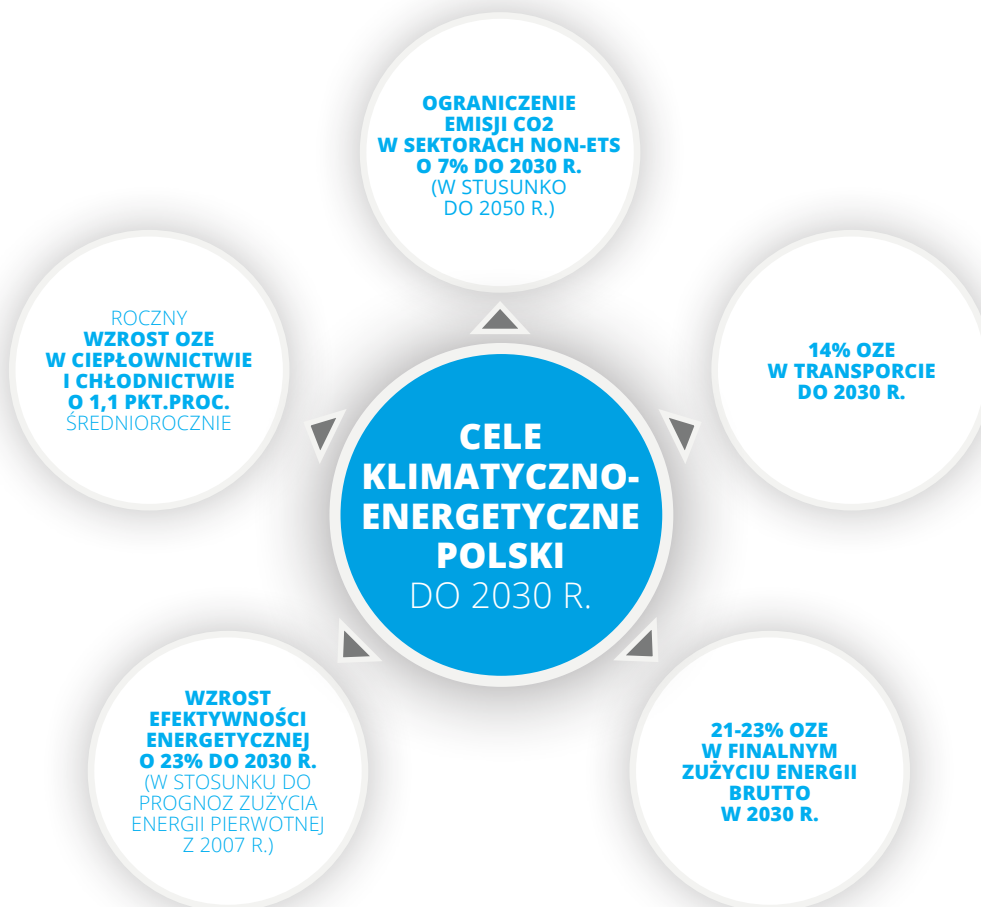
- obniżenie emisyjności,
- efektywność energetyczna,
- bezpieczeństwo energetyczne,
- wewnętrzny rynek energii,
- badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

Unia energetyczna jest wyrazem potrzeby umacniania współpracy między państwami członkowskimi w obszarze gospodarowania energią. Jej założenia skupiają się na działaniach we wzajemnie powiązanych ze sobą ww. obszarach⁹⁹.

97 Rozporządzenie o zarządzaniu unią energetyczną [z pakietu *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*].

98 *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*, s. 3.

99 Europejska Unia Energetyczna. Wybrane zagadnienia, dostęp: <https://www.ce.uw.edu.pl/europejska-unia-energetyczna-wybrane-zagadnienia/>.

RYS. 9 **CELE KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNE POLSKI DO 2030 R.**

Źródło: KPEiK, s. 20

Polska prowadzi aktywną politykę klimatyczno-energetyczną, realizując szereg celów w każdym z wymiarów unii energetycznej. Stworzenie szczegółowych wytycznych co do ich realizacji w postaci KPEiK, stanowi wkład naszego kraju w wypełnianie unijnych zobowiązań klimatycznych w ramach porozumienia paryskiego, w kierunku dążenia do neutralności klimatycznej. Główne cele polityki energetyczno-klimatycznej Polski zawarte w Krajowym planie zostały przedstawione na powyższym rysunku¹⁰⁰.

b. Rola gazu ziemnego w realizacji głównych celów polityki energetyczno-klimatycznej Polski

Rola gazu ziemnego w procesie dążenia naszego kraju do osiągnięcia statusu gospodarki zeroemisyjnej została w tym punkcie opisana w kontekście realizacji głównych celów klimatyczno-energetycznych Polski do roku 2030, w podziale na działania w ramach pięciu wymiarów unii energetycznej.

¹⁰⁰ Krajowy plan na rzecz..., op. cit., s. 20.

Wymiar „obniżenia emisyjności”

W ramach wyznaczonego przez Unię Europejską celu obniżenia emisyjności **Polska deklaruje osiągnięcie 7 proc. poziomu redukcji emisji CO₂ w sektorach nieobjętych systemem EU ETS w roku 2030 (w stosunku do 2005 r.)**.

Głównym założeniem w tym obszarze jest również **21-23 proc. udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zużycie łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe) w roku 2030**. (Cel na poziomie 23 proc. może być zrealizowany przy założeniu dodatkowego wsparcia finansowego ze środków unijnych na sprawiedliwą transformację).

Odnawialne źródła energii będą zwiększały swój **udział w ciepłownictwie i chłodnictwie**. **Przewiduje się, że w perspektywie 2030 r. udział ten będzie się powiększał średnio o 1,1 proc. rocznie, aż osiągnie poziom 28,4 proc.**

Cel udziału OZE w sektorze transportowym został ustalony na poziomie 14 proc. w roku 2030, dla sektora elektroenergetycznego ma wynieść 32 proc.

Warto mieć na uwadze punkt startu, z jakiego Polska rozpoczyna proces zwiększania zaangażowania OZE. W 2018 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii brutto wyniósł bowiem 11 proc. W tym kontekście powyższe założenia wydają się bardzo ambitne. Ich realizacja będzie wymagała synergicznych działań na wielu płaszczyznach, m.in. poprzez ustanowienie szeregu celów wspierających.

„Zmniejszenie udziału węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej do 56-60 proc. w 2030 roku i dalszy trend spadkowy do 2040 r.”¹⁰¹ Realizacja tego celu ma się dokonać poprzez zmiany w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w postaci:

- likwidacji starych konwencjonalnych jednostek wytwórczych, niespełniających wymogów środowiskowych w zakresie emisji zanieczyszczeń,
- wdrażania wysokosprawnych technologii konwencjonalnych,
- stopniowego wprowadzanie technologii nisko- i zeroemisyjnych (w szczególności OZE i energetyki jądrowej).

Tak zarysowane przekształcenie sektora elektroenergetycznego ma w konsekwencji przyczynić się do zmniejszenia emisji CO₂. W tym procesie upatruje się ważną rolę dla gazu, który w polskich warunkach miałby się stać paliwem transformacyjnym w okresie przejściowym. Przewiduje się wzrost znaczenia tego paliwa nie tylko w elektroenergetyce (jako wsparcie OZE), ale także w ciepłownictwie (sieciowym i indywidualnym) i transporcie (jako paliwo alternatywne).

Ważną z punktu widzenia realizacji tego celu kwestią, jak podkreśla KPEiK, jest konieczność zapewnienia finansowania inwestycji z uwzględnieniem zasady neutralności technologicznej. Pozyskanie finansowania w okresie przejściowym nie może być zarezerwowane jedynie dla rozwiązań zeroemisyjnych, ale powinno także wspierać technologie niskoemisyjne.

101 Ibidem, s. 29-30.

W omawianym wymiarze obniżenia emisyjności warto zwrócić uwagę jeszcze na jeden cel: „Sprawiedliwa transformacja energetyczna w kierunku niskoemisyjnym”¹⁰². Nie odnosi się on bezpośrednio do roli gazu, jako paliwa przejściowego, ale określa wizję przebiegu zmian w kierunku osiągnięcia gospodarki niskoemisyjnej. W Polsce musi się to odbyć w sposób ewolucyjny, akceptowalny społecznie i ekonomicznie, gwarantujący bezpieczeństwo energetyczne. Przede wszystkim musi być to proces sprawiedliwy, uwzględniający polski „punkt startowy” na tle innych krajów UE (czyli naszą obecną sytuację gospodarczą, energetyczną, technologiczną, finansową oraz potencjał redukcyjny). **Mając na uwadze te przesłanki, rola gazu ziemnego, jako paliwa przejściowego w procesie sprawiedliwej, ekonomicznie akceptowalnej i zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne transformacji, może być istotna. Ewolucyjna zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej (w której obecnie ponad 75 proc. energii pochodzi z węgla), w kierunku maksymalizacji udziału odnawialnych źródeł energii, wymaga bowiem zastosowania przez pewien czas technologii i paliw pomostowych.** Wniosek ten ma swoje uzasadnienie również w poglądach Fransa Timmermansa, wiceszefa KE, który przyznał, że gaz ziemny będzie, przez jakiś czas, ciągle odgrywał rolę jako paliwo przejściowe.

Wymiar „efektywność energetyczna”

Nasz kraj deklaruje **osiągnięcie celu w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23 proc. w stosunku do zużycia energii pierwotnej** według prognozy PRIMES 2007¹⁰³. Udział ten odpowiada zużyciu energii pierwotnej na poziomie 91,3 Mtoe w roku 2030. Działania ukierunkowane na redukcję zużycia energii to m.in. rozwój ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych. „Przewiduje się, że w 2030 r. co najmniej 85 proc. spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW spełniać będzie kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego”¹⁰⁴. W celu poprawienia efektywności energetycznej tych systemów, istotną rolę obok OZE, ma odegrać zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w ciepłownictwie systemowym. Wśród pozostałych działań wymieniane są również: rozwój kogeneracji, „uciepławianie” elektrowni, zwiększenie wykorzystania odpadów na cele energetyczne, modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu, popularyzacja magazynów ciepła i inteligentnych sieci, uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej, zmiana modelu rynku ciepła i polityki taryfowej.

Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

Zachowanie bezpieczeństwa energetycznego jest dla Polski obszarem priorytetowym w procesie transformacji, ponieważ warunkuje ono stabilny rozwój gospodarczy całego kraju.

W tym celu przewiduje się **wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce. Pierwszy blok o mocy ok. 1-1,5 GW ma zostać uruchomiony w 2033 r.**, a w kolejnych latach planowane jest włączenie do systemu kolejnych pięciu takich bloków w odstępach 2-3 letnich (o łącznej mocy ok. 6-9 GW)¹⁰⁵.

Obok ambitnego planu inwestycji w energetykę jądrową, KPEiK przewiduje, że względu na spodziewany wzrost zapotrzebowania na energię i moc, rozbudowę mocy wytwórczych energii elektrycznej, zapewniających pokrycie zapotrzebowania na moc elektryczną. Realizacja tego założenia będzie się odbywać poprzez **zwiększenie udziału OZE z obecnych 14 proc. do ok. 32 proc.** Działanie niestabilnych, odnawialnych

102 Ibidem, s. 30.

103 PRIMES 2007 r.

104 Krajowy plan na rzecz..., op. cit., s. 21,37-38.

105 Ibidem, s. 40.

źródeł energii musi być zagwarantowanie przez źródła rezerwowe. W tym celu konieczny jest rozwój mocy gazowych, a w perspektywie długoterminowej – rozwój źródeł alternatywnych wobec importowanego gazu, np. w postaci metanu z kopalń do stosowania w mieszkankach gazowych, gazu syntezowanego, biogazu, wodoru¹⁰⁶.

Kolejnym celem w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, opisanym w Krajowym planie jest: **„Utrzymanie poziomu wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski oraz próby jego zwiększania przy wykorzystaniu innowacyjnych metod wydobycia węglowodorów ze złóż”**.

Gaz będzie też miał swoją rolę w rozwoju paliw alternatywnych w transporcie. Obok rozwoju elektromobilności, w celu większego uniezależnienia się Polski od dostaw ropy naftowej, alternatywą ma być gaz ziemny w formie LNG i CNG, gaz płynny LPG, płynne biopaliwa, wodór, a także paliwa syntetyczne i parafinowe.

Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

Jednym z głównych priorytetów w tym obszarze jest **„Budowa, rozbudowa i modernizacja wewnętrznej gazowej sieci przesyłowej”**. Obecna jej długość (11 744 km w 2017 r.) nie pozwala na swobodny przepływ gazu ze wszystkich kierunkach. Zmodernizowana i odpowiednio rozbudowana wewnętrzna sieć przesyłowa na terenie Polski, jest niezbędna z punktu widzenia konieczności zaspokojenia potrzeb w zakresie przesyłu gazu do odbiorców krajowych. Dzięki położeniu geograficznemu naszego kraju, będzie ona pełnić również rolę tranzytową w Europie Środkowo-Wschodniej¹⁰⁷.

Następnym krokiem w umacnianiu bezpieczeństwa rynku gazu jest: **„Integrowanie krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego z systemami państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego”**. Aby w pełni wykorzystać potencjał Polski jako „regionalnego centrum dystrybucji gazu”, planuje się budowę połączeń transgranicznych z Ukrainą, Słowacją, Litwą i Czechami. Ważnym projektem na tym polu będzie budowa połączenia Polska-Ukraina, które umożliwi wzajemną sprzedaż gazu w ilościach 5 mld m³ na rok, na rynek ukraiński i 5 mld m³ na rok, na rynek polski (po 2022 r.)¹⁰⁸.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu jako kolejny cel w wymiarze wewnętrznego rynku energii stawia zwiększenie elastyczności systemu energetycznego w odniesieniu do produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Jest ono kluczowe z punktu widzenia planowanego włączenia do systemu dużych ilości odnawialnych źródeł energii, a co za tym idzie, konieczności bilansowania zmiennego charakteru wytwarzania przez nie energii. Obecny system oparty głównie na elektrowniach węglowych jest mało elastyczny, co wynika z braku technicznego przystosowania bloków węglowych do nagłych zmian obciążeń w ich pracy (z minimum technicznych do pracy z pełną mocą). **Istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego będą miały inwestycje w gazową infrastrukturę wytwórczą i przesyłową ze względu na dużą elastyczność pracy**¹⁰⁹.

106 Ibidem., s. 41.

107 Ibidem., s. 53.

108 Ibidem., s. 53-54.

109 Ibidem., s. 55.

TAB. 2 **MOC OSIĄGALNA NETTO ŹRÓDEŁ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
WG TECHNOLOGII [MW]**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
el. na węgiel brunatny — stare	8 197	8 145	8 643	7 481	6 992	6 992	4 098	2 939
el. na węgiel brunatny — nowe	0	0	0	451	451	451	451	451
el. na węgiel kamienny — stare	14 613	14 655	13 617	12 126	10 867	7 983	3 539	3 184
el. na węgiel kamienny — nowe	0	0	0	3 520	4 450	4 450	4 450	4 450
ec. na węgiel kamienny	6140	6126	4 046	4 713	4 383	3 544	3 123	2 714
ec. przemysłowe			1 925	1 973	1 740	1 710	1 898	1 826
el. na gaz ziemny	0	0	0	0	1 900	1 900	3 039	3 260
ec. na gaz ziemny	760	807	928	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261
el. na gaz ziemny	0	0	0	0	1 900	1 900	3 039	3 260
ec. na gaz ziemny	760	807	928	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261
el. jądrowe	0	0	0	0	0	0	2 600	3 900
el. pompowe	1 256	1405	1405	1 415	1 415	1 415	1 415	1 415
el. wodne	1 064	935	964	995	1 110	1 150	1 190	1 230
el. i ec. na biomasę	102	140	553	658	1 143	1 531	1 536	1 272
ec. na biogaz			216	305	517	741	945	1 094
el. wiatrowe lądowe	121	1 108	4 886	9 497	9 574	9 601	9 679	9 761
el. wiatrowe morskie	0	0	0	0	725	3 815	5 650	7 985
fotowoltaika	0	0	108	2 285	4 935	7 270	11 670	16 062
turbiny gazowe	0	0	0	0	0	0	350	350
DSR/magazyny energii/interkonektory	0	0	0	550	1 160	2 150	3 660	4 950
RAZEM	32 253	33 320	37 290	48 656	55 167	59 073	63 391	72 103

el - elektrownie

ec - elektrociepłownie

Źródło: Ocena skutków planowanych polityk i środków (scenariusz PEK) – zał. 2 do KPEiK, s. 73.

Warto tu również nadmienić, że gaz ziemny będzie wykorzystywany w dużej mierze również jako paliwo zasilające jednostki kogeneracyjne. Do 2030 r. może powstać ok. 2,5 GW tego typu nowych jednostek, dodatkowo ponad 3,5 GW w latach kolejnych do 2040 r. Zastąpią one stare ciepłownie i elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym oraz po 2030 r., a także część obecnie pracujących elektrociepłowni gazowych. Nowe gazowe jednostki kogeneracyjne wraz z elektrowniami gazowo-parowymi zwiększą niezawodność i elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego, zdominowanego przez niesterowalne źródła odnawialne¹¹⁰. Dynamikę przyrostu mocy osiągalnej źródeł energii elektrycznej, wytwarzanej w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych do roku 2040 przedstawia Tabela 2.

110 Załącznik 2. do Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, s. 73.

W wymiarze wewnętrznego rynku energii warto wspomnieć o celu: „**Liberalizacji rynku gazu – uwolnienie taryf w segmencie obrotu gazem**”¹¹¹. Ma ona na celu uwolnienie cen gazu ziemnego dla poszczególnych grup odbiorców, co przyczyni się do rozwoju konkurencji w segmencie obrotu. Szerzej temat ten zostanie opisany w rozdziale drugim: „Gaz ziemny w aktualnym miksie energetycznym Polski oraz jego rola w procesie transformacji”

Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”

W kontekście badań, innowacji i konkurencyjności, istotne będzie stałe podnoszenie zaawansowania technologicznego i jakości funkcjonowania, co oznacza wsparcie obszaru innowacji w infrastrukturę wytwarzania, magazynowania oraz wykorzystania wodoru (w tym poprzez wsparcie prac w zakresie paliw wodorowych i węglowych), gazu syntezowego i metanolu na cele energetyczne. Docelowo (po okresie transformacji) gaz ziemny zostanie bowiem zastąpiony jednym z „zielonych gazów” (biogaz, zielony wodór, metan syntetyczny)¹¹².

111 *Krajowy plan na rzecz..., op. cit., s. 58.*

112 *Ibidem., s. 64-66.*

1.8. Zaktualizowany projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”

a. Charakterystyka, strategia i cele dokumentu

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (PEP2040) jest strategią rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, która stanowi jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających z SOR. Najnowszy projekt Polityki energetycznej Polski został opublikowany przez Ministerstwo Klimatu w postaci streszczenia 8 września 2020 r. Jest on odpowiedzią polskiego rządu na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach w związku z postanowieniami porozumienia paryskiego oraz wynikającą z niego polityką klimatyczno-energetyczną UE. Nowy projekt PEP2040, w przeciwieństwie do jego poprzedniej wersji, wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce, uwzględniając także fakt ogłoszenia przez Komisję Europejską w 2019 r. **Europejskiego Zielonego Ładu**, nakierowującego Europę na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Dokument w swojej zaktualizowanej wersji, w stopniu wyższym niż wcześniej, stanowi syntezę polityki energetycznej z polityką ochrony klimatu. Jednocześnie podkreśla konieczność przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i niepozostawiający nikogo w tyle. Formułując treść strategii wzięto pod uwagę również wyzwania związane z planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19, która w istotny sposób wpłynie również na kondycję sektora energii w najbliższych latach¹¹³.

W PEP2040 zawarto opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego, wprowadzono trzy filary transformacji energetycznej oraz wyznaczono cele polityki energetycznej.

Nadrzędnym celem PEP2040 jest „(...) bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko”¹¹⁴. Jego realizację podzielono na działania w obrębie ośmiu celów szczegółowych¹¹⁵:

1. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych;
2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej;
3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych;

113 Ministerstwo Klimatu, *Polityka Energetyczna...*, op. cit., s. 2,3.

114 Ibidem, s. 6.

115 Ibidem, s. 5.

4. Rozwój rynków energii;
5. Wdrożenie energetyki jądrowej;
6. Rozwój odnawialnych źródeł energii;
7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji;
8. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki.

Realizacja celów wskazanych w PEP2040 przyczyni się do przeprowadzenia w naszym kraju niskoemisyjnej transformacji energetycznej opartej na trzech niżej wymienionych filarach.

RYS. 10 TRZY FILARY TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

I FILAR SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA

Transformacja rejonów węglowych

Ograniczenie ubóstwa energetycznego

Nowe gałęzie przemysłu związane z OZE i energetyką jądrową

II FILAR ZEROEMISYJNY SYSTEM ENERGETYCZNY

Morska energetyka wiatrowa

Energetyka jądrowa

Energetyka lokalna i obywatelska

III FILAR DOBRA JAKOŚĆ POWIETRZA

Transformacja ciepłownictwa

Elektryfikacja transportu

Dom z Klimatem

Źródło: Ministerstwo Klimatu, „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.”, streszczenie, s. 6.

Pierwszy filar – **Sprawiedliwa transformacja**. Opiera się przede wszystkim na założeniu, że należy zapewnić regionom górniczym, które najbardziej odczują skutki transformacji, inne możliwości rozwoju, w postaci zagwarantowania nowych miejsc pracy i rozbudowy nowych gałęzi przemysłu (związanych z OZE, energetyką jądrową, elektromobilnością, infrastrukturą sieciową, cyfryzacją, termomodernizacją budynków). W celu przeprowadzenia transformacji rejonów węglowych w sposób sprawiedliwy, zapewnione zostanie również odpowiednie finansowanie, w wysokości ok. 60 mld PLN.

Drugim wyznaczonym filarem jest **Zeroemisyjny system energetyczny**. Jego osiągnięcie będzie możliwe poprzez stopniową zmianę miksu energetycznego, m.in. dzięki zaplanowanemu wdrożeniu energetyki jądrowej oraz powiększającemu się udziałowi energii wiatrowej na morzu i lądzie. PEP2040 wskazuje, że dużą rolę w tym procesie odegra gaz ziemny, jako paliwo przejściowe, zapewniające bezpieczeństwo energetyczne podczas transformacji sektora.

Trzeci filar – **Dobra jakość powietrza**. Zostanie zapewniona głównie dzięki transformacji sektora ciepłownictwa, ale również poprzez elektryfikację transportu, czy budowę zeroemisyjnych domów¹¹⁶.

116 Ibidem, s. 7.

Miarą realizacji powyższych celów w procesie transformacji energetycznej będzie osiągnięcie następujących wskaźników, które stanowią krajową kontrybucję w realizację polityki klimatyczno-energetycznej UE¹¹⁷:

- nie więcej niż 56 proc. węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r.,
- co najmniej 23 proc. OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.,
- wdrożenie energetyki jądrowej w 2033 r.,
- ograniczenie emisji GHG o 30 proc. do 2030 r. (w stosunku do 1990 r.),
- wzrost efektywności energetycznej o 23 proc. do 2030 r. (w stosunku do prognoz zużycia energii pierwotnej z 2007 r.).

b. Prognozy dla gazu ziemnego w okresie transformacji energetycznej wg projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”

Osiągnięcie szeregu założonych w PEP2040 wskaźników musi iść w parze z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, które jest nadrzędnym celem polityki energetycznej. Oznacza to „*obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii, czyli pełnego łańcucha energetycznego*”¹¹⁸. Przy zaplanowanej znacznej redukcji udziału węgla w strukturze wytwarzania energii (nie więcej niż 56 proc. w 2030 r., a w przypadku wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, spadek udziału węgla nawet do poziomu 37,5 proc.), konieczna będzie dywersyfikacja bilansu energetycznego.

Oznacza to przede wszystkim wzrost roli odnawialnych źródeł energii, których udział w roku 2030 ma stanowić co najmniej 23 proc. w końcowym zużyciu energii brutto (w elektroenergetyce – co mniej 32 proc. netto, w ciepłownictwie i chłodnictwie – przyrost 1,1 pkt proc. r/r., w transporcie – 14 proc.). W PEP2040 wyznaczono cel dla energetyki wiatrowej na morzu, na poziomie ok. 5,9 GW mocy zainstalowanej w 2030 r. i ok. 8-11 GW w 2040 r. Kolejnym istotnym źródłem odnawialnym będzie energia słoneczna, prognozowana wielkość mocy zainstalowanych w fotowoltaice na 2030 r. to ok. 5-7 GW i ok. 10-16 GW w 2040 r.¹¹⁹ W ślad za rozwojem odnawialnych źródeł energii konieczne będzie zwiększenie roli gazu ziemnego, który w nowym projekcie PEP2040 został po raz pierwszy wskazany jako paliwo pomostowe w procesie transformacji energetycznej. Moce gazowe, obok rozwoju magazynów energii, będą niezbędne dla bilansowania pracy niestabilnych źródeł odnawialnych. Będą one stanowiły wsparcie dla niezawodności pracy KSE, a tym samym bezpieczeństwa energetycznego kraju¹²⁰.

117 Ibidem, s. 10.

118 Ibidem, s. 9.

119 Ibidem, s. 8, 15.

120 Ibidem, s. 8, 12.

Potencjał zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego wynika również z planowanego w PEP2040 rozwoju ciepłownictwa systemowego. „Do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne”¹²¹. Częściowe zastępowanie węgla gazem ziemnym w elektrociepłowniach, będzie stanowiło wsparcie dla realizacji celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy jakości powietrza ze względu na mniejszą emisyjność gazu ziemnego w porównaniu z węglem.

Żeby jednak gaz ziemny mógł spełniać swoją rolę paliwa pomostowego, polityka energetyczna wskazuje na konieczność rozbudowy infrastruktury gazowej oraz dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw, ponieważ popyt na gaz ziemny będzie pokrywany głównie surowcem importowanym. W tym celu realizowane będą projekty strategiczne (również dla bezpieczeństwa energetycznego kraju), tj.: Baltic Pipe (połączenie Norwegia-Dania-Polska), terminal pływający FSRU w Zatoce Gdańskiej, rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu. Rozbudowane zostaną także połączenia z państwami sąsiadującymi, a także krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna oraz infrastruktura magazynowa¹²².

Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce wymaga kontynuacji procesu liberalizacji, celem uwolnienia z obowiązku taryfowego ostatniej grupy odbiorców, czyli gospodarstw domowych. Ważne jest także zwiększanie konkurencyjności rynku gazu na arenie międzynarodowej, co wymaga stworzenia warunków do powstania w Polsce regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym (hubu) dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. W tym celu niezbędny jest dalszy rozwój sfery usługowo-handlowej, obejmujący tworzenie atrakcyjnych warunków rynkowych i cenowych¹²³.

Nowa wersja PEP2040 akcentuje po raz pierwszy konieczność rozwijania rynku wodoru, który w długiej perspektywie wesprze wzrost udziału odnawialnych źródeł energii poprzez technologie magazynowania energii Power-to-X. Wodór będzie również powoli wchodził do systemu przesyłu i dystrybucji, na początku jako mieszanka z gazem ziemnym. W PEP2040 założono, że w „(...) 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10 proc. gazów zdekarbonizowanych”¹²⁴. Wodór odegra istotną rolę w procesie dekarbonizacji transportu i przemysłu¹²⁵.

Polityka energetyczna zakłada, że uzupełnieniem bilansu mocy zainstalowanej mają być bloki elektrowni jądrowych. Pierwszy z nich, o mocy 1-1,6 GW, ma się pojawić w 2033 r. W kolejnych latach planowane są uruchomienia kolejnych bloków jądrowych (co 2-3 lata). Łącznie do roku 2043 powstanie ich 6. Elektrownie jądrowe są pożądane w krajowym systemie elektroenergetycznym z punktu widzenia zapewnienia przez nie stabilności wytwarzania energii, przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza¹²⁶.

121 Ibidem, s. 8.

122 Ibidem, s. 12.

123 Ibidem, s. 13.

124 Ibidem, s. 8.

125 Ibidem, s. 13, 14.

126 Ibidem, s. 14.

2 ROZDZIAŁ

Gaz ziemny w aktualnym miksie energetycznym Polski oraz jego rola w procesie transformacji

2.1. Charakterystyka rynku gazu ziemnego w Polsce

Gaz ziemny wykorzystywany jest w gospodarce narodowej jako paliwo w sektorze ciepłowniczym i elektroenergetyce oraz jako surowiec w przemyśle chemicznym – szczególnie w zakładach zajmujących się produkcją nawozów azotowych dla rolnictwa. W ostatnich latach gaz skroplony (LNG) albo w postaci sprężonej (CNG), znajduje coraz częstsze zastosowanie w drogowym transporcie publicznym. Rynek gazu ziemnego w Polsce w ostatnich 10 latach odnotowywał systematyczny wzrost zapotrzebowania, które w 2019 r. osiągnęło poziom 209,9 TWh i było wyższe od zużycia z roku 2018 o 5,56 proc. Według danych Ministerstwa Klimatu, w strukturze zaopatrzenia polskiego rynku dominował import, który w 2019 r. pokrył 79 proc. krajowego zapotrzebowania na gaz. Wydobycie krajowe pokryło pozostałe 21 proc. (wydobycie krajowe wyniosło 44,3 TWh¹²⁷).

W 2019 r. na polskim rynku gazu obecnych było 7 200 421 odbiorców końcowych (wzrost o ok 2,5 proc. w stosunku do roku 2007). W tej liczbie najliczniejszą grupę – aż 93,3 proc. wszystkich odbiorców, stanowiły gospodarstwa domowe. Jednak to nie one, ale odbiorcy przemysłowi (stanowiący jedynie 0,8 proc. wszystkich kupujących), odpowiadali za 65,5 proc. konsumpcji krajowej gazu ziemnego¹²⁸.

Na rynku polskim od 2015 r. utrzymuje się wzrostowy trend w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych, przy jednoczesnym wzroście ich liczby.

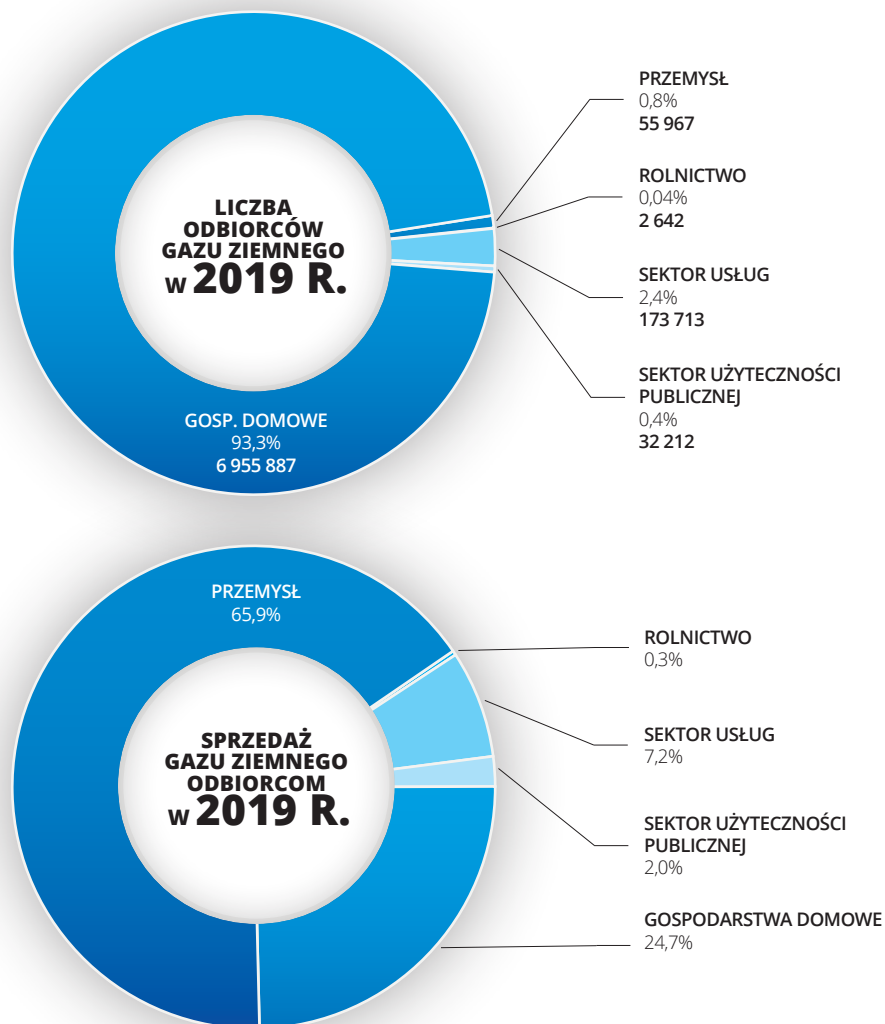
W 2019 r. 186 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, jednak tylko 99 przedsiębiorstw prowadziło aktywną działalność w tym zakresie. W porównaniu do roku 2018, w który 197 podmiotów posiadało koncesję, nastąpił spadek liczby takich przedsiębiorstw, przy jednoczesnym wzroście sprzedaży do odbiorców końcowych, prowadzonej przez GK PGNiG. Udział tego podmiotu w sprzedaży wynosił 82,77 proc., i był większy w stosunku do roku ubiegłego o 0,69 proc. W ocenie URE utrzymujący się od 2017 wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży gazu na rynku krajowym „(...) wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, jak również za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG OD Sp. z o.o. w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w 2019 r. Pozostałe 17,23 proc. sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju¹²⁹.

127 Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.*, Warszawa lipiec 2020, s. 14.

128 Ministerstwo Energii, *Sprawozdanie...*, op. cit., s. 6.

129 URE, *Charakterystyka rynku paliw gazowych*, 2019 r., <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-ryнку/8899,2019.html>.

RYS. 11 **ZUŻYCIĘ GAZU ZIEMNEGO PRZEZ POSZCZEGÓLNE SEGMENTY RYNKU ORAZ SPRZEDAŻ GAZU ODBIORCOM KOŃCOWYM W 2019 R.**

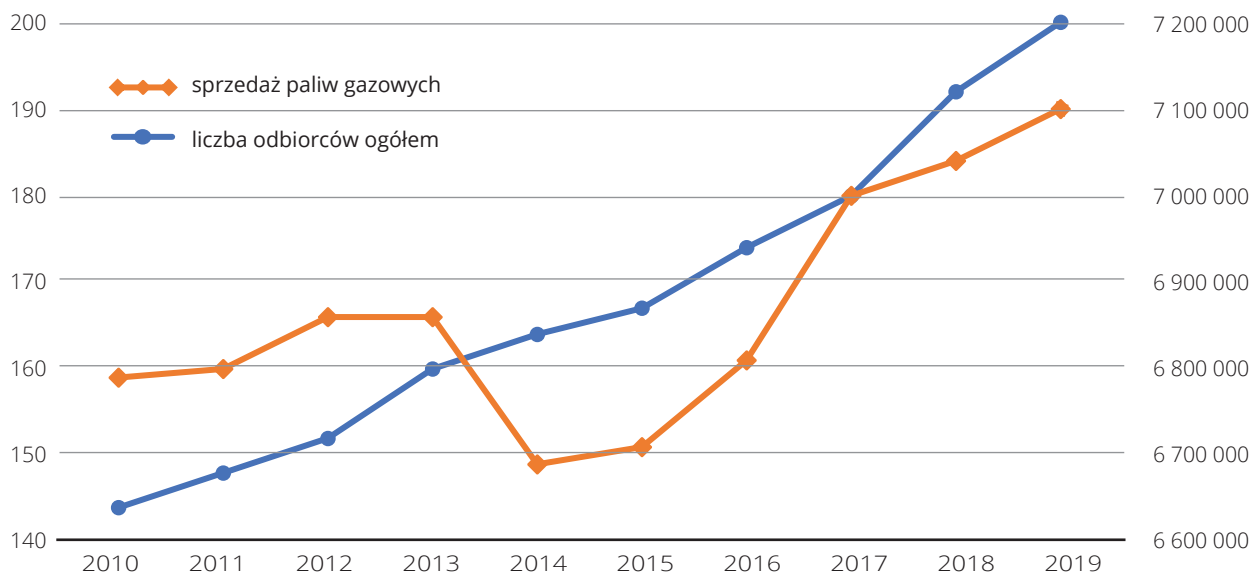


Źródło: Ministerstwo Klimatu, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r., Warszawa lipiec 2020, s. 27.

Ogólnokrajowe zużycie gazu, w tym jego wykorzystanie w energetyce w Polsce powinno w najbliższych latach nadal wzrastać. Utrzymywanie się takiego trendu przyjmowane jest w oficjalnych prognozach zapotrzebowania na gaz ziemny. W prognozie z 2009 r., będącej załącznikiem do dokumentu „Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.”, przewidziano, że konsumpcja krajowa gazu w 2030 r. osiągnie poziom 221,6 TWh¹³⁰. Natomiast według Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System, w prognozie umiarkowanego wzrostu,

¹³⁰ Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r. z dnia 10 listopada 2009 r. Załącznik nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.*

RYS. 12 LICZBA WSZYSTKICH ODBIORCÓW KOŃCOWYCH I SPRZEDAŻ PALIW GAZOWYCH DO ODBIORCÓW KOŃCOWYCH W LATACH 2010-2019.



Źródło: Ministerstwo Klimatu, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r., Warszawa lipiec 2020, s. 28.

konsumpcja gazu w 2030 r. ma osiągnąć poziom 232 TWh, by w roku 2040 zwiększyć się do 243 TWh¹³¹. W prognozie optymalnego wzrostu wartości te mają natomiast wynosić odpowiednio: 2030 r. – 297 TWh, 2040 r. – 308 TWh¹³².

Przykładem inwestycji w polskiej elektroenergetyce, która po ukończeniu 2023 r. przyczyni się do zwiększenia zużycia gazu jest budowa dwóch nowych bloków w elektrowni Dolna Odra o łącznej mocy 1400 MW¹³³.

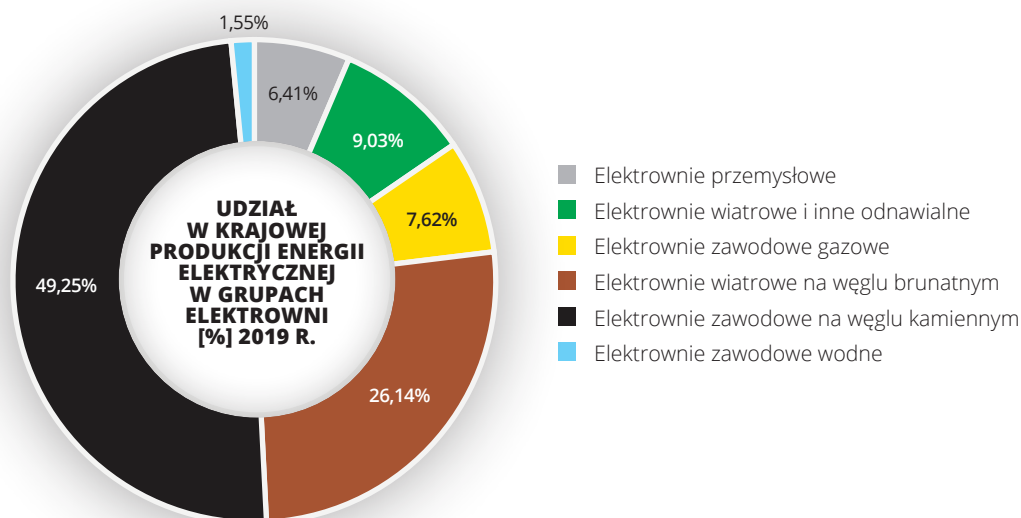
W najbliższych latach postępować będzie także gazyfikacja kraju, dzięki której znacząco zwiększy się liczba odbiorców końcowych. W 2017 r. stopień gazyfikacji kraju wynosił 58 proc., co oznacza, że jedynie 1434 gminy z 2479 mogły korzystać z gazu ziemnego. Polska Spółka Gazownictwa (dalej PSG) – największy operator systemu dystrybucyjnego w Polsce, w swojej strategii na lata 2016-2022 zakłada zwiększenie gazyfikacji kraju do 60,79 proc. Zagadnienie dalszej gazyfikacji kraju rozwinięte zostanie w kolejnej części Raportu. Biorąc powyższe pod uwagę, zachowanie bezpieczeństwa rynku gazu jest i będzie jednym z warunków dalszego rozwoju gospodarczego Polski.

131 Wskaźnik konwersji dla gazu E = 11,259 kWh/m³, Gaz System S.A.

132 Gaz-System S.A., Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029. Wyciąg do konsultacji, Warszawa, styczeń 2019 r., s. 22.

133 W Dolnej Odrze powstanie największa elektrownia gazowa w Polsce, „Biznesalert.pl”, 30.01.2020 r., <https://biznesalert.pl/dolna-odra-elektrownia-gazowa-polska-energetyka/>.

RYS. 13 **PROCENTOWY UDZIAŁ W KRAJOWEJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ** POSZCZEGÓLNYCH GRUP ELEKTROWNI WEDŁUG RODZAJÓW PALIW W 2019 ROKU.



Źródło: PSE, https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#t1_1

2.2. Stan polskiego miks energetycznego

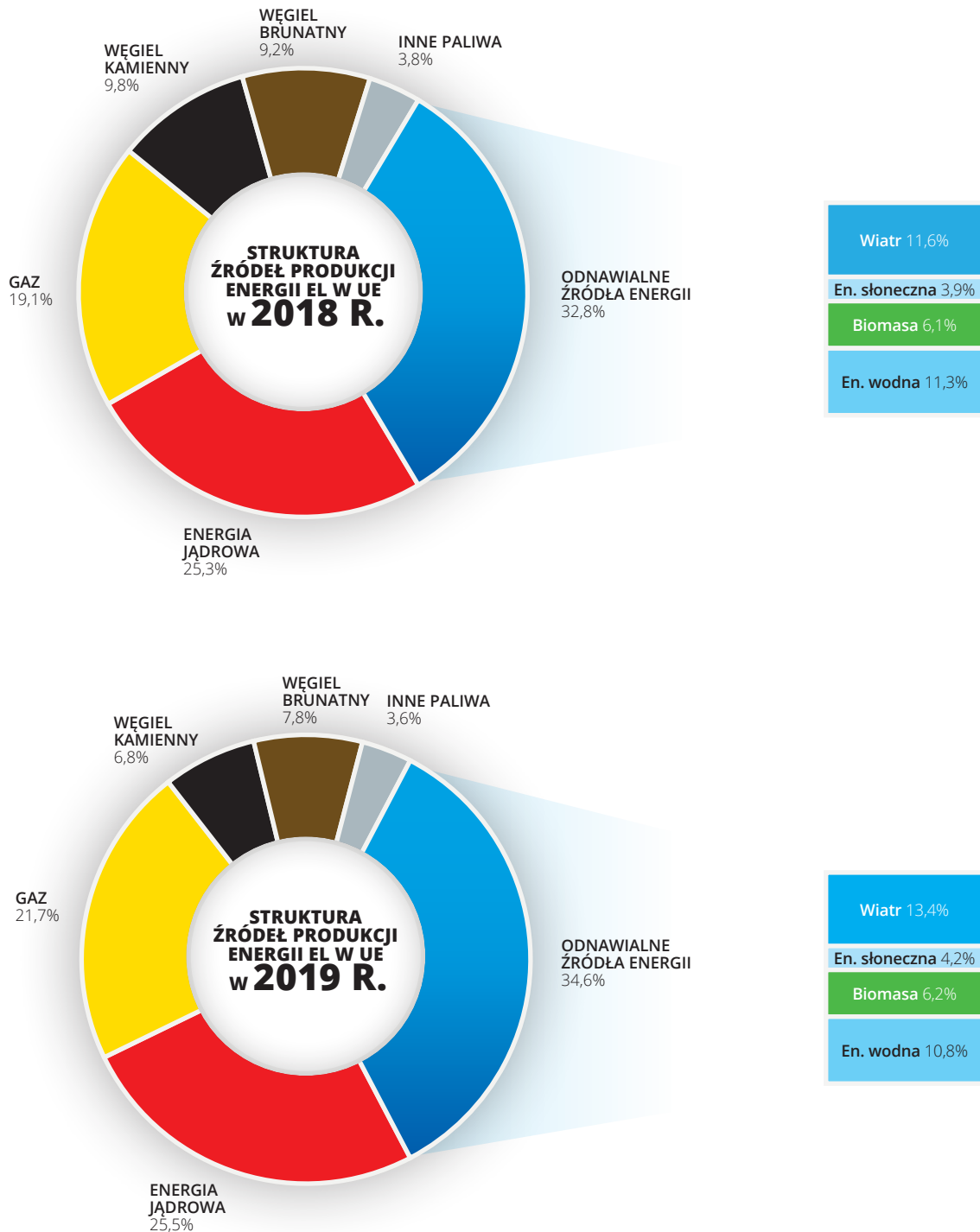
Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2019 r. wyniosła 158 767 GWh i była niższa od produkcji w roku poprzednim o 3,9 proc., natomiast krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 169 391 GWh i było mniejsze o 0,9 proc. od zużycia w 2018 r. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w krajowej strukturze produkcji energii elektrycznej w 2019 r. dominowały źródła spalające węgiel (łącznie kamienny 49 proc. i brunatny 26 proc.) z 75 proc. udziałem¹³⁴. Na drugim miejscu znalazły się odnawialne źródła energii z 9 proc. udziałem w strukturze, a na trzecim miejscu paliwo gazowe, posiadające 7,6 proc. udziału.

a. Polski miks energetyczny na tle struktury źródeł wytwarzania w UE

W 2019 r. w całej Unii Europejskiej to źródła odnawialne osiągnęły największy udział w miksie energetycznym, odpowiadając za niemal 35 proc. produkcji. Na drugim miejscu znalazła się natomiast energetyka atomowa z udziałem na poziomie 25,5 proc., a następnie gaz ziemny, który zwiększył swój wkład z 19,1 proc. w roku 2018 do 21,7 proc. w roku 2019. Znajdująca się w defensywie produkcja energii oparta o paliwa węglowe (łącznie kamienny i brunatny) odpowiadała natomiast za 14,6 proc. unijnego miks. Na tle wyników UE jako całości, opisana wyżej struktura polskiego miks jest odmienna w każdym segmencie produkcji. Oprócz wyjątkowo wysokiego udziału węgla wyróżnia ją także brak energetyki jądrowej oraz wciąż niewielki procentowo udział paliwa gazowego i OZE.

¹³⁴ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/8898,2019.html>

RYS. 14 **STRUKTURA ŹRÓDEŁ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UE W ROKU 2018 I 2019.**



Źródło: https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/Agora_Sandbag_Slides_Webinar_European_Power_Sector_in_2019_20022020.pdf

TAB. 3 **PROCENTOWY UDZIAŁ W KRAJOWEJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ POSZCZEGÓLNYCH GRUP ELEKTROWNI WEDŁUG RODZAJÓW PALIW W OKRESIE LAT 2005 – 2019.**

Źródła	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Węgiel kamienny	54,5	57,3	58,04	55,6	55,84	57,06	55,66	52,86	52,04	51,28	50,62	50,02	48,16	49,86	49,25
Węgiel brunatny	36,2	33,3	32,1	34,6	33,66	31,64	32,87	34,78	35,05	34,63	33,11	31,49	31,34	29,70	26,14
Gaz ziemny	2,6	2,5	1,7	2,6	2,68	2,09	2,67	2,81	1,94	2,09	2,59	3,55	4,32	5,80	7,62
En. Wodna.	2,3	1,8	2,4	1,6	1,82	2,67	1,55	1,42	1,70	1,61	1,40	1,47	1,67	1,33	1,55
OZE	0	0	0,3	0,4	0,55	0,84	1,74	2,52	3,63	4,63	6,25	7,24	8,44	7,24	9,03
El. Przemysł.	5,4	5,1	5,2	5,2	5,44	5,71	5,52	5,62	5,64	5,76	6,03	6,23	6,06	6,07	6,41

Źródło: PSE, Raporty KSE z lat 2015 – 2019.

Poczynając od roku 1990, czyli początku transformacji polskiej gospodarki, udział energetyki węglowej zmniejszył się z 98 proc. do obecnych 75 proc.¹³⁵ Jednak ten ewolucyjny proces zmian w zetknięciu z celami polityki klimatycznej UE nie może być satysfakcjonujący.

Pod względem udziału OZE w miksie energetyka polska ma wiele do nadrobienia w stosunku do większości państw UE co obrazuje rys. nr 7. Obecnie państwami, których mikś energetyczny charakteryzuje się największym udziałem OZE są: Szwecja (49 proc.), Łotwa (40 proc.) i Finlandia (38 proc.). Polska zajmuje dwudzieste miejsce (15 proc.), a na ostatnim jest Malta (10 proc.). Wyniki te wskazują, jak duże wyzwanie stanowią dla nas założenia polityki energetycznej UE i jak wciąż odległym celem jest osiągnięcie neutralności klimatyczno-energetycznej do 2050 r.

b. Emisja CO₂ polskiej energetyki

Polska, niezależnie od swojej przynależności do UE, będąc stroną Ramowej konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) i Protokołu z Kioto (PK), podejmuje działania na rzecz ograniczenia zmian klimatu, dążąc do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Na podstawie artykułu 4.6 konwencji UNFCCC, Polska przyjęła następujące lata bazowe dla wdrażania zobowiązań redukcyjnych poszczególnych grup gazów cieplarnianych:

1988 r. dla dwutlenku węgla (CO₂), metanu i podtlenku azotu,

1995 r. dla fluorowanych gazów przemysłowych (fluorowęglowodory HFCs, perfluorowęglowodory PFCs,)

1995 r. dla sześćciufluorku siarki (SF₆),

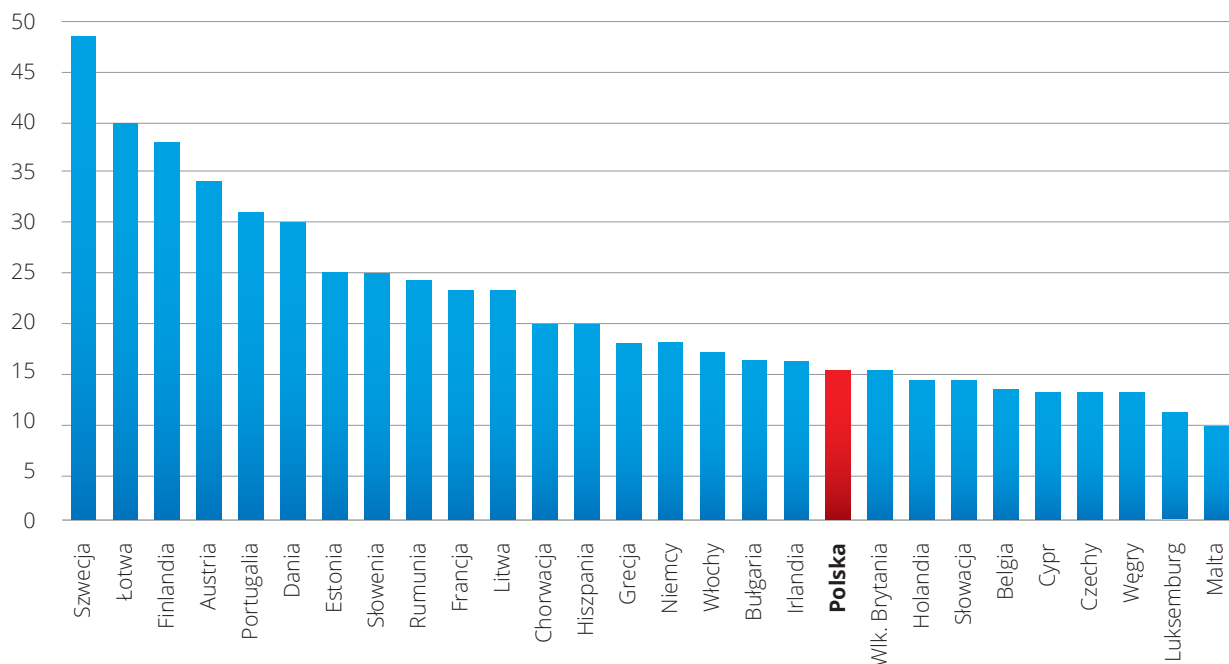
2000 r. dla trójfluorku azotu (NF₃)¹³⁶.

Największy udział w całkowitej emisji gazów cieplarnianych w Polsce posiada CO₂. W roku 2018 gaz ten odpowiedzialny był za 81,8 proc. całkowitej krajowej emisji.

¹³⁵ <https://wysokienapiecie.pl/27524-energetyka-w-polsce-w-2019-roku-moc-produkcja-energii-wg-danych-pse/>

¹³⁶ Ministerstwo Klimatu, *Krajowy Raport Inwentaryzacyjny. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce w latach 1988–2018*, Warszawa 2020, s. 3.

RYS. 15 UDZIAŁ OZE W MIKSACH ENERGETYCZNYCH PAŃSTW CZŁONKOWSKICH UE WEDŁUG DYREKTYWY RED II DO 2020



Źródło: Opracowanie własne A. Pinkas na podstawie: national energy and climate plans.

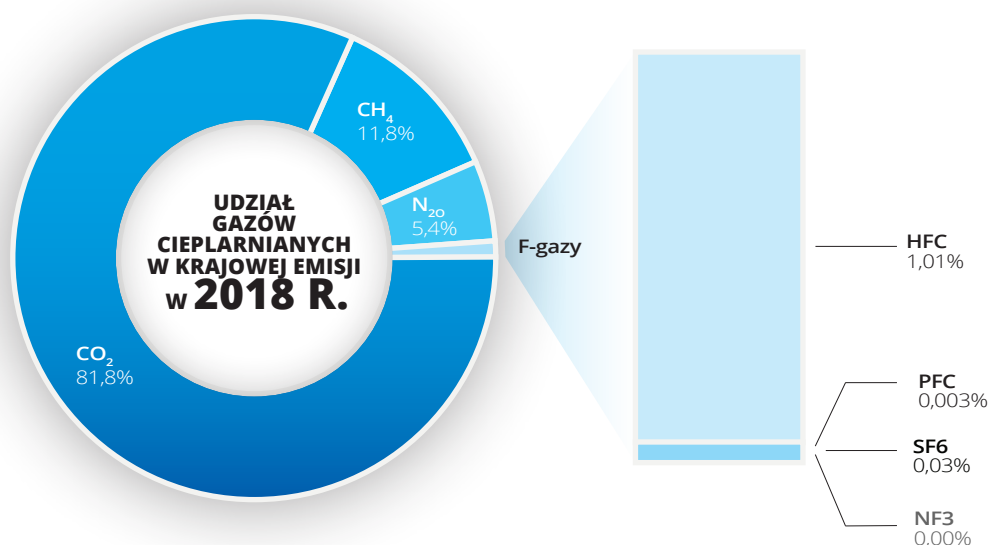
W 2018 r. całkowita emisja gazów cieplarnianych w przeliczeniu na ekwiwalent CO₂ wyniosła 412,86 mln ton. Największy wkład do krajowej emisji gazów cieplarnianych posiada sektor energetyczny – 82,9 proc. O tak dużym udziale decydują przede wszystkim procesy spalania paliw kopalnych (przede wszystkim węgla), które same generują aż 77 proc. emisji wyrażonej w ekwiwalencie CO₂¹³⁷.

Spalanie paliw kopalnych w największym stopniu odpowiedzialne jest także za emisję CO₂ posiadając w 2018 r. udział w całkowitej emisji na poziomie roku 81,8 proc.

W okresie 30 lat, poczynając od roku bazowego 1988 do 2018 r., emisja gazów cieplarnianych w Polsce zmniejszyła się o 28,6 proc. Spadek emisji gazów cieplarnianych nie postępował w sposób równomierny z roku na rok. Poziom emisji był skorelowany z dynamiką rozwoju gospodarczego Polski. W początkowej fazie transformacji gospodarczej w latach 1990-1992 wraz ze spadkiem min. produkcji przemysłowej nastąpiło obniżenie emisji. Następnie wraz z powrotem koniunktury emisyjność polskiej gospodarki zaczęła stopniowo rosnąć aż do 1996 r., by ponownie wejść w fazę spadku trwającą po 2002 rok. Kolejne wzrosty poziomu emisji przeplatane jej spadkiem miały miejsce w latach: 2003-2007 a następnie w latach 2016-2017. W roku 2018 odnotowano spadek krajowej emisji o 0,4 proc. w stosunku do roku poprzedniego, pomimo utrzymującego się wysokiego poziomu wzrostu gospodarczego. Polska w opisywanym okresie poczyniła duży wysiłek, który doprowadził do znaczącego zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Poprawiono efektywność energetyczną całej gospodarki oraz zróżnicowano miks energetyczny. W 2019 r. polskie elektrownie zużyły o 3 miliona ton węgla kamiennego mniej niż w roku poprzednim. W okresie lat

137 Ibidem, s. 7.

RYS. 16 **UDZIAŁ POSZCZEGÓLNYCH GAZÓW CIEPLARNIANYCH W KRAJOWEJ EMISJI W 2018 R.**



Źródło: Ministerstwo Klimatu, Krajowy Raport Inwentaryzacyjny. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce w latach 1988 – 2017, Warszawa 2020 r.

1990-2019 ilość spalanej przez energetykę węgla kamiennego zmniejszyła się z 47,7 mln ton do 36,1 mln ton, czyli o ok. 24 proc.¹³⁸ Trend spadkowy dotyczy także zapotrzebowania na węgiel brunatny. W 2019 r. wydobyto 50,35 mln ton, a rok wcześniej wolumen ten wyniósł 58,57 mln ton¹³⁹. Jednak osiągnięty efekt punktu widzenia ambicji Unii Europejskiej w zakresie ochrony klimatu, nie może być zadowalający. Traktując cele klimatyczne obecnej Komisji Europejskiej jako priorytet, kluczem do ich osiągnięcia jest głęboka zmiana polskiego miksu energetycznego, czyli konsekwentne zmniejszanie udziału paliwa węglowego w produkcji energii elektrycznej.

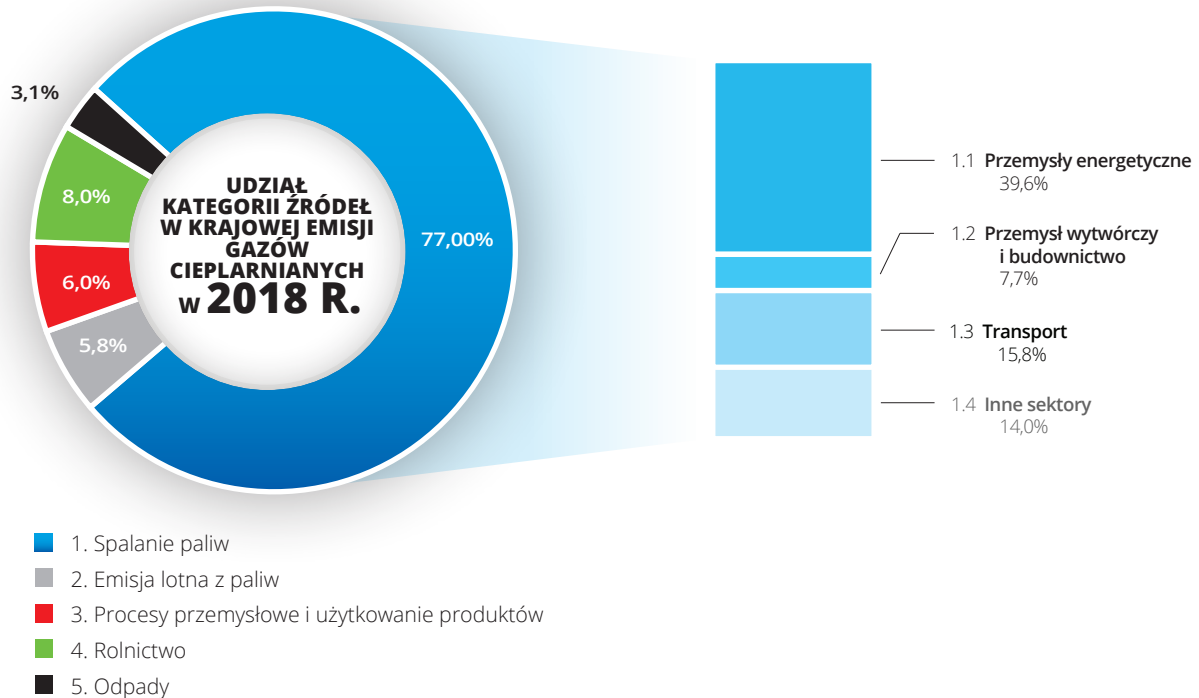
c. Historyczne uwarunkowania polskiego miksu energetycznego

Wysoki udział paliwa węglowego (łącznie kamiennego i brunatnego) w krajowej produkcji energii elektrycznej jest konsekwencją historycznych warunków, w jakich rozwijała się gospodarka i funkcjonowało państwo polskie w XX wieku. Po odzyskaniu przez Polskę niepodległości w 1918 r. czynnych było 280 elektrowni głównie obsługujących zakłady przemysłowe oraz niektóre ośrodki miejskie (m.in. w Warszawie – Elektrownia Powiśle, Poznaniu, Łodzi i Krakowie). Rozwój energetyki w okresie międzywojennym opierał się w pierwszej kolejności na węglu kamiennym, pozyskiwanym z krajowych zasobów znajdujących się w zagłębiach: Górnośląskim, Dąbrowskim i Krakowskim. Pomimo zbudowania kilku elektrowni wodnych, do końca lat 30. elektrownie węglowe odpowiadały za ok 92 proc. produkcji energii w Polsce. Pomimo stopniowego rozwoju

¹³⁸ <https://wysokienapiecie.pl/26573-elektrownie-spalily-o-3-mln-ton-wegla-mniej/>

¹³⁹ <https://www.parkiet.com/Surowce-i-paliwa/302259927-Mniej-wegla-z-polskich-kopaln.html>

RYS. 17 **UDZIAŁY POSZCZEGÓLNYCH KATEGORII ŹRÓDEŁ W KRAJOWEJ CAŁKOWITEJ EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W 2018 R.**



Źródło: Ministerstwo Klimatu, Krajowy Raport Inwentaryzacyjny. Inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce w latach 1988 – 2018, Warszawa 2020.

energetyki, w okresie dwudziestolecia międzywojennego nie zbudowano jednak w Polsce ogólnokrajowego systemu elektroenergetycznego. Wiele regionów, znajdujących się szczególnie we wschodnich województwach pozbawionych było przez cały ten okres dostępu do energii elektrycznej.

Powszechna elektryfikacja kraju, zainicjowana została po II wojnie światowej, w nowych realiach politycznych i ekonomicznych państwa totalitarnego pozbawionego suwerenności. Budowa nowych mocy związana był przede wszystkim z procesem przyśpieszonej industrializacji Polski, realizowanej w ramach modelu gospodarki centralnie planowanej. Apogeum rozwoju elektroenergetyki opartej w pierwszej kolejności na węglu kamiennym, a następnie na węglu brunatnym nastąpiło w 70. XX w. W owym czasie zbudowano bloki o łącznej mocy 11 400 MW oraz system przesyłowy obejmujący terytorium całego kraju. Na tę dekadę przypada także budowa elektrowni Bełchatów, bazującej na miejscowych złożach węgla brunatnego¹⁴⁰. Urochomiona w grudniu Elektrownia Bełchatów jest obecnie największym zakładem energetycznym, produkującym ok. 20 proc. energii elektrycznej w Polsce¹⁴¹.

140 Więcej na ten temat m.in. w: W. Kwinta, *Energetyki polskiej droga do współczesności*, „Polska Energia”, marzec 2012 r.

141 <https://pgegiek.pl/Nasze-oddzialy/Elektrownia-Belchatow>.

Jak już zaznaczono podstawą funkcjonowania stworzonego w okresie Polski Ludowej systemu energetycznego było paliwo pozyskiwane z własnych zasobów – paliwo węglowe. Władze komunistyczne rozwój sektora energetycznego ściśle wiązały z rozbudową kompleksu węglowego, a szczególnie górnictwa węgla kamiennego, które zyskało status priorytetowego działu gospodarki narodowej. W 1979 r. wydobywanie węgla kamiennego osiągnęło swój szczytowy poziom 201 mln ton, z których ok. 30 mln ton wyeksportowano. Spuścizną ekonomiczną epoki komunizmu w Polsce pozostał rozbudowany na ogromną skalę państwowy sektor górniczy węgla (w 1989 r. funkcjonowały m.in. 3 zagłębia węglowe: Górnśląskie, Dolnośląskie i Lubelskie), którego głównym klientem była państwowa energetyka.

Polska rozpoczynając transformację swojej gospodarki ku modelowi wolnorynkowemu opartemu o własność prywatną, w obliczu piętrzących się problemów strukturalnych, finansowych i społecznych, nie mogła uznać radykalnej zmiany struktury źródeł wytwarzania energii za cel priorytetowy. Pomimo tego przez ostatnie 30 lat udało się wyraźnie „uszczuplić” dominację węgla w energetyce, poprawić efektywność energetyczną całej gospodarki i przede wszystkim znacząco ograniczyć jej emisyjność. Teraz przychodzi natomiast czas na jej głęboką transformację, w której gaz ziemny powinien odegrać rolę paliwa przejściowego.

2.3. Stan liberalizacji rynku gazu w Polsce

a. Implementacja unbundlingu i zasady TPA

Oceniając obecny stan liberalizacji rynku gazu w Polsce należy spojrzeć z perspektywy ostatnich 20 lat na zachodzące na tym rynku zmiany, a przede wszystkim na turbulentne zmiany w jego otoczeniu regulacyjnym. Inicjatorem tych zmian była w wielu przypadkach Komisja Europejska i inspirowany przez nią proces legislacji na szczeblu UE. Warto zwrócić uwagę, że UE w odniesieniu do sektora gazu ziemnego tradycyjnie w pierwszej kolejności kładła nacisk na wdrażanie przepisów tworzących warunki dla powstania jednolitego rynku gazu ziemnego. W tym kierunku zmierzały już regulacje tzw. drugiego pakietu energetycznego, w skład którego wchodziła dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r., dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego oraz rozporządzenie nr 1775/2005 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego.

W ramach powyższych regulacji uznano, że najważniejszym modelem, który zapewni powstanie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w UE będzie rozdzielanie działalności polegającej na sprzedaży gazu od działalności transportowej gazu, tj. przesyłowej i dystrybucyjnej, oraz działalności magazynowej oraz wdrożenie zasady TPA (ang. *Third Party Access*), w odniesieniu do eksploatowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne infrastruktury gazowej. Jednym z podstawowych postulatów Komisji Europejskiej, którego realizacja miała w założeniu doprowadzić do liberalizacji rynku paliw gazowych jest rozdzielanie (ang. *unbundling*) działalności operatorów systemów gazowych (tj. przesyłowego OSP, dystrybucyjnego OSD oraz magazynowego OSM) od innych działalności, w tym w szczególności od działalności w zakresie wydobycia oraz obrotu paliwami gazowymi. Celem takiego rozwiązania jest zapewnienie wszystkim użytkownikom systemów gazowniczych, niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury gazowej, co w założeniu powinno zapewnić rozwój konkurencji pomiędzy sprzedawcami paliw gazowych. Komisja Europejska poprzez rozporządzenie 1775/2005 przyjęła, że niedyskryminacyjny dostęp do infrastruktury gazowej, oparty na zasadzie TPA, powinien umożliwić prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi przez znaczną ilość przedsiębiorców, rywalizujących o klientów na zasadach rynkowych, co jest fundamentem liberalnego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

Dyrektywa 2003/55/WE wprowadziła do europejskiego porządku prawnego obowiązek księgowego oraz funkcjonalnego wydzielenia operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu (odpowiednio OSP oraz OSD). Zgodnie z art. 9 dyrektywy 2003/55/WE w przypadku gdy operator systemu przesyłowego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien on zostać niezależny w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji, od innych działań, które nie są związane z przesyłem. Analogiczne rozwiązania zostały wprowadzone w art. 13 dyrektywy w stosunku do OSD. W przypadku zarówno OSP, jak i OSD, dyrektywa nie wprowadzała wprost obowiązku wyodrębnienia własności aktywów systemu z pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa. Pomimo takich zapisów polski ustawodawca za pośrednictwem art. 9d ustawy prawo energetyczne (znowelizowanego ustawą z dnia 2005 r.) przyjął bardziej radykalny model, w którego konsekwencji doszło do wydzielenia majątku przesyłowego ze struktur GK PGNiG i tym samym do powstania w 2004 r. Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. Gaz-System jest podmiotem w 100 proc. zależnym od Skarbu Państwa i ma zapewniony na mocy prawa energetycznego monopol na usługi transportu gazu gazociągami przesyłowymi na terenie Polski, co jest rozwiązaniem odmiennym niż rozwiązania zastosowane w innych krajach UE. OSP nadal funkcjonują tam w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, a ustawodawca dopuścił także do funkcjonowania na rynku kilka OSP (np. Wielka Brytania). Zastrzec w tym miejscu należy, że pomimo ww. regulacji, zachowane zostały pewne odrębności w funkcjonowaniu gazociągu tranzytowego Jamał – Europa, gdzie Gaz-System nie uzyskał pełni praw i obowiązków operatorskich. Tak radykalne rozwiązania nie zostały wdrożone w odniesieniu do pozostałych działalności operatorskich na rynku gazu – to jest działalności dystrybucyjnej i magazynowej. W czerwcu 2007 r. doszło w ramach procesu unbundlingu do funkcjonalnego, organizacyjnego i prawnego wydzielenia segmentu usług dystrybucji gazu w ramach struktur PGNiG. Powstało sześć, regionalnych spółek gazownictwa, które zostały następnie skonsolidowane w dniu 1 lipca 2013 r. w narodowego operatora systemu dystrybucji gazu – Polską Spółkę Gazownictwa, w 100 proc. zależną od PGNiG. Przepisy II pakietu energetycznego nie odnosiły się natomiast w żaden sposób do konieczności wydzielenia działalności w zakresie magazynowania oraz skraplania. W konsekwencji powyższego, w 2008 r. dokonano jedynie wydzielenia organizacyjnego ze struktur PGNiG operatora systemu magazynowego paliw gazowych (OSM).

Kolejnym istotnym krokiem w kierunku liberalizacji rynku gazu ziemnego w UE było przyjęcie tzw. III pakietu liberalizacji rynku gazu ziemnego, w ramach którego szczególnie istotną rolę odgrywa dyrektywa 2009/73/WE¹⁴². W dyrektywie tej w sposób szczegółowy uregulowano zagadnienia związane z unbundlingiem OSP, OSD i OSM, a także zaostrzono wymogi odnośnie niezależności tych operatorów, polegające m.in. na zakazie wykonywania jakichkolwiek funkcji zarządczych w przedsiębiorstwach zajmujących się obrotem paliwami gazowymi przez osoby zarządzające operatorami gazowymi. Przepisy III pakietu energetycznego zostały wdrożone w Polsce w ramach tzw. „Małego Trójpaku energetycznego”¹⁴³. W odniesieniu do kwestii niezależności operatorskiej w ramach małego trójpaku w art. 9d ustawy prawo energetyczne dopracowano głównie przepisy w zakresie unbundlingu prawnego i niezależności OSM. Polski OSM zyskał więc osobowość prawną i rozpoczął działalność operatorską 1 czerwca 2012 r., jako Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o. (aktualnie Gas Storage Poland sp. z o.o.).

142 W Polsce przepisy prawa europejskiego w ramach II i III pakietu energetycznego zostały wdrożone w szczególności w ramach trzech kluczowych nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne, tj. nowelizacji z dnia 4 marca 2005 roku, z dnia 8 stycznia 2010 roku, a także z dnia 26 lipca 2013 roku. Ponadto szereg wymogów implementowanych zostało poprzez przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

143 Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r., poz.984).

Implementacja powyższych regulacji unijnych do polskiego porządku prawnego doprowadziła do sytuacji, w której prawnie rozdzielone zostały segmenty poszczególnych działalności regulowanych na gruncie prawa energetycznego, przy czym segment działalności przesyłowej został całkowicie wyodrębniony z GK PGNiG. Jednocześnie na gruncie krajowym przyjęto rozwiązanie, że w poszczególnych sektorach gazu ziemnego zachowany został znaczny udział Skarbu Państwa.

Jak już wspomniano, w segmencie przesyłu gazu jedynym dopuszczonym ustawowo operatorem jest Gaz-System, którego 100 proc. akcji posiada Skarb Państwa. Gaz-System oprócz transportu gazu sieciami gazociągów przesyłowych kontroluje także kluczowego w Polsce operatora systemu regazyfikacji LNG, jakim jest spółka zależna Polskie LNG (zwane dalej PLNG). Spółce tej w maju 2016 r. Prezes URE udzielił koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację LNG w instalacjach skroplonego gazu ziemnego. PLNG jako spółka zależna Gaz-Systemu jest właścicielem i operatorem Terminalu LNG w Świnoujściu. W kontekście rozważań dotyczących liberalizacji rynku warto zauważyć, że całość mocy regazyfikacyjnych Terminalu na poziomie 5 mld m³ rocznie zostało praktycznie zamówiona w roku 2016 przez PGNiG. Również całość realizowanych dostaw LNG do Polski poprzez Terminal pochodzi z kontraktów, w których stroną jest PGNiG. W konsekwencji pomimo formalnego zastosowania zasady TPA przez PLNG dostęp do terminala dla innych sprzedawców gazu, w tym gazu LNG, został praktycznie ograniczony. Dochodzi więc do sytuacji, gdzie inni sprzedawcy gazu LNG, sprowadzając skroplone paliwo gazowe do Polski, muszą nabywać ten gaz od PGNiG lub korzystać z terminali w Kłajpedzie (Litwa) czy Zeebrugge (Belgia). Powyższy stan regulacyjny i kontraktowy ogranicza rozwój rynku LNG w Polsce, gdzie PGNiG pełni rolę dominującą, niemniej jednak zauważyć trzeba, że dodatkowe ilości gazu ziemnego sprowadzanego na krajowy rynek za pośrednictwem Terminalu, w sposób istotny zwiększają bezpieczeństwo energetyczne kraju, a potencjalnie także mogą zwiększać płynność hurtowego rynku gazu ziemnego. Podobna sytuacja występuje w segmencie usług magazynowania gazu ziemnego. Jedynym operatorem magazynowym gazu ziemnego jest obecnie spółka zależna PGNiG – OSM Gas Storage Poland Sp. z o.o. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2020/2021 tego operatora wynoszą 3,2 mld m³ pojemności czynnej, przy czym warto zauważyć, że oprócz PGNiG z usług magazynowania paliwa gazowego korzysta obecnie 13 podmiotów zamawiających usługi magazynowania (dalej ZUM). Możliwy jest więc wniosek, że w chwili obecnej istnieje dostęp do magazynów na terytorium Polski dla konkurencyjnych sprzedawców gazu ziemnego (pomimo, że większość pojemności zarezerwowana jest przez PGNiG)¹⁴⁴.

W przypadku segmentu dystrybucji gazu ziemnego nastąpiła niespotykana dotychczas na skalę europejską kapitałowa i infrastrukturalna konsolidacja segmentu. Dystrybucją gazu w Polsce zajmowało się do 30 czerwca 2013 r. 6 regionalnych spółek, które od 1 lipca 2013 r. zostały scalone w jeden podmiot Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PSG)¹⁴⁵. Celem konsolidacji spółek dystrybucyjnych było przygotowanie GK PGNiG do procesu liberalizacji rynku gazu. Pojawienie się nowych graczy na rynku i wprowadzenie reguł konkurencji stało się dla PGNiG – dotychczasowego monopolisty na polskim rynku dystrybucji gazu – dużym ryzykiem. Dlatego GK PGNiG w latach 2012-14 podjęła działania mające na celu m.in. innymi uporządkowanie i dostosowanie struktur dystrybucyjnych do nowych wyzwań rynkowych. Na decyzję o konsolidacji wpłynęły również przykłady rynkowe, które potwierdziły możliwość przeprowadzenia integracji w sektorze dystrybucji. Konsolidacja działalności dystrybucyjnej była w tamtym okresie powszechnym trendem obserwowanym na polskim rynku energii elektrycznej. Cztery kluczowe polskie grupy elektroenergetyczne PGE, Tauron, ENERGA i ENEA dokonały integracji w obszarze działalności dystrybucyjnej.

144 Gas Storage Poland, <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna/>.

145 W roku 2018 nastąpiła zmiana siedziby PSG na Tarnów.

W wyniku konsolidacji spółek gazowniczych powstał największy w UE OSD gazu, zarządzający 97 proc. gazociągów dystrybucyjnych w Polsce i obsługujący blisko 7 mln odbiorców. Oceniając funkcjonowanie PSG w kontekście liberalizacji rynku można wręcz postawić tezę, że konsolidacja segmentu dystrybucji umożliwiła wdrożenie w całym kraju jednolitych zasad świadczenia usług dystrybucyjnych, co pozytywnie wpływa na rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Skonsolidowana w ramach PGNiG i tym samym Skarbu Państwa branża może skutecznie realizować duże programy inwestycyjne dynamizujące rozwój gospodarczy kraju, a także skutecznie neutralizujące – nadal występujące w Polsce ubóstwo energetyczne. Zważywszy, że nadal 40 proc. polskich gmin nie jest zgazyfikowanych, operator dystrybucyjny o silnych fundamentach kapitałowych może podołać zadaniu gazyfikacji znacznej części kraju do roku 2022. PSG świadczy usługi dystrybucji przy zastosowaniu zasady TPA, a w konsekwencji dostęp konkurencyjnych sprzedawców do infrastruktury dystrybucyjnej nie jest w żaden sposób ograniczony. Świadczy o tym fakt, że z usług PSG korzysta kilkudziesięciu sprzedawców gazu ziemnego. Warto zauważyć także, że pomimo tak silnej konsolidacji segmentu usług dystrybucyjnych, w Polsce działa oprócz PSG 54 innych OSD, o znacznie jednak mniejszej skali działania (tylko 4 obsługują powyższej 100 tys. odbiorców).

b. Wprowadzenie mechanizmu Obliga Giełdowego oraz detaryfikacja rynku

Nie ulega wątpliwości, że największe znaczenie dla kształtu rynku gazu ziemnego w Polsce ma wprowadzenie tzw. obliga giełdowego, tzn. obowiązku sprzedaży określonej ilości gazu za pośrednictwem giełdy towarowej. 1 września 2013 r. weszła w życie w ramach tzw. małego trójpaku energetycznego, nowelizacja prawa energetycznego¹⁴⁶. Nowe przepisy miały między innymi decydujące znaczenie dla rozwoju konkurencji na rynku gazu, dając Prezesowi URE możliwość uwolnienia cen surowca dla odbiorców przemysłowych. Równocześnie, tzw. mały trójpak nałożył na PGNiG tzw. obligo giełdowe, czyli obowiązek sprzedaży części surowca na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE). W praktyce oznaczało to deregulację segmentu sprzedawców dostarczających paliwo gazowe do największych odbiorców. Chodzi o ceny surowca dla firm, które zużyły nie mniej niż 25 mln m³ gazu w poprzednim roku kalendarzowym. W konsekwencji PGNiG, czyli podmiot dominujący na polskim rynku, w roku 2013 miał obowiązek sprzedać za pośrednictwem TGE nie mniej niż 30 proc. gazu (wysokometanowego), wprowadzonego do sieci przesyłowej. Ostatecznie w 2015 r. poziom obliga podniesiono do 55 proc.¹⁴⁷ Dało to Prezesowi URE podstawy do stopniowego zwalniania przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku zatwierdzania taryf. Nowe przepisy pozwoliły istotnie wzmocnić konkurencję względem PGNiG. Według danych regulatora w 2013 r. 119 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, ale tylko 35 przedsiębiorstw energetycznych aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Na koniec 2019 r. 186 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, natomiast w obrocie gazem ziemnym aktywnie uczestniczyło 99 przedsiębiorstw¹⁴⁸. Jak widać, w ciągu sześciu lat, liczba uczestniczących aktywnie w obrocie paliwami gazowymi uległa potrojeniu – co pozytywnie świadczy o trendzie liberalizacyjnym na polskim rynku gazu.

146 Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r., poz.984).

147 Opracowano na podstawie materiałów zamieszczonych na portalu CIRE.pl <https://www.cire.pl/item,81222,1,0,0,0,0,0,od-jutra-gazowe-obligo-gieldowe.html>.

148 Towarzystwo Obrotu Energią, *Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2020 r.*, Warszawa, Lipiec 2020 s. 28.

Oprócz implementacji mechanizmu obliża giełdowego istotnym krokiem w stronę liberalizacji rynku gazu jest ograniczanie administracyjnego nadzoru nad cenami paliw gazowych przez regulatora. 1 stycznia 2017 r. weszły w życie przepisy znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne znoszące z mocy prawa nadzór Prezesa URE nad taryfami na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu LNG i CNG oraz na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych, dokonujących zakupu tego paliwa w punkcie wirtualnym lub w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. Od 1 października 2017 r. zniesiony został także obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i azotanowego odbiorcom końcowym, niebędącym gospodarstwami domowymi. Nadzór Prezesa URE nad taryfami dla gazu sieciowego sprzedawanego do gospodarstw domowych, został utrzymany do końca 2023 r.¹⁴⁹

Wejście w życie przywołanych powyżej aktów prawnych z pewnością w sposób istotny rozwinęło rynek obrotu gazem ziemnym, w tym także rynek giełdowy. Pozwoliło bowiem konkurencyjnym sprzedawcom zaopatrywać się w paliwo gazowe na rynku giełdowym, a następnie swobodnie konkurować ceną niezatwierdzaną przez Prezesa URE. Należy więc ocenić, że w sposób istotny poprawiły one płynność oraz konkurencyjność krajowego rynku gazu ziemnego, stopniowo zwiększając udział alternatywnych sprzedawców na krajowym rynku gazu ziemnego i zmniejszając udział PGNiG S.A.

Nie ulega przy tym wątpliwości, że o poziomie rozwoju i liberalizacji rynku gazu decyduje także poziom rozwoju mechanizmów giełdowych, funkcjonujących na tym rynku. Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej, prowadzonej przez Towarową Giełdę Energii S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE, stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka giełdy ze swojej własnej grupy kapitałowej, mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów, należących do tej samej grupy kapitałowej. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy. W 2019 r. TGE prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji. Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy, zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny). Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu BASE, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie fixingu oraz notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godziny 6:00 w sobotę, do godziny 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy) w jednakowej ilości 1 MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu. Notowania instrumentu weekendowego odbywają się na 2 dni poprzedzające okres dostawy. Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych. W 2019 r. obroty na wszystkich trzech rynkach gazu prowadzonych przez TGE wyniosły 146,1 TWh¹⁵⁰, co stanowiło ok. 70 proc. wolumenu gazu dostępnego na rynku hurtowym w Polsce.

149 Informacje pochodzą z oficjalnej strony URE <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/liberalizacja-ryнку-ga>.

150 TGE, *Podsumowanie działalności TGE w 2019 r.*, https://tge.pl/pub/TGE/komunikaty/2020/Roczne_podsumowanie_dzia_alno_ci.pdf.

c. Wpływ regulacji w zakresie bezpieczeństwa energetycznego na rozwój konkurencyjnego gazu ziemnego

Szczególnie istotną rolę pełni w systemie bezpieczeństwa energetycznego Polski ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku ropy naftowej (zwana dalej „ustawą o zapasach”). Niemal od samego początku obowiązywania ustawy o zapasach wielokrotnie podnoszono, że obowiązek utworzenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego może w praktyce skutecznie blokować rozwój jego rynku poprzez tworzenie nadmiernych barier wejścia.

Komisja Europejska w listopadzie 2007 r. wszczęła formalne postępowanie w sprawie naruszenia przez ww. ustawę prawa UE (tj. obowiązującej wówczas dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE oraz dyrektywy Rady 2004/67/WE dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego – naruszenie nr 2006/4918). Komisja Europejska w ramach powyższego postępowania zakwestionowała obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych wyłącznie na terytorium Polski. Wskazała, że takie rozwiązanie powoduje dyskryminację niektórych przedsiębiorstw i nie jest zgodne z celem, jakim jest osiągnięcie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, ze względu na fakt, iż stanowi podstawę innego traktowania importerów mających dostęp do instalacji magazynowych w Polsce, niż importerów mających dostęp do instalacji magazynowych w innych państwach członkowskich. W opinii Komisji tak skonstruowane przepisy miały negatywny wpływ na funkcjonowanie rynku gazu i powodowały, że zasada TPA nie mogła być w Polsce w pełni realizowana. W konsekwencji powyższego postępowania Komisji Europejskiej zdecydowano się ostatecznie na złagodzenie przepisów ustawy o zapasach poprzez umożliwienie importerom utrzymywania zapasów obowiązkowych w innych krajach członkowskich UE, pod warunkiem zawarcia przez sprzedawców umów z operatorami systemów przesyłowych lub dystrybucyjnych, w ramach których zapewnione zostanie, że zapasy utrzymywane w tych krajach zostaną dostarczone do krajowego systemu przesyłowego najdalej w ciągu 40 dni. Analizując jednak kształt znowelizowanych przepisów ustawy o zapasach nasuwa się wniosek, że pomimo formalnego umożliwienia utrzymywania zapasów obowiązkowych poza terytorium kraju, konieczność spełnienia wymogów związanych z dostarczeniem tego gazu do kraju sprawiła, że w praktyce nie było zainteresowania skorzystaniem z takiej możliwości.

Niemniej jednak w ramach ustawy o zapasach wprowadzone zostały przepisy, które umożliwiły stopniowy wzrost konkurencji na rynku gazu ziemnego. Po pierwsze ustawa ta przewidywała wyjątek w obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych dla przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się obrotem gazem ziemnym, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku 50 mln m³ (w 2011 r. powyższy poziom podniesiono do 100 mln m³ gazu). Po drugie obowiązek utworzenia zapasów obowiązkowych nie dotyczył odbiorców końcowych sprowadzających gaz na własny użytek. W rezultacie dynamicznie zaczął rozwijać się rynek tzw. „małych” importerów i sprzedawców gazu ziemnego (tj. importerów nieprzekraczających ww. limitów ustawowych) mających możliwość sprowadzania gazu po niższych kosztach (tj. bez kosztu utworzenia zapasu), a dodatkowo istotni odbiorcy przemysłowi zaczęli we własnym zakresie nabywać paliwa gazowe poza granicami kraju, co pozwoliło im obniżyć koszt zakupu m.in. o koszty związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych (a także na skorzystanie z niejednokrotnie korzystniejszych ofert cenowych na rynkach zachodnich). Opublikowane przez Prezesa URE dane wskazują na znaczny wzrost udzielonych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą – z 23 ważnych koncesji OGZ na koniec 2007 r. aż do 70 ważnych koncesji OGZ na koniec 2016 r. Jed-

noczenie gwałtownie wzrosła liczba „krajowych” koncesji na obrót paliwami gazowymi – z 84 koncesji OPG na koniec 2017 r. do 196 na koniec 2016 r., a nawet do 200 na koniec 2017 r.¹⁵¹

Analizując powyższy dynamiczny rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego należy mieć świadomość, że jakkolwiek w znacznej mierze dotyczył on małych sprzedawców gazu ziemnego, to jednak całościowo ograniczyli oni znacząco dominację głównego sprzedawcy (PGNiG S.A.) w krajowym rynku gazu ziemnego. Dodatkowo dominację GK PGNiG zmniejszyły także bezpośrednie zakupy odbiorców na rynkach konkurencyjnych, a także oczywiście opisane powyżej zmiany w zakresie obliwa giełdowego. W rezultacie sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych przez podmioty z GK PGNiG S.A. spadła do poziomu 73,69 proc. w 2016 r.¹⁵²

W konsekwencji opisanego powyżej stanu, ciężar utrzymywania zapasów obowiązkowych leżał de facto wyłącznie po stronie GK PGNiG, która zaopatrywała w gaz coraz mniejszą część krajowych odbiorców. Sytuacja taka zmniejszała także bezpieczeństwo energetyczne kraju – coraz większa część gazu ziemnego importowanego przez „małych” sprzedawców paliw gazowych nie była zabezpieczona zapasami obowiązkowymi.

W rezultacie prawodawca zdecydował o konieczności istotnej zmiany ustawy o zapasach, która wprowadzona została w ramach nowelizacji z dnia 22 lipca 2016 r.¹⁵³, uzupełnionej nowelizacją z dnia 7 lipca 2017 r.¹⁵⁴ W ramach powyższej zmiany wprowadzono następujące rozwiązania:

- 1) obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych objęto nie tylko przedsiębiorstwa przywożące paliwa gazowe w celu dalszej odsprzedaży, ale wszystkie podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na własne potrzeby,
- 2) usunięto zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych dla przedsiębiorstw energetycznych, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego, w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom z obowiązku, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Tak więc wszystkie podmioty zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą lub dokonujące przywozu gazu ziemnego, w tym tzw. mali sprzedawcy, zostali zobowiązani do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- 3) podmiot zobowiązany do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie musi samodzielnie tworzyć zapasów, ale może zlecić ich utworzenie i utrzymywanie innym przedsiębiorstwom energetycznym na podstawie umowy zatwierdzonej przez Prezesa URE („tzw. usługa biletowa”).

W rezultacie wprowadzonych zmian, zlikwidowane zostały przepisy umożliwiające sprowadzanie gazu ziemnego z pominięciem obowiązku utworzenia zapasu obowiązkowego, a więc „mali” importerzy i sprzedawcy paliw gazowych utracili swoją przewagę konkurencyjną. Jednocześnie stracił na atrakcyjności i opłacalności zakup paliw gazowych poza terytorium Polski przez odbiorców końcowych, musieliby bowiem oni utworzyć zapasy obowiązkowe.

151 URE, *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w latach 2007-2019*, <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/sprawozdania/800,Sprawozdania.html>.

152 URE, *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.*

153 Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U.2016.1165).

154 Ustawa z 7 lipca 2017 r. dnia o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.

Skutki wprowadzanych zmian były widoczne w kolejnych latach, liczba aktywnych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą zaczęła spadać – do 58 aktywnych koncesji OGZ na koniec 2017 r., 55 na koniec 2018 r. oraz 53 na koniec 2019 r. Nieco spadła także liczba koncesji na obrót paliwami gazowymi – do 186 na koniec 2019 r.¹⁵⁵ Jakkolwiek przyczyn spadku liczby importerów oraz sprzedawców na krajowym rynku gazu ziemnego można upatrywać też w ogólnosiwiatowych zawirowaniach na rynkach energii, z pewnością przyczyniła się do tego także opisana powyżej nowelizacja ustawy o zapasach.

W tym miejscu należy dodać, że do opisywanej powyżej nowelizacji ustawy o zapasach zastrzeżenia zgłasza Komisja Europejska, która wszczęła postępowanie w sprawie naruszenia prawa UE, kierując do rządu polskiego, 27 listopada 2019 r. uzasadnioną opinię. Główne zastrzeżenia Komisji Europejskiej budzi wprowadzona także tą nowelizacją konieczność zarezerwowania na zasadach ciągłych całości mocy przesyłowych niezbędnych do dostarczenia zapasów obowiązkowych utrzymywanych w innych państwach członkowskich do krajowego systemu przesyłowego. W ocenie Komisji rozwiązanie takie w praktyce uniemożliwia utworzenie zapasu poza granicami Polski (w latach 2018 i 2019 tylko jeden podmiot zlecił na zasadach usługi biletowej utrzymywanie zapasu poza granicami kraju¹⁵⁶). Nie można więc wykluczyć, że w przyszłości konieczna będzie kolejna przebudowa systemu zapasów obowiązkowych, która najpewniej także wpłynie na stopień liberalizacji krajowego rynku gazu ziemnego.

Wśród zgłaszanych postulatów przebudowy mechanizmów związanych z bezpieczeństwem energetycznym, pojawiła się propozycja ograniczenia obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, dostarczanego do odbiorców chronionych lub zmianę modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i oparcie go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego. W systemie tym państwo poprzez np. Agencję Rezerw Materiałowych (lub inny wskazany podmiot) będzie fizycznie utrzymywać, w całości lub części, zapasy gazu, w zamian za opłatę celową wnoszoną przez spółki obrotu objęte przedmiotowym obowiązkiem (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych)¹⁵⁷.

Kolejnym istotnym aktem prawnym, w odniesieniu do którego część uczestników rynku zgłaszała w przeszłości zastrzeżenia w kontekście jego wpływu na możliwość budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce, jest rozporządzenie dywersyfikacyjne. Przez wiele lat obowiązywało w Polsce rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, którego nieprecyzyjne zapisy budziły szereg wątpliwości, rozstrzyganych m.in. na szczeblu Sądu Najwyższego. Zgodnie bowiem z przywołanym powyżej rozporządzeniem, każdy podmiot importujący gaz ziemny na terytorium Polski zobowiązany był do dywersyfikacji dostaw, tak aby nie sprowadzać paliw gazowych wyłącznie z jednego kierunku. Takie rozwiązanie podyktowane było intencją prawodawcy, zmierzającą do zdywersyfikowania kierunków dostaw, które w czasie tworzenia tego aktu prawnego de facto były zmonopolizowane przez kierunek wschodni. Niemniej jednak wraz z wejściem Polski do UE i rozwojem rynku gazu ziemnego przepisy ww. aktu prawnego zaczęły budzić szereg wątpliwości. Początkowo nie było bowiem jasne, czy obowiązek dywersyfikacji dotyczy także gazu sprowadzanego z krajów Unii Europejskiej, a także czy dostawy spoza UE można dywersyfikować dostawami z Unii Europejskiej. Prezes URE w tym przypadku zastosował wykładnie przepisów na zasadzie analogii do prawa podatkowego, uznając, że pojęcie importu odnosi się tylko i wyłącznie do gazu sprowadzanego z krajów niebędących członkami UE. W konsekwencji np. w sytuacji gdy przedsiębiorstwo energetyczne sprowadzało 50 proc. gazu z Rosji

155 Przywołane dane pochodzą z następujących Sprawozdań: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2017 roku, Warszawa kwiecień 2018, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 roku, Warszawa kwiecień 2019, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 roku, Warszawa maj 2020.

156 Dane ze Sprawozdań z działalności Prezesa URE w latach 2018-2019.

157 Proponowane postulaty zostały wysunięte przez Towarzystwo Obrótu Energią w Raporcie Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2020 r., Towarzystwa Obrótu Energią, Warszawa, Lipiec 2020 s. 34.

i 50 proc. z Niemiec – Prezes URE uznawał, że zaimportowało ono 100 proc. paliwa gazowego z jednego kraju pochodzenia i istnieje podstawa prawna do nałożenia kary pieniężnej. Nie ulega wątpliwości, że tak skonstruowana wykładnia, wbrew celom prawodawcy, w sposób faktyczny ograniczała możliwości dywersyfikacyjne – rozporządzenie stosowało się bowiem nie tylko do gazu rosyjskiego, ale także z innych kierunków (np. z USA, Kataru itd.), a więc utrudniała realny rozwój konkurencyjnych kierunków zaopatrzenia w gaz ziemny.

Wykładnia Prezesa URE została zakwestionowana wyrokiem Sądu Najwyższego z 21 kwietnia 2016 r.¹⁵⁸, a 24 kwietnia 2017 r. Rada Ministrów wydała nowe rozporządzenie dywersyfikacyjne, pozwalające na uwzględnienie przy obliczaniu poziomu dywersyfikacji także gazu sprowadzanego z innych państw UE oraz wydobywanego na terytorium Polski. Należy więc ocenić, że obecne przepisy rozporządzenia dywersyfikacyjnego nie stanowią istotnej przeszkody w rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, aczkolwiek mogą być pewnym utrudnieniem dla przedsiębiorstw zamierzających sprowadzać gaz na terytorium Polski wyłącznie z jednego kierunku, zlokalizowanego poza Unią Europejską. Zgodnie bowiem z rozporządzeniem obowiązującym wszystkich bez wyjątku importerów gazu w latach 2017-2022 maksymalny udział paliwa gazowego pochodzący z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości paliwa gazowego importowanego w danym roku, nie może być wyższy niż 70 proc.

Zmiany dostawców na rynku gazu

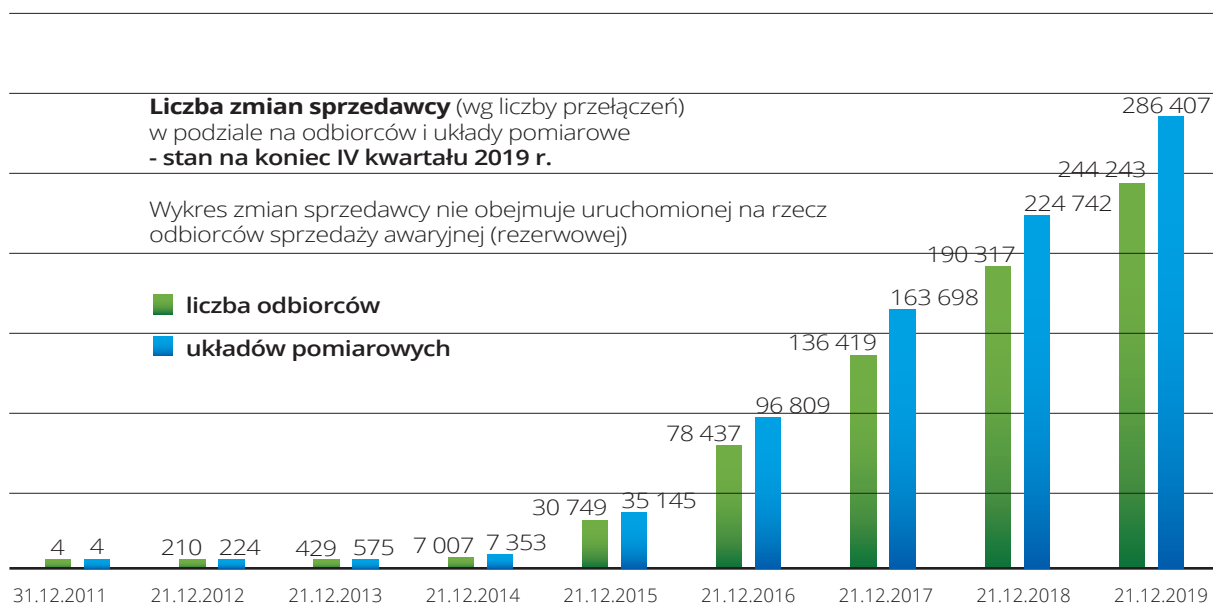
Zgodnie z raportem UOKiK, w którym oceniono kraje UE pod względem deregulacji i konkurencji na rynkach detalicznej sprzedaży gazu ziemnego w roku 2010 Polska oraz Finlandia, Łotwa, Litwa i Bułgaria zostały zaliczone do grupy państw, w których brak jest konkurencji na rynkach gazu. Do oceny tych rynków wykorzystano m.in. współczynnik zmiany dostawcy (tj. odsetek odbiorców, którzy w danym roku zmienili dostawcę gazu), który w roku 2010 wynosił 0 – pomimo faktu, że od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu w Polsce uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Z kolei udział w rynku największego dostawcy w roku 2010 wyniósł 98 proc. Po dziesięciu latach rozwoju rynku gazu w Polsce – od początku prowadzenia monitoringu przez URE, tj. od roku 2011 do końca roku 2019 – dostawcę paliwa gazowego zmieniło 244 243 odbiorców.

Zdecydowaną przewagę w segmencie zmieniających dostawcę paliwa gazowego stanowili klienci grupy taryfowej W1-4 (tj. 95 proc.), czyli klienci indywidualni oraz mali przedsiębiorcy. Zdaniem URE istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest, by OSD posiadał możliwie największą liczbę podpisanych ze sprzedawcami umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego, czyli Umów Ramowych. Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy Operatorem a Sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem 2019 r. 149 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 81 sprzedawców posiadało również umowy z PSG¹⁵⁹.

158 Sygn. akt III SK 28/15.

159 URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w roku 2019, Maj 2020, Warszawa, s. 220.

TAB. 4 **DYNAMIKA ZMIANY SPRZEDAWCY (WG LICZBY PRZEŁĄCZEŃ)
WG STANU NA KONIEC LAT 2011 – 2019.**



Źródło: Urzędu Regulacji Energetyki przywołane w raporcie Towarzystwa Obrót Energią - Rynek Energii Elektrycznej i Gazu w Polsce – stan na 31 marca 2020 r., TOE, Warszawa 25 czerwca 2020 roku, s.27

Z kolei jeżeli chodzi o udział w rynku podmiotu dominującego, należy stwierdzić, że sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal jest zdominowana przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wynosił 82,77 proc. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy, bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby, na skutek zmian regulacji prawnych, dotyczących zapasów obowiązkowych, jak również za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG Obrót Detaliczny, w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w 2019 r. Pozostałe 17,23 proc. sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu, dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju¹⁶⁰.

Podsumowując przemiany na krajowym rynku gazu ziemnego, należy sformułować wniosek, że nadal jest on w istotnym stopniu zdominowany przez GK PGNiG, niemniej jednak z pewnością sytuacja na nim w ostatniej dekadzie uległa znacznej liberalizacji. Wdrożono szereg mechanizmów zwiększających płynność tego rynku. W tym kontekście w szczególności należy wymienić obligo giełdowe oraz detaryfikację cen gazu ziemnego. Na rynku pojawił się dzięki temu szereg konkurencyjnych sprzedawców gazu ziemnego, którzy przejęli część segmentu sprzedaży do odbiorców.

160 URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w roku 2019, Maj 2020, Warszawa, s. 191.

Z pewnością brak większych postępów w zakresie liberalizacji dostaw gazu ziemnego, szczególnie w początkowym okresie wdrażania III Pakietu energetycznego, spowodowany był niewystarczającą infrastrukturą gazową – z jednej strony bowiem utrudniało to dostawcom dostęp do krajowego rynku gazu, z drugiej – uwaga władz rządowych oraz operatorów skupiona była w znacznej mierze na projektach inwestycyjnych (budowa terminalu LNG w Świnoujściu, interkonektorów, rozbudowa pojemności magazynowych). Jakkolwiek istotne projekty infrastrukturalne nadal są w toku (m.in. rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, budowa Baltic Pipe), z pewnością sytuacja w tym względzie się istotnie poprawiła. W konsekwencji można oczekiwać, że lepsza sytuacja w zakresie infrastruktury, przy jednoczesnym zakończeniu długoterminowych kontraktów na dostawy gazu ze wschodu, mogą dać nowy impuls dla budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

W tym miejscu warto zauważyć, że na szczeblu europejskim planowane są kolejne zmiany, tym razem jednak nastawione nie tyle na wdrażanie kolejnych wymogów w zakresie liberalizacji rynku, ale wdrażanie nowej polityki klimatycznej. Nowa strategia klimatyczno-gospodarcza Komisji Europejskiej – **Europejski Zielony Ład**¹⁶¹ z 11 grudnia 2019 r. (EGD), przewiduje redukcję do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 50 proc. (a potencjalnie nawet o 55 proc.) względem poziomu z 1990 r. i pełną neutralność klimatyczną gospodarki UE do 2050 r. Oznacza to istotne podniesienie poziomu planowanej redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. w porównaniu do celu wskazanego w decyzji Rady UE z dnia 5 października 2016 r. w sprawie zawarcia porozumienia paryskiego (40 proc. redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 r.). Przyjęcie przez KE podwyższonych celów klimatycznych znajduje podstawę w postanowieniach porozumienia paryskiego, które przewiduje aktualizowanie co pięć lat wielkości wkładu każdej ze stron w realizację tych celów w taki sposób, aby wyrażały najwyższy możliwy poziom ambicji. Zgodnie z EGD kluczowy dla osiągnięcia celów klimatycznych na lata 2030 i 2050 będzie proces redukcji emisji w sektorze energetycznym, gdyż ponad 75 proc. emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. W związku z tym KE wskazuje m.in. na konieczność zbudowania sektora energetycznego bazującego w dużej mierze na OZE oraz na potrzebę podjęcia działań obniżających emisyjność sektora gazowego, m.in. poprzez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie koncepcji konkurencyjnego, bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu. Zgodnie z EGD osiągnięcie neutralności klimatycznej wymagać będzie inwestowania w inteligentną infrastrukturę i stosowania innowacyjnych technologii, takich jak inteligentne sieci, sieci wodorowe, zagospodarowanie CO₂ oraz magazynowanie energii. Należy więc ocenić, że w kolejnych latach nowe kierunki unijnej polityki klimatycznej będą stanowiły największe wyzwanie dla krajowego sektora gazu ziemnego¹⁶².

161 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład”, COM(2019) 640 final.

162 W opracowaniu niniejszego materiału oparto się na artykule: Wpływ liberalizacji rynku gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne Polski, Iwicki K., Janusz P., Szurlej A., *Rynek Energii*, czerwiec 2014, Warszawa.

2.4. Bezpieczeństwo polskiego rynku gazu

Ustawa prawo energetyczne definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako „stan gospodarki”, w którym możliwe jest „(...) pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”¹⁶³. Niezakłócony dostęp do nośników energii posiada decydujące znaczenie dla materialnego poziomu i jakości życia ludności oraz funkcjonowania oraz rozwoju przedsiębiorstw. W konsekwencji ma także istotny wpływ na utrzymanie stabilności społeczno-politycznej państwa¹⁶⁴. W przypadku zakładów energetycznych, które na bazie gazu ziemnego produkują prąd, sprawą bezwzględnie priorytetową jest nieprzerwany dostęp do odpowiednich ilości paliwa. W przeciwieństwie do elektrowni węglowych, obiekty takie nie posiadają własnej infrastruktury magazynowej, w której mógłby przechowywać rezerwy.

Ocena stanu bezpieczeństwa rynku gazu ziemnego posiada fundamentalne znaczenie dla ewentualnych decyzji uznających gaz ziemny, jako paliwo przejściowe w procesie transformacji polskiej energetyki. Zwiększenie udziału gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej musi iść w parze z gwarancjami dostępności paliwa gazowego na rynku. Gwarancje te powinny wynikać z rozwiązań o charakterze systemowym, neutralizujących zagrożenia wewnętrzne i zewnętrzne dla ciągłości dostaw paliwa gazowego.

Problem bezpieczeństwa polskiego rynku gazu sprowadza się do wypracowania i przyjęcia optymalnych rozwiązań regulacyjnych, organizacyjnych i technicznych, gwarantujących odbiorcom końcowym niezakłócony dostęp do infrastruktury i paliwa gazowego. Zapewnienie dostaw gazu dla gospodarki i ludności jest także elementem budowania bezpieczeństwa narodowego państwa w wymiarze strategicznym. O takim podejściu decyduje brak samowystarczalności Polski, w zakresie wydobycia gazu ziemnego i konieczność pozyskiwania większości potrzebnego surowca od zagranicznych dostawców. Państwo polskie, posiadając świadomość zagrożeń występujących na obu wymienionych poziomach, podjęło wiele działań, przy wydatnym wsparciu Unii Europejskiej, zmierzających do systemowego uregulowania bezpieczeństwa rynku gazu ziemnego.

163 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, 730, 1435, 1495, 1517, 1520, 1524, 1556 i 2166).

164 J. Rosłon-Żmuda, *Bezpieczeństwo społeczno-ekonomiczne Polski z perspektywy czynnika demograficznego*, „Przegląd Strategiczny” 2013, nr 1, s. 176.

a. Charakterystyka zagrożeń

Oficjalna charakterystyka zagrożeń dla prawidłowego funkcjonowania systemu gazowniczego w Polsce znajduje się w dokumencie: „Krajowy Plan Zarządzania Kryzysowego” z 2017 r., opracowanym przez Rządowe Centrum Bezpieczeństwa¹⁶⁵. Wskazuje on na główne źródło zagrożeń dla pracy systemu gazowniczego w postaci „awarii”. „Awaria sieci gazowej to nagłe zdarzenie powodujące utratę technicznej sprawności urządzeń lub obiektów sieci gazowej, polegające w szczególności na rozszczelnieniu gazociągu, uszkodzeniu urządzeń w stacjach gazowych, któremu towarzyszy nieplanowy wyciek gazu, i w odniesieniu do którego zachodzi niebezpieczeństwo wystąpienia wybuchu oraz pożaru”¹⁶⁶. Awaria jest więc zjawiskiem niespodziewanym, którego konsekwencją jest zagrożenie dla życia i zdrowia ludzi, mienia oraz środowiska naturalnego. Awarie mogą być wynikiem błędu ludzkiego, katastrofy naturalnej, zużycia infrastruktury lub jej usterek. Bezpośrednia odpowiedzialność za zachowanie ciągłości dostaw spoczywa na operatora infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Są oni również odpowiedzialni za jakość paliwa gazowego wprowadzanego do sieci, utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego infrastruktury gazowej oraz likwidację skutków ewentualnych awarii.

Wspomniany wyżej „Krajowy Plan Zarządzania Kryzysowego” wskazuje na jeszcze jedną kategorię przyczyn występowania zakłóceń w dostawach paliwa gazowego do Polski, jakimi mogą być: „(...) niekorzystne wydarzenia w środowisku międzynarodowym, tj. m.in. konflikty polityczno-gospodarcze w państwach dostawcach gazu ziemnego lub państwach tranzytowych skutkujące ograniczeniami lub przerwami w dostawach gazu ziemnego”¹⁶⁷. Sytuacja odpowiadająca powyższemu opisowi zaistniała w styczniu w 2009 r., w postaci rosyjsko-ukraińskiego sporu gazowego. W konsekwencji całkowitego wstrzymania dostaw, realizowanych tranzytem przez system przesyłowy Ukrainy, zakontraktowany wcześniej w Rosji gaz przestał docierać do 14 państw europejskich: Austrii, Bośni i Hercegowiny, Bułgarii, Czech, Francji, Grecji, Macedonii (obecnie Macedonia Północna), Mołdawii, Serbii, Słowacji, Słowenii, Rumunii, Węgier i Włoch. Zmniejszenie dostaw gazu nastąpiło natomiast na rynki Polski i Turcji¹⁶⁸. Zakłócenia w dostawach gazu na rynek krajowy, których źródła znajdowały się poza Polską wystąpiły też 21-22 czerwca 2017 r., w związku z pogorszeniem parametrów jakościowych gazu ziemnego, dostarczanego rurociągiem Jamalskim. W Punkcie Wzajemnego Połączenia, urządzenia pomiarowe wykazały, że dostarczany z Rosji gaz, w ramach kontraktu długookresowego, nie spełniał parametrów jakościowych określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (dalej IRiESP). W tym przypadku zachowano jednak ciągłość dostaw do odbiorców, dzięki wprowadzeniu do sieci odpowiednich wolumenów gazu, uprzednio zgromadzonych w Podziemnych Magazynach Gazu (dalej PMG)¹⁶⁹.

Potencjalne zagrożenia w realizacji zewnętrznych dostaw gazu ziemnego do Polski zostały zdefiniowane i opisane w dokumencie rządowym: „Plan Działań Zapobiegawczych”. Ryzykiem zakłóceń w przepływie gazu obciążone są dostawy realizowane z dwóch kierunków: białoruskiego i ukraińskiego. Wskazuje się jednocześnie, że na ewentualne zakłócenia w dostawach realizowanych z tych kierunków narażona jest nie tylko Polska, ale także inne państwa europejskie (w tym państwa sąsiadujące z Polską).

165 Rządowe Centrum Bezpieczeństwa, *Krajowy Plan Zarządzania Kryzysowego*, Warszawa 2017 r., s. 18.

166 Ibidem.

167 Ibidem.

168 Więcej na ten temat m.in. w: M. Sienkiewicz, *Rosyjsko-ukraińskie konflikty gazowe*, „Racja Stanu”, nr 2/2010 r.; J. Dopke, *Gazowy konflikt Rosja – Ukraina*, Materiały Problemowe CIRE, 09.01.2009 r., <https://www.cire.pl/item,37526,2,0,0,0,0,gazowy-konflikt-rosja---ukraina.html>.

169 GAZ System S.A., *Wznowienie dostaw gazu ziemnego w Punkcie Wzajemnego Połączenia (PWP)*, 23.06.2017 r., <https://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/202520/>.

Uwzględniając powiązania infrastrukturalne, wyodrębniono dwie regionalne grupy ryzyka:

- Regionalna grupa ryzyka – Białoruś, obejmująca oprócz Polski: Belgię, Republikę Czeską, Niemcy, Estonię, Łotwę, Litwę, Luksemburg, Holandię i Słowację.
- Regionalna grupa ryzyka – Ukraina, obejmująca oprócz Polski: Bułgarię, Republikę Czeską, Niemcy, Grecję, Chorwację, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austrię, Rumunię, Słowenię i Słowację¹⁷⁰.

Dla wymienionych regionalnych grup ryzyka przyjęto łącznie 18 scenariuszy zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do regionu. Jednocześnie oceniono, że przy założeniu szczytowego krajowego zapotrzebowania na gaz, najgroźniejszy byłby tzw. wschodni wariant scenariusza, w postaci całkowitego i jedoczesnego wstrzymania dostaw z kierunków białoruskiego i ukraińskiego. „Najpoważniejsze skutki dla systemu gazowego miałyby wstrzymanie dostaw z kierunku wschodniego przez wszystkie punkty wejścia. Ryzyko wystąpienia tego scenariusza wzrosłoby w przypadku przekierowania przesyłu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej przez terytorium Białorusi i Ukrainy na gazociągi Nord Stream I i II”¹⁷¹.

b. Środki

W przypadku materializacji ryzyka, w postaci zakłóceń w dostawach importowanego gazu (obniżenie poziomu lub ustanie dostaw), państwo dysponuje dwoma kategoriami środków:

- środki rynkowe:
 - › zwiększenie elastyczności produkcji krajowej gazu,
 - › zwiększenie elastyczności importu (przy wykorzystaniu rewersu na punkcie Mallnow rurociągu Jamał-Europa – fizyczne odwrócenie kierunku przepływu gazu),
 - › komercyjne magazynowanie gazu i zwiększanie zdolności odbioru oraz pojemności podziemnych magazynów gazu,
 - › dywersyfikacja źródeł gazu ziemnego i dróg dostawy (poprzez rozbudowę infrastruktury transportowej: Baltic Pipe, interkonektorów, Terminala LNG w Świnoujściu)
- środki nierynkowe:
 - › zapasy obowiązkowe gazu ziemnego – to obowiązek spoczywający na wszystkich podmiotach importujących gaz ziemny do Polski (zgromadzone zapasy znajdują się w dyspozycji ministra właściwego do spraw energii),
 - › Ograniczenia w poborze gazu ziemnego – polega na wprowadzeniu, decyzją ministra właściwego do spraw energii, ograniczenia maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego na całym lub na części terytorium RP.

170 Minister Energii, *Plan Działań Zapobiegawczych*, Warszawa, 2019 r., s. 9.

171 Ibidem, s. 26.

TAB. 5 **PARAMETRY PUNKTÓW WEJŚCIA** (TRANSGRANICZNYCH + WYDOBYCIE KRAJOWE) DO POLSKIEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO GAZU, STAN NA 2019 R.

PUNKT WEJŚCIA	KIERUNEK	PRZEPUSTOWOŚĆ TECHNICZNA W MLD M ³ /ROK
Kondratki (Jamał)	Wschodni/Białoruś	30,7
Drozdowicze	Wschodni/Ukraina	4,4
Wysokoje	Wschodni/Białoruś	5,5
Mallnow	Zachodni/Niemcy	5,4
Lasów/GCP GAZ SystemOntras	Zachodni/Niemcy	1,5
Tietierowka	Wschodni/Białoruś	0,2
Cieszyn	Południowy/Czechy	0,5
Terminal LNG/Świnoujście	Północno-zachodni/rynek światowy LNG	5,0
Rurociągi kopalniane/wydobycie krajowe	Krajowy	3,9
Razem		57,1

Źródło: Gaz-System

Zastosowanie powyżej opisanych środków oparte jest na następujących zasadach:

- przedsiębiorstwa energetyczne w pierwszej kolejności stosują środki o charakterze rynkowym,
- zastosowanie środków nierynkowych, w postaci ograniczenia w poborze gazu nie może dotyczyć odbiorców końcowych, będących gospodarstwami domowymi. Posiadają one szczególny status – odbiorcy chronionego¹⁷².

W przypadku Polski, państwa importującego większość potrzebnego gazu, kluczowa dla bezpieczeństwa jest więc infrastruktura transportowa, umożliwiająca import paliwa gazowego i magazynowa. Poniżej w tabelach nr 2 i nr 3 przedstawiono podstawowe parametry techniczne w zakresie przepustowości istniejącej i przyszłej infrastruktury transportowej.

172 Ibidem.

Uzależnienie od dostaw gazu z Federacji Rosyjskiej, oparte na kontrakcie długoterminowym z Gazpromem oraz połączeniach przesyłowych umożliwiających transport gazu jedynie z kierunku wschodniego (przede wszystkim rurociąg Jamalski), rodziło dla Polski wiele ryzyk ekonomicznych i politycznych. Dlatego główny nacisk w polityce bezpieczeństwa rynku gazu położono na zbudowanie nowej infrastruktury, umożliwiającej dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu. Działania na tym polu zainicjowane zostały w 2006 r. przez decyzje rządu polskiego o budowie terminala LNG, a następnie lokalizacji tego obiektu w Świnoujściu. Aktualnie realizowana jest całościowa koncepcja wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu, poprzez dywersyfikację w postaci „Bramy Północnej”, na którą składa się rurociąg Baltic Pipe, rozbudowywany Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz planowany terminal FSRU w rejonie Gdańska. Dzięki tej infrastrukturze w perspektywie roku 2025 r. Polska osiągnie odpowiednie możliwości techniczne realizacji dostaw gazu praktycznie z każdego kierunku i źródła. Plany związane z dywersyfikacją importowych dostaw gazu zostały także potwierdzone w opisanym wyżej projekcie PEP2040. „Silne uzależnienie Polski od dostaw gazu ziemnego z jednego kierunku wymaga działań dywersyfikacyjnych. W tym celu zostanie zbudowane Baltic Pipe (...), rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu oraz zbudowany terminal pływający FSRU w Zatoce Gdańskiej. Rozbudowane zostaną także połączenia z państwami sąsiadującymi. Aby umożliwić dalszy rozwój rynku gazu, wykorzystywać możliwości importowe gazu ziemnego oraz zlikwidować tzw. białe plamy, rozbudowie ulegnie krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna (także przy wykorzystaniu lokalnych stacji regazyfikacji LNG i biogazu) oraz infrastruktura magazynowa. To ważne, gdyż gaz ziemny jest paliwem przejściowym transformacji”¹⁷³. Bezpieczeństwo rynku gazu ma też wzmacniać wydobycie krajowe „Jednocześnie nadal poszukiwane będą krajowe złoża (również niekonwencjonalne), które zastąpią podaż ze złóż wyeksploatowanych”¹⁷⁴. Poniżej, w tabeli nr 6 przedstawiono parametry techniczne punktów wejścia do systemu przesyłowego gazu w Polsce, jakie mają być osiągnięte w 2025 r. Jednak przedstawione w tabeli dane to jedynie zdolności techniczne, które będą musiały być w przyszłości wypełnione wolumenami gazu pochodzącymi z nowych kontraktów.

173 Ministerstwo Klimatu, *Polityka ...*, op. cit., s. 12.

174 Ibidem, s. 11.

TAB. 6 **PARAMETRY PUNKTÓW WEJŚCIA (TRANSGRANICZNYCH + WYDOBYCIE KRAJOWE) DO POLSKIEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO GAZU, STAN NA 2025 R.**

Punkt wejścia*	Kierunek	Rok uruchomienia	Przepustowość techniczna w mld m ³ /rok
Kondratki (Jamał)	Wschodni/Białoruś	Działa	30,7
Drozdowicze	Wschodni/Ukraina	Działa	4,4
Wysokoje	Wschodni/Białoruś	Działa	5,5
Mallnow	Zachodni/Niemcy	Działa	5,4
GCP GAZ SystemOntras	Zachodni/Niemcy	Działa	1,5
Tietierowka	Wschodni/Białoruś	Działa	0,2
Cieszyn	Południe/Czechy	Działa	0,5
Terminal LNG/Świnoujście	Północny-zachód/rynek światowy LNG	2023	8,3
Baltic Pipe/Polska-Dania	Północny-zachód/Dania	2022	10
GIPL/ Polska-Litwa	Północny-wschód/Litwa	2021	1,7
FSRU/Zatoka Gdańska	Północ/Rynek światowy LNG	2025	4,5
STORK II/Polska Czechy	Południe/Czechy	2022	6,5
Interkonektor Polska-Słowacja	Południe/Czechy	2021	5,7
Wydobycie krajowe	Kraj	2020-2030	4,0
Razem			88,1 mld m³ rocznie

Źródło: Gaz-System

*Zdolności techniczne punktów wejścia z kierunku wschodniego po roku 2022 prawdopodobnie nie zostaną wykorzystane. Nie można jednak wykluczyć incydentalnych kontraktów krótkoterminowych na niewielkie wolumeny gazu.

Dzięki posiadanej infrastrukturze terminalowej, Polska zyskała dostęp do światowych rynków gazu. W 2009 r., wraz z podpisaniem przez PGNiG pierwszego kontraktu katarskiego, rozpoczął się stopniowy proces zmiany struktury importu gazu ziemnego do Polski i odejście od uzależnienia od jednego dostawcy i kierunku dostaw. Po zakończeniu obowiązywania kontraktu długoterminowego z Gazpromem z końcem 2022 r., ma w tym zakresie nastąpić radykalna zmiana. Poniżej, w Tabeli 7 przedstawiono aktualny stan zakontraktowania polskiego rynku w dostawy importowe gazu.

TAB. 7 **OBECNIE OBOWIĄZUJĄCE KONTRAKTY TERMINOWE NA GAZ ZIEMNY DO POLSKI, STAN NA CZERWIEC 2020 R.**

Strony kontraktu	Roczne dostawy w mld m ³	Rok rozpoczęcia dostaw	Rok zakończenia dostaw
PGNiG – GAZPROM	10,5	1997	2022
PGNiG – Qatargas	1,5	2009	2029
PGNiG – Qatargas	2,7	2018	2034
PGNiG – Centrica	0,4 (średnio)	2018	2022
PGNiG – Cheniere	1,95*	2019	2042
PGNiG – Sempra Energy	2,7	2023	2042
PGNiG – Venture Global LNG	3,38	2023	2043

Źródło: GK PGNiG

* W latach 2019-2022 łączny wolumen dostaw wyniesie ok. 0,52 mln ton LNG, czyli ok. 0,7 mld m³ gazu po regazyfikacji. Natomiast w latach 2023-2042 łączny wolumen importu osiągnie ok. 29 mln ton (ok. 39 mld m³ po regazyfikacji) – co oznacza, że od 2023 r. PGNiG każdego roku zakupi ok. 1,45 mln ton LNG (ok. 1,95 mld m³ gazu po regazyfikacji)¹⁷⁵.

Wolumen gazu, który może docierać do Polski w 2035 r. na podstawie obecnie obowiązujących kontraktów, wyniesie – 8,03 mld m³. (ok. 85 TWh). Z rynkowego punktu widzenia istnieje zatem duża przestrzeń dla nowych kontraktów i nowych dostawców gazu do Polski. Przy zwiększającym się od kilku lat wolumenie importowanego gazu, istotne znaczenie dla bezpieczeństwa rynku posiadają Podziemne Magazyny Gazu. W sytuacjach kryzysowych to właśnie gaz zgromadzony w PMG może zapewnić ciągłość dostaw dla odbiorców gazowych.

O efektywności pracy infrastruktury magazynowej decydują jej zdolności w zakresie ilości zmagazynowanego wolumenu oraz jej możliwości w zakresie podawania i odbierania gazu z sytemu przesyłowego. Poniżej, w Tabeli nr 3 przedstawiono podstawowe parametry techniczne PMG, znajdujących się na terytorium Polski.

175 <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-24-letni-kontrakt-z-cheniere-podpisany-dostawy-amerykanskigo-lng-do-polski-rusza-w-2019-roku/newsGroupId/10184>

TAB. 8 **PARAMETRY PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU W POLSCE**
 (STAN NA KONIEC 2019 R.)

GRUPA INSTALACJI MAGAZYNOW- YCH	MAGAZYN	POJEMNOŚĆ CZYNNA		MAX. MOC ZATŁACZANIA		MAX. MOC ODBIORU	
		mln m ³	GWh	mln m ³ /dobę	GWh /dobę	mln m ³ /dobę	GWh /dobę
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	589,85	6 570,9	9,60	106,9	18,00	200,5
	KPMG Kosakowo	145,50	1 622,3	2,40	26,8	9,60	107,0
GIM Sanok	PMG Husów	500,00	5 625,0	4,15	46,7	5,76	64,6
	PMG Strachocina	360,00	4 050,0	2,64	29,7	3,36	37,9
	PMG Swarzędów	90,00	1 008,0	1,00	11,2	0,93	10,4
	PMG Brzeźnica	100,00	1 125,0	1,44	16,2	1,44	16,1
	PMG Wierzchowice	1 200,00	13 200,0	6,00	66,0	9,60	105,6
SUMA		2 985,35	33 201,2	27,23	303,5	48,06	542,1

Źródło: Gas Storage Poland

Posiadanie i eksploatacja własnych zasobów energetycznych, z punktu widzenia państwa, ma kluczowe znaczenie dla stanu jego bezpieczeństwa energetycznego. Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego, stan zasobów własnych gazu ziemnego wygląda następująco:

- wydobywalne zasoby gazu ziemnego
– 1 583 TWh,
- wydobywalne zasoby zagospodarowanych złóż
– 990 TWh,
- zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego
– 822,4 TWh.

W 2019 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 44,3 TWh¹⁷⁶. Jak już wcześniej zaznaczono, wydobycie krajowe pokrywa obecnie jedynie 21 proc. zapotrzebowania Polski. Niestety udział gazu krajowego w zaopatrzeniu rynku systematycznie zmniejsza się. W roku 2009 wydobycie krajowe pokrywało ok. 30 proc. konsumpcji gazu ziemnego w Polsce¹⁷⁷.

¹⁷⁶ Państwowy Instytut Geologiczny, *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2019 r.*

¹⁷⁷ M. Kaliski, S. Nagy, S. Rychlicki, J. Siemek, A. Szurlej, *Gaz ziemny w Polsce – wydobycie, zużycie i import do 2030 roku*, „Górnictwo i Geologia”, Tom 5, Zeszyt 3, 2010 r., s.30.

3 ROZDZIAŁ

Potencjalne możliwości wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w ramach transformacji energetycznej w Polsce

3.1. Analiza potencjalnej roli gazu ziemnego w transformacji ciepłownictwa

a. Syntetyczna ocena stanu polskiego ciepłownictwa

Polski sektor ciepłowniczy obejmuje ciepłownictwo systemowe, systemy ciepłownicze wraz ze źródłami wytwarzania, ciepłownictwo niesystemowe, czyli indywidualne instalacje grzewcze w gospodarstwach domowych¹⁷⁸. W odróżnieniu od polskiego sektora elektroenergetycznego, cechą charakterystyczną sektora ciepłowniczego jest jego lokalny charakter. Przedsiębiorstwa dostarczają do odbiorców ciepło bezpośrednio ze źródła lub za pośrednictwem sieci, w których nośnikiem ciepła jest woda lub para. Transport ciepła rurociągami generuje jego straty i, w związku z tym, lokalny obszar działania poszczególnych systemów ciepłowniczych (sieci ciepłowniczych, zasilanych z jednego lub kilku źródeł ciepła) jest determinowany względami ekonomicznymi. Sektor usług ciepłowniczych w Polsce uznawany jest za funkcjonujący w obszarze monopolu naturalnego¹⁷⁹.

Na koniec 2019 r. działało w Polsce 396 przedsiębiorstw ciepłowniczych¹⁸⁰, z czego 375 zajmowało się wytwarzaniem ciepła. Całkowita wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wynosiła 53 561 MW, a osiągalnej 52 555 MW¹⁸¹. W roku 2019 przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły łącznie 400,3 tys. Tj ciepła, a oddały do sieci ciepłowniczej¹⁸² 259 tys. Tj ciepła¹⁸³.

Największą grupą konsumentów energii są gospodarstwa domowe (30 proc.), następnie transport (28 proc.), przemysł (22 proc.), usługi (13 proc.) i pozostałe podmioty (7 proc.). W krajowym strumieniu energii końcowej znaczący udział ma ciepło dla celów ogrzewania. W całkowitym zużyciu ciepła 1/4 stanowi ciepło systemowe¹⁸⁴ wytworzone w systemach grzewczych¹⁸⁵, a 3/4 stanowi ciepło niesystemowe, mające źródło

178 Raport – *Ciepłownictwo w Polsce, Edycja 2019, Forum Energii*, Warszawa 2019, s. 6.

179 Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r., URE, Warszawa 2020, s. 247.

180 Według URE przedsiębiorstwem ciepłowniczym jest przedsiębiorstwo posiadające koncesje wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

181 *Energetyka ciepła w liczbach – 2019*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa wrzesień 2020, s.9.

182 Ciepło oddane do sieci ciepłowniczej rozumiane jest jako ciepło wyprodukowane powiększone o ciepło z odzysku technologicznego i pomniejszone o ciepło zużyte na potrzeby własne przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

183 *Energetyka ciepła w liczbach – 2019*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa wrzesień 2020, s.7-10.

184 W powszechnym rozumieniu ze słowem ciepłownictwo utożsamia się jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się ciepłownictwem zawodowo (systemowo). Takie postrzeganie bardzo zawęża obraz, bowiem pomija się trzykrotnie większy obszar, który obejmuje ogrzewnictwo, czyli indywidualne zaopatrzenie w ciepło oraz ciepłownictwo przemysłowe. W ujęciu całościowym widać olbrzymi sektor zużywający około połowę energii końcowej brutto kraju.

185 Na koniec 2018 r. w Polsce działało 298 ciepłowni i elektrociepłowni, które wytwarzały blisko 49 proc. produkcji ciepła systemowego. Dane pochodzą z Raportu branżowego – *Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych na dzień 31 grudnia 2019*. Bank Ochrony Środowiska, Warszawa 2020 r.

w gospodarstwach domowych ogrzewanych indywidualnie, handlu, usługach, przemyśle i budownictwie¹⁸⁶. Generalnie zgodnie z szacunkami GUS w Polsce jest około 14 mln gospodarstw domowych, które zużywają corocznie około 66-70 proc. energii końcowej ciepła w Polsce. W związku z powyższym należy stwierdzić, że największym konsumentem ciepła w Polsce jest segment gospodarstw domowych. Największą część energii w gospodarstwach domowych pochłania zaś ogrzewanie pomieszczeń. Wysoki udział energii do ogrzewania pomieszczeń (na poziomie 66 proc., w tym 15 proc. stanowi ogrzewanie wody) wynika z niskiej efektywności energetycznej budynków oraz strefy klimatycznej, w której leży Polska. Obserwowany jednak w ostatnich latach stały wzrost średnich dobowych temperatur, jeśli się utrzyma, może wpłynąć na zmniejszenie zużycia energii grzewczej w najbliższych latach.

Jeżeli chodzi o strukturę zużycia nośników energii w ramach gospodarstw domowych w Polsce – różni się ona istotnie od struktury w wielu państwach UE. W Polsce nadal obecny jest duży udział węgla, kształtujący się poziomie 32 proc., podczas gdy w UE nie przekracza 3 proc. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w UE z kolei charakteryzuje się istotną przewagą gazu na poziomie 38 proc., podczas gdy w Polsce poziom ten wynosi 18 proc. Polska wyróżnia się więc na tle UE stosunkowo niskim udziałem gazu ziemnego i energii elektrycznej w zużyciu końcowym w gospodarstwach domowych. Polskie gospodarstwa domowe zużywają aż 87 proc. węgla spalanego w gospodarstwach domowych w UE w celach grzewczych, co bezpośrednio przekłada się na zanieczyszczenie powietrza i powstawanie smogu¹⁸⁷. Sektor gospodarstw domowych jest więc jednym z głównych źródeł smogu w Polsce, gdzie w 3,5 milionie budynków ogrzewanych przestarzałymi źródłami ciepła, spala się węgiel kamienny niskiej jakości. Paliwo to w większości spalane jest w kotłach, niespełniających żadnych standardów środowiskowych. Do zmiany obecnego stanu ciepłownictwa powinna przyczynić się implementacja rządowego Programu „Czyste Powietrze”¹⁸⁸. Z perspektywy gospodarstwa domowego, ogrzewanie węglem jest tanie, a dotychczasowy brak jakichkolwiek norm emisji zanieczyszczeń w spalinach dla domowych źródeł ciepła, sankcjonował bezkarność. Z kolei z perspektywy kosztów zdrowotnych ponoszonych przez społeczeństwo, takie ogrzewanie okazuje się być znacznie droższe¹⁸⁹. Tym bardziej, że połowa krajowej emisji pyłów PM oraz 84 proc. rakotwórczego Benzo(a)pirenu pochodzi z tzw. niskiej emisji, czyli zanieczyszczeń, znajdujących swe ujście w większości kominów gospodarstw domowych, na wysokości nieprzekraczającej 40 m (przede wszystkim chodzi o zanieczyszczenia z palenisk w indywidualnie ogrzewanych domach i transport samochodowy). Kontrola jakości spalanych paliw w kilku milionach budynków jest zadaniem skomplikowanym i bardzo kosztownym. Dlatego potrzebna jest dedykowana temu problemowi polityka państwa, zawierająca bodźce ekonomiczne oraz regulacyjne, które doprowadzą do wymiany źródeł ciepła na nowoczesne, nisko- lub zeroemisyjne. Ciepłownictwo odpowiada obecnie za 22 proc. krajowych emisji CO₂. Na przestrzeni ostatnich dziesięciu lat redukcja emisji CO₂ w tym sektorze była niewielka. W ogrzewnictwie indywidualnym odnotowano nawet tendencję zwyżkową, natomiast w ciepłownictwie systemowym, zgodnie z raportami URE, nastąpił 17 proc. spadek jednostkowej emisji CO₂. Proces stałego zaostrzania norm emisyjnych spowodował skierowanie głównego wysiłku inwestycyjnego przez przedsiębiorstwa ciepłownicze na dostosowanie do zaostrzonych norm emisji gazów (SOx, NOx) i pyłów. Nieliczne inwestycje w nowe źródła wytwórcze na gaz i biomasę

186 Raport – *Czyste ciepło 2030 – Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, Warszawa 2017, s. 16.

187 Forum Energii, *Raport – Ciepłownictwo w Polsce, Edycja 2019.*, Warszawa 2019, s. 18.

188 Celem Programu jest poprawa jakości powietrza oraz zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych poprzez wymianę źródeł ciepła i poprawę efektywności energetycznej budynków mieszkalnych, jednorodzinnych. Z kolei narzędziem w osiągnięciu celu jest dofinansowanie przedsięwzięć realizowanych przez uprawnionych beneficjentów, którymi są właściciele lub współwłaściciele jednorodzinnych budynków mieszkalnych, lub wydzielonych w budynkach jednorodzinnych lokali mieszkalnych z wyodrębnioną księgą wieczystą. Dofinansowanie obejmuje wymianę starych i nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe na nowoczesne źródła ciepła spełniające najwyższe normy emisyjne, oraz przeprowadzenia niezbędnych prac termomodernizacyjnych budynku. Dotacja może wynosić do 30 000 zł dla podstawowego poziomu dofinansowania i 37 000 zł dla podwyższonego poziomu dofinansowania. Program nadzorowany jest przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

189 Zgodnie z szacunkami Ministerstwa Przedsiębiorczości i Rozwoju koszty zdrowotne będące skutkiem smogu w Polsce sięgają poziomu 30 mld euro rocznie. Raport – *Zewnętrzne koszty zdrowotne emisji zanieczyszczeń powietrza z sektora bytowo-komunalnego*. Ministerstwo Przedsiębiorczości i Technologii, Warszawa sierpień 2018.

doprowadziły do relatywnie niewielkiego spadku emisji CO₂ w minionej dekadzie, a przez duży udział węgla w produkcji ciepła, polskie ciepłownictwo będzie zmuszone ponosić coraz wyższe koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w przyszłości¹⁹⁰. Natomiast w segmencie indywidualnego ogrzewania jedyną regulacją, którą udało się wprowadzić w zakresie redukcji emisji CO₂, są normy jakości dla spalane go węgla oraz wyeliminowanie ze sprzedaży kotłów węglowych niespełniających standardów jakościowych¹⁹¹.

Zgodnie z diagnozą Forum Energii¹⁹², aż 80 proc. systemów ciepłowniczych w Polsce jest nieefektywne¹⁹³ i w połączeniu z brakiem presji na zmianę sytuacji, stanowi istotne zagrożenie dla dalszego funkcjonowania ciepłownictwa systemowego w Polsce¹⁹⁴. Okazuje się, że trwały brak rentowności segmentu wytwarzania w ciepłownictwie, praktycznie uniemożliwia inwestycje w czyste technologie¹⁹⁵. Dodatkowo prawne ograniczenie udzielania pomocy publicznej dla nieefektywnych systemów ciepłowniczych utrudnia ich modernizację i przejście na niskoemisyjne technologie, w tym technologie gazowe¹⁹⁶. Polskie ciepłownictwo wymaga znaczących inwestycji i nowych technologii – jest to niezbędne dla utrzymania cen ciepła na rozsądnym poziomie, spełnienia unijnych zobowiązań środowiskowych oraz ochrony zdrowia obywateli. W związku z powyższym istnieje poważne ryzyko wzrostu ceny ciepła, odłączania odbiorców poszukujących tańszych źródeł i lawinowego pogorszenia sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jedynie znaczący wzrost udziału energii z taniejącego na światowych rynkach gazu ziemnego i OZE, energii odpadowej i kogeneracji, może przeciwstawić się temu zjawisku. Wymaga to jednak odpowiedniej polityki państwa i mechanizmów finansowania – reformy systemu taryf oraz wsparcia pożądaných zmian technologicznych¹⁹⁷.

Zdaniem ekspertów rynku ciepłowniczego, w Polsce strategicznym wyzwaniem dla sektora jest obsługa rynku, którego efektywność energetyczna nieustannie wzrasta poprzez zastosowanie alternatywnych względem węgla paliw, poprawę standardów izolacyjności budynków oraz rozwój technologii niskoemisyjnych. Według prognoz, przez najbliższych dziesięć lat, rynek ciepła w Polsce ma rosnać maksymalnie o 1 proc. rocznie¹⁹⁸. Obecnie pomimo rosnącej długości sieci ciepłowniczej i wzrostu ogrzewanej powierzchni budynków spada wolumen sprzedawanego ciepła. Bardzo niepokojącym zjawiskiem w polskim ciepłownictwie, na które wpływ ma duży udział nieefektywnych systemów ciepłowniczych jest, szczególnie widoczna na poziomie województw, duża dysproporcja między średnią maksymalną a minimalną ceną ciepła, która wynosi nawet około 30 proc.^{199,200}

190 Forum Energii, *Raport – Ciepłownictwo w Polsce*, Edycja 2019, Warszawa 2019, s. 29.

191 A. Rubczyński, *Czas na ciepłownictwo*, 12/2019 Policy Paper, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa, grudzień 2019 r., s. 13.

192 Diagnoza została wykonana przez polski think-tank Forum Energii i zaprezentowana w Raporcie – *Ciepłownictwo w Polsce, Edycja 2019*, Forum Energii, Warszawa 2019, s. 27.

193 Efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy to system, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej 50 proc. energii ze źródeł odnawialnych lub co najmniej w 50 proc. ciepło odpadowe, lub co najmniej w 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji, lub co najmniej w 50 proc. połączenie takiej energii ciepła.

194 Największy udział nieefektywnych systemów ciepłowniczych występuje w małych i średnich miastach, natomiast w miastach powyżej 500 tys. mieszkańców niemal 100 proc. ciepła wytwarzane jest w systemach efektywnych.

195 Zgodnie z Raportem ekspertów Forum Energii polski sektor wytwarzania ciepła systemowego zanotował w roku 2018 stratę na poziomie 400 mln PLN, która jest jednak neutralizowana przez segment przesyłu i dystrybucji, który praktycznie od 2012 generuje skumulowany zysk netto na poziomie 1 mld PLN. Źródło: Raport – *Ciepłownictwo w Polsce, Edycja 2019*, Forum Energii, Warszawa 2019, s. 35.

196 Dla przykładu 88 proc. małych systemów ciepłowniczych o mocy powyżej 1 MWt, kwalifikuje się do grupy tzw. nieefektywnych systemów. Ich cechą charakterystyczną jest wytwarzanie ciepła w kotłach spalających węgiel oraz niespełnianie wymogu udziału 75 proc. ciepła z kogeneracji lub 50 proc. OZE, odpadów i kogeneracji, wymaganych przez Dyrektywę o efektywności energetycznej. Systemy te, nie spełniając więc przepisów prawa mają ograniczony dostęp do pomocy publicznej, co utrudnia ich modernizację.

197 A. Rubczyński, *Czas na ...*, op. cit., s. 16.

198 Raport branżowy – *Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych na dzień 31 grudnia 2019*. Bank Ochrony Środowiska, Warszawa 2020.

199 Przykładem tej dysproporcji według danych Forum Energii jest średnia cena jednoskładnikowa ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczej w roku 2018 w województwie mazowieckim – 50,44 PLN/Gj i województwie pomorskim – 65,45 PLN/Gj.

200 Forum Energii, *Raport ...*, op. cit., s. 33.

b. Niekorzystny miks wytwórczy w polskim ciepłownictwie

Jak już wspomiano, paliwem dominującym w Polskim ciepłownictwie jest węgiel. W sumie w całym sektorze ciepłowniczym zużywa się rocznie od 24 do 26 mln ton węgla – po 12 mln ton w systemach ciepłowniczych i w budynkach ogrzewanych indywidualnie, czyli zaledwie o 5 mln ton mniej niż zużywa energetyka zawodowa. Stanowi to około 38 proc. wydobywanego w Polsce energetycznego węgla kamiennego. Innymi słowy węgiel stanowi 48 proc. miks paliwowego spalane go w gospodarstwach domowych ogrzewanych indywidualnie, podczas gdy gaz 31 proc. Z kolei w ramach ciepłownictwa systemowego węgiel stanowi 73 proc. miks paliwowego, podczas gdy gaz 9 proc. (gaz jest drugim istotnym paliwem w ramach miks paliwowego w polskim ciepłownictwie, którego roczne zużycie oscyluje na poziomie 4,5 mld m³), a odnawialne źródła energii (OZE) nieco ponad 8 proc.²⁰¹

Od lat w polskim ciepłownictwie sieciowym nie przeprowadzono żadnych istotnych działań w zakresie inwestycji dywersyfikujących źródła wytwarzania ciepła. W konsekwencji w ciągu ostatnich dziesięciu lat wykorzystanie gazu wzrosło tylko o 3,5 proc., podczas gdy w UE od przeszło trzydziestu lat miks wytwórczy do produkcji ciepła systemowego intensywnie się zmienia. Szczególnie wysoką dynamikę można zaobserwować w ostatnich latach w zakresie rozwoju wykorzystania OZE²⁰².

Niekorzystny bilans paliwowy jest czynnikiem, który obok wadliwego systemu taryfowania najbardziej negatywnie odbija się na konkurencyjności sektora ciepłowniczego. Negatywne są także prognozy dla obecnego miks paliwowego w polskim ciepłownictwie. Według ekspertów, do roku 2030 cena uprawnień do emisji CO₂ może wynosić 50 euro/t. Oznaczałoby to istotny wzrost w stosunku do obecnego poziomu i stałoby się jeszcze większym niż obecnie obciążeniem dla firm ciepłowniczych. Powodem prognozowanego tak znacznego wzrostu cen jest między innymi fakt, że po 2025 r. mają przestać obowiązywać jakiegokolwiek darmowe uprawnienia do emisji, co spowoduje, że przedsiębiorstwa emitujące CO₂ będą zmuszone całość potrzebnych uprawnień kupować na rynku komercyjnym²⁰³.

Cena ciepła w Polsce od kilku lat nie zmienia się znacząco (54,48 PLN/GJ w roku 2019 bez uwzględnienia w miksie ceny ciepła ze źródeł olejowych), występują natomiast istotne różnice w cenie ciepła w zależności od źródła jego wytworzenia. Z punktu widzenia całego rynku ciepła najistotniejsza jest cena ciepła wytwarzanego z węgla kamiennego (46,67 PLN/GJ w 2019 r.), które stanowi prawie 75 proc. ciepła wytwarzanego w Polsce. Istotnie droższe jest natomiast ciepło wytwarzane z paliw gazowych (71,94 PLN/GJ)²⁰⁴, a najdroższe jest ciepło wytworzone z lekkiego oleju opałowego, natomiast surowiec ten na rynku ciepła nie ma istotnego znaczenia, ponieważ łączny udział ciepła wytwarzanego z oleju (lekkiego i ciężkiego) wynosi niecałe 5 proc. Trend wzrostu ceny ciepła z węgla oraz z gazu ziemnego będzie się pogłębiał ze względu na prognozowany, rosnący koszt uprawnień do emisji CO₂ i coraz bardziej restrykcyjne standardy środowiskowe – co będzie miało bardzo negatywny wpływ na kondycję finansową całego segmentu ciepłownictwa systemowego²⁰⁵.

201 Bank Ochrony Środowiska, *Raport branżowy – Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych na dzień 31 grudnia 2019.*, Warszawa 2020 r.

202 Forum Energii, *Raport ...*, op. cit., s. 26.

203 Raportu branżowego – Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych na dzień 31 grudnia 2019. Bank Ochrony Środowiska, Warszawa 2020.

204 <https://www.cire.pl/item,144484,5,0,0,0,0,0,srednie-ceny-sprzedazy-ciepła-wytworzonego-w-jednostkach-wytworczych-niebedacych-jednostkami-kogeneracji.html>.

205 Forum Energii, *Raport ...*, op. cit., s. 34.

Produkcja krajowego węgla kamiennego systematycznie spada, ze względu na wyczerpywanie dostępnych zasobów, trudne warunki geologiczne i wysoki (nierynkowy) koszt wydobycia. Obserwowany w wielu gminach brak zgody społecznej na otwieranie nowych kopalń wskazuje na ograniczone prawdopodobieństwo zwiększenia krajowego wydobycia węgla. Dążąc do zmniejszenia importu węgla i lepszego zbilansowania paliwowego, konieczne jest rozpoczęcie zastępowania węgla innymi nośnikami energii, na przykład gazem ziemnym, różnymi rodzajami OZE, energią elektryczną (dla pomp ciepła). Zgodnie z prognozą rządowego think-tanku Polskiego Instytutu Ekonomicznego w 2030 r. powinno nastąpić odejście od węgla w ciepłownictwie indywidualnym, a najpóźniej do 2035 r. – w ciepłownictwie systemowym²⁰⁶.

c. Wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w ramach transformacji sektora ciepłownictwa w Polsce

Brak strategii dla rozwoju polskiego sektora ciepłowniczego skutkuje wadliwym mechanizmem kształtowania cen ciepła i w konsekwencji niską rentownością przedsiębiorstw wytwórczych. Dotychczasowe działania organów administracji rządowej, w tym URE, koncentrują się wyłącznie na utrzymaniu cen ciepła na niskim poziomie. Brakuje kompleksowej strategii zaopatrzenia w ciepło i uwzględnienia potencjału poprawy efektywności energetycznej. Polskie ciepłownictwo doszło do sytuacji, w której wzrostu cen nie da się już zahamować ze względu na wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, a sektor nie posiada wystarczających środków na modernizację bazy technologicznej, która ograniczyłaby emisje lub zwiększyłaby efektywność wytwarzania ciepła²⁰⁷. Według ekspertów utrzymanie obecnego tempa zmian w ciepłownictwie, czyli utrzymanie 1 proc. tempa wzrostu sektora rocznie pochłonie 200 mld PLN, nie przynosząc wymiernych korzyści ekonomicznych i zdrowotnych. Według szacunków na transformację polskiego ciepłownictwa, rozumianą jako dekarbonizację sektora, należy przeznaczyć 120 mld EUR (czyli około 530 mld PLN) w ciągu najbliższych dziesięciu lat. Jest to konieczne, ponieważ utrzymywanie status quo będzie jeszcze droższe. Wpłyną na to chociażby utracone zyski krajowego przemysłu, który może być dostawcą urządzeń grzewczych i usług budowlanych oraz konieczność zwiększania funduszy systemu ochrony zdrowia w celu zwalczania następstw smogu²⁰⁸.

Tymczasem Polska jest zobowiązana do uczestnictwa w osiągnięciu wspólnych celów UE i redukcji emisji gazów cieplarnianych w ciepłownictwie oraz energetyce do 2030 r. o 43 proc. w stosunku do poziomu z 2005 r., a podniesienie celu do poziomu 55 proc. jest praktycznie przesądzone. Zatem, bez wiarygodnej strategii transformacji sektora ciepłowniczego, nie uda się spełnić unijnych wymogów.

Najbardziej kompleksowa i wiarygodna strategia transformacji polskiego ciepłownictwa została opracowana przez polski think-tank Forum Energii i w opracowaniu oparto się na konkluzjach pochodzących z tego dokumentu²⁰⁹.

Zdaniem ekspertów transformacja ciepłownictwa powinna zrealizować trzy podstawowe cele strategiczne: poprawić jakość powietrza, zapewnić komfort cieplny, zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne. Skuteczna realizacja celów strategicznych wymaga z kolei ich kwantyfikacji na poziomie celów operacyjnych, które zostały sformułowane poniżej²¹⁰:

206 A. Rubczyński, *Czas na...*, op. cit., s. 18.

207 Ibidem, s. 11.

208 Draft Raportu Polskiego Instytutu Ekonomicznego z dnia 11.02.2020 r.

209 Opracowanie – *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, Warszawa 2019 r.

210 Opracowanie – *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Forum Energii, Warszawa 2019, s. 31.

1. Redukcja emisji CO₂ o 30 proc. do roku 2030 i o 80 proc. do roku 2050 w stosunku do emisji z 2016 r.

Sformułowany cel dotyczy całego ciepłownictwa zarówno w ramach systemu ETS jak i non-ETS (jednostki wytwórcze o mocy mniejszej niż 20 MW oraz indywidualnie ogrzewane gospodarstwa domowe). Uwzględnienie sektora non-ETS zostało uznane za kluczowe ze względu na fakt, że ponad 50 proc. emisji CO₂ pochodzi właśnie z gospodarstw domowych. Punktem wyjścia były przyjęte regulacje unijne do 2030 r.

2. W 2030 r. 32 proc. udział OZE w całkowitym strumieniu ciepła grzewczego, a w 2050 r. nie mniej niż 60 proc.

W ramach tego celu wzięto pod uwagę przyjęte w 2018 r. unijne zobowiązanie dotyczące OZE, a także korzyści gospodarcze dla kraju dzięki wykorzystaniu lokalnych źródeł OZE, których potencjał istotnie przewyższa potrzeby ciepłownicze Polski.

3. Redukcja o 56 proc. zużycia energii końcowej przez budynki do 2050 r. w stosunku do prognozowanego scenariusza referencyjnego.

Kombinacja redukcji zużycia energii końcowej oraz wzrost udziału OZE pozwalają na znaczącą redukcję nieodnawialnej energii pierwotnej (celem jest redukcja o 80 proc. do 2050 r.). Można ten cel osiągnąć albo poprzez znaczne zwiększenie udziału strumienia OZE i mniej ambitną redukcję energii końcowej, albo odwrotnie – poprzez duży spadek energii końcowej przy mniejszym wzroście udziału OZE. W jednym z możliwych wariantów, redukcja energii końcowej wynosi 56 proc., a udział OZE w strumieniu energii końcowej – 60 proc. W efekcie zostaje osiągnięty spadek zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej na poziomie 80 proc.

4. Całkowite zastąpienie węgla innymi źródłami energii pierwotnej w ciepłownictwie niesystemowym do 2030 r., a w ciepłownictwie systemowym – do 2050 r.

Bez wyeliminowania węgla z procesu ogrzewania indywidualnych gospodarstw domowych poprawa jakości powietrza w Polsce nie będzie możliwa lub nastąpi dopiero w kolejnych pokoleniach. Dodatkowo ten cel jest niezbędny do poprawy bilansu paliwowego Polski.

5. Zmiana nieefektywnych systemów ciepłowniczych na efektywne do 2030 r.

Jest to najważniejsze wyzwanie, szczególnie dla małych systemów ciepłowniczych.

Podsumowując powyższe na szczególną uwagę zasługuje cel nr 4 (w różnych opracowaniach sformułowany jako – Zdrowie i bezpieczeństwo energetyczne), w ramach którego proponuje się całkowite zastąpienie węgla do roku 2030 innymi źródłami energii pierwotnej w budynkach ogrzewanych indywidualnie (tzn. w ramach ciepłownictwa niesystemowego), a w ciepłownictwie systemowym do roku 2035. Z kolei w ramach celu nr 5 (sformułowanego w różnych opracowaniach jako – Systemy ciepłownicze) zakłada się do roku 2030 przekształcenie wszystkich systemów ciepłowniczych w systemy efektywne tzn. takie, w których do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej 50 proc. energii ze źródeł odnawialnych

lub co najmniej w 50 proc. ciepło odpadowe, lub co najmniej w 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji, lub co najmniej w 50 proc. połączenie takiej energii ciepła²¹¹.

Tak sformułowane cele stwarzają możliwości do zastosowanie na szerszą skalę paliwa gazowego jako mniej emisyjnego. Dla realizacji celów strategicznych i operacyjnych w ramach transformacji ciepłownictwa sformułowano cztery scenariusze, z których dla szerszego wykorzystania paliwa gazowego szczególnie ważne są scenariusze III i IV²¹²:

Scenariusz III – efektywnościowy

Zakłada redukcję emisji CO₂ w latach 2030 i 2050 na poziomie odpowiednio 30 proc. i 80 proc. oraz udział gazu w miksie źródeł wytwórczych ciepła na poziomie 39 proc. w 2030 r. i 35 proc. w 2050 r. Dodatkowo do 2035 r. przyjęto eliminację paliw węglowych w ciepłownictwie niesystemowym oraz optymalną termomodernizację budynków.

Scenariusz IV – dekarbonizacyjny

Zakłada ograniczenie emisji CO₂ w latach 2030 i 2050 odpowiednio o 40 proc. i 100 proc., a udział gazu w miksie paliwowym ciepłownictwa oszacowano na poziomie 42 proc. w roku 2030. Natomiast zgodnie z unijną polityką klimatyczną założono całkowite odejście od paliw kopalnych w ciepłownictwie do roku 2050. Scenariusz ten uwzględnia także optymalną termomodernizację budynków oraz eliminację paliw węglowych w ciepłownictwie niesystemowym do 2030 r.

Należy podkreślić, że w każdym z czterech scenariuszy założono istotny udział gazu w miksie paliwowym ciepłownictwa – do roku 2030 na poziomie od 23 proc. (*scenariusz I*) do 42 proc. w scenariuszu dekarbonizacyjnym (*scenariusz IV*) oraz do roku 2050, z pominięciem scenariusza dekarbonizacyjnego, na poziomie od 23 proc. (*scenariusz I*) do nawet 49 proc. (*scenariusz II*). Jest to istotny wzrost wykorzystania gazu jako źródła ciepła w relacji do obecnego poziomu 9 proc. – w ramach ciepłownictwa systemowego.

W stosunku do powyższego powstaje więc pytanie jakie konkretnie działania mają doprowadzić do tak dynamicznego wzrostu wykorzystania gazu w miksie paliwowym ciepłownictwa, szczególnie do roku 2035, aby zrealizować zakładane cele transformacji ciepłownictwa. Zdaniem ekspertów²¹³, w tym ekspertów DISE w przypadku poszczególnych segmentów ciepłownictwa należy:

- w przypadku ciepłownictwa niesystemowego (tj. w przypadku indywidualnego ogrzewania budynków) proponuje się zastąpienie kotłów węglowych niskoemisyjnymi źródłami ciepła, w tym kotłami gazowymi zasilanymi bezpośrednio z systemu OSD lub z wyspowego systemu regazyfikacyjnego LNG,
- w przypadku małych, lokalnych i nieefektywnych systemów ciepłowniczych proponuje się zastąpienie energii grzewczej pochodzącej z węgla lokalnymi źródłami gazowymi, bezpośrednio przyłączonymi do krajowego systemu dystrybucyjnego gazu, albo alternatywnie zasilanymi stacjami regazyfikacyjnymi LNG,

211 Forum Energii, *Raport...*, op. cit., s. 27.

212 Forum Energii, *Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa*, Warszawa 2019 r., s. 33.

213 Eksperti z think-tank Forum Energii oraz Polskiego Instytutu Ekonomicznego.

- w przypadku dużych systemów ciepłowniczych (w tym także efektywnych) proponuje się zastępowanie węglowych jednostek elastycznymi, gazowymi jednostkami w celu zapewnienia dostawy niskoemisyjnego ciepła oraz wypełnienia luki generacyjnej w Krajowym Systemie Energetycznym po wyłączeniu bloków energetyki zawodowej.

Dobrym przykładem projektu zmiany źródła wytwarzania energii jest projekt budowy bloku energetycznego C o mocy około 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka, realizowany przez PKN Orlen i należącą do niego Enerę oraz Enea. W przypadku tego projektu założono kontynuację inwestycji przy założeniu zmiany technologii dotychczas realizowanej opartej na węglu na technologię opartą na paliwie gazowym. Z zakończonych analiz wynika, że nie ma uzasadnienia dla kontynuowania realizacji projektu Ostrołęka C w dotychczasowej formie, tj. jako projektu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania węgla kamiennego. Na powyższą ocenę wpływ mają m.in. zmiany regulacyjne na poziomie Unii Europejskiej i polityka kredytowa poszczególnych instytucji finansowych, wskazujące na istotnie większą dostępność finansowania dla projektów energetycznych opartych na spalaniu gazu niż projektów węglowych.

W przypadku skutecznej realizacji planowanych działań w ramach powyższych punktów (tj. a, b, c) szczególnie istotny jest dostęp do paliwa gazowego. Należy pamiętać, że obecnie tylko 59 proc. polskich gmin jest zgazyfikowanych. Zagadnienie to opisane zostanie w kolejnym podrozdziale.

Analizując powyższe scenariusze należy zwrócić uwagę, że dotychczas gaz ziemny był wskazywany jako paliwo, które może istotnie przyczynić się do zmniejszenia udziału węgla w wytwarzaniu ciepła w Polsce. Warto jednak zauważyć, że na szczeblu europejskim planowane są kolejne zmiany, nastawione na wdrażanie radykalnej polityki klimatycznej. Nowa strategia klimatyczno-gospodarcza Komisji Europejskiej **Euro-pejski Zielony Ład**²¹⁴ przewiduje, jak już wcześniej zaznaczono, redukcję do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych przez UE o co najmniej 50 proc. (a potencjalnie nawet o 55 proc.) względem poziomu z 1990 r. i pełną neutralność klimatyczną gospodarki UE do 2050 r. Oznacza to istotne podniesienie poziomu planowanej redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. w porównaniu do celu wskazanego w decyzji Rady UE z dnia 5 października 2016 r. w sprawie zawarcia porozumienia paryskiego (40 proc. redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 r.).

Jednocześnie Komisja Europejska traktuje gaz ziemny jako paliwo kopalne, przyczyniające się do emisji gazów cieplarnianych. W konsekwencji zakłada się stopniowe odchodzenia w Unii Europejskiej także od tego rodzaju paliw na rzecz paliw odnawialnych. Dlatego też planując zmiany w sektorze ciepłowniczym konieczne jest przy tym uwzględnienie unijnej tendencji do wykorzystania gazu ziemnego jedynie na etapie początkowym transformacji, aby finalnie zastąpić go biometanem oraz wodorem. Ekspertki podkreślają, że faktycznie obecnie rola gazu ziemnego jest niezwykle istotna w szczególności dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, jednak w przyszłości infrastruktura służąca do transportu gazu zostanie zmodernizowana tak, aby możliwe było jej zastosowanie do przesyły wodoru. Przyspieszona ścieżka dekarbonizacji oparta jest na założeniu całkowitego wyeliminowania gazu ziemnego do 2050 r. na rzecz biometanu oraz wodoru, przy uzyskaniu zmniejszenia zużycia gazu ziemnego o połowę już do 2040 r.²¹⁵ Transformacja zakładająca powyższy scenariusz potencjalnie może doprowadzić do całkowitego zminimalizowania udziału gazu ziemnego na rynku europejskim, w tym także w sektorze ciepłowniczym.

214 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład”, COM(2019) 640 final.

215 Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050, Gas for Climate, 2020, executive summary, cz. VII.

3.2. Perspektywy paliwa gazowego w energetyce

Gaz-System w ciągu najbliższych czterech lat wyda na inwestycje 14 mld PLN, dzięki którym zwiększy się dostępność gazu ziemnego w Polsce. Zdaniem Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, gaz ziemny będzie ważnym elementem polskiego miksu energetycznego, jako źródło energii dla bloków gazowych, które będą pełnić funkcję regulacyjną w Krajowym Systemie Energetycznym.

Gaz ziemny będzie między innymi wykorzystywany w elektrowni Dolna Odra, gdzie powstaną dwa nowoczesne bloki gazowe po 700 MW każdy – służące jako element bilansujący produkcję energii z farm wiatrowych. Także dobrym przykładem projektu zmiany źródła wytwarzania energii z technologii węglowej na gazową jest projekt budowy bloku energetycznego C o mocy około 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka, realizowany przez PKN Orlen, Energa i Enea. Z zakończonych analiz korporacyjnych wynikało, że nie ma uzasadnienia dla kontynuowania realizacji projektu Ostrołęka C w dotychczasowej formie, tj. jako projektu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania węgla kamiennego. Na powyższą ocenę wpływ miały m.in. zmiany regulacyjne na poziomie Unii Europejskiej i polityka kredytowa poszczególnych instytucji finansowych, wskazujące na istotnie większą dostępność finansowania dla projektów energetycznych opartych na spalaniu gazu, niż projektów węglowych, a także przejęcie kontroli nad Energa przez PKN Orlen, którego strategia nie zakłada inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o spalanie węgla. Zgodnie z art. 5 projektu unijnego Rozporządzenia ws. *Funduszu Sprawiedliwej Transformacji* (FTS) ze wsparcia wyraźnie wykluczono m.in. inwestycje w zakresie produkcji, przetwarzania, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych²¹⁶. Paliwem kopalnym jest również gaz ziemny, a co za tym idzie takie podejście może wyhamować dynamikę inwestycji w ten sektor w perspektywie następnego dziesięciolecia, co utrudni sprawną transformację energetyki z wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa przejściowego.

216 T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz., *Europejski Zielony Ład – kierunki transformacji sektora energetycznego.*, „Przegląd Gazowniczy” nr 1 (65) 2020 r.

TAB. 9. **ISTNIEJĄCE I PLANOWANE BLOKI GAZOWE W POLSCE**²¹⁷

ELEKTROWNIA	MOC [MW]	STATUS	DATA ZAKOŃCZENIA	JWCD/NJWCD	PALIWO
Ostrołęka 1000	1 000	Plan	b.d.	JWCD	Gaz ziemny
Dolna Odra	1 400	Plan	b.d.	JWCD	Gaz ziemny
Płock 630	630	Istn	15.08.2018	JWCD	Gaz ziemny
Stalowa Wola 467	467	Istn	25.03.2020	JWCD	Gaz ziemny
Włocławek 465	465	Istn	30.06.2017	JWCD	Gaz ziemny
Żerań 499	499	Istn	20.11.2020	JWCD	Gaz ziemny
Gorzów	87	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Gorzów	138	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Nowa Sarzyna	129	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Rzeszów	101	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Toruń	101	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Wrotków	231	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Zielona Góra	125	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz ziemny
Blachownia	158	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz koksowniczy
Przyjaźń	114	Istn	b.d.	nJWCD	Gaz koksowniczy
Biogaz Grupa	231	Istn	b.d.	nJWCD	Biogaz
RAZEM MOC [MW]	5 875				

Źródło: Opracowanie własne DISE

Z powyższej tabeli wynika, że obecna moc osiągalna dla produkcji energii elektrycznej w oparciu o bloki gazowe wynosi 2 976 MW, natomiast po zakończeniu inwestycji w bloki w elektrowniach – Dolna Odra, Ostrołęka, oraz Żerań (zaplanowano oddanie tego bloku w listopadzie 2020 r.) moc zainstalowana osiągnie w perspektywie najbliższych lat poziom dwukrotnie wyższy tj. 5 875 MW.

Planuje się, że do roku 2040 polska gospodarka przeznaczy na cele energetyczne ok. 5 mld m³ gazu rocznie i to w pełni pokryje zapotrzebowanie elektrowni regulacyjnych. Zarówno dostawy LNG do dwóch terminali regazyfikacyjnych, jak i gaz przesyłany systemem Baltic Pipe, zmieniają kierunek importu gazu do Polski ze wschodniego na północny.

217 W tabeli nr 9 nowe inwestycje w bloki gazowe zostały wyróżnione kolorem.

3.3. Gazyfikacja kraju

Istotnym czynnikiem, który będzie wpływał na wzrost popytu wewnętrznego na gaz ziemny jest realizacja przez PSG programu przyspieszonej gazyfikacji kraju. Ma on doprowadzić do sytuacji, w której do 2022 r. 71 proc. gmin w Polsce obsługiwanych przez narodowego OSD będzie zgazyfikowanych, a PSG będzie świadczyło usługę dystrybucyjną w gminach zamieszkałych łącznie przez 34,4 mln osób, co stanowi 90 proc. Polaków z dostępem do paliwa gazowego. W ramach tego Programu zgazyfikowanych zostanie 300 gmin, gdzie OSD wybuduje 32 tys. nowych przyłączy²¹⁸. Nakłady, jakie poniesie PSG na realizację tego Programu, szacuje się na 867 mln PLN. Natomiast w wyniku przeprowadzonych gazyfikacji wzrost wolumenu gazu szacuje się na 213 mln m³²¹⁹.

Z poniższej mapy wynika, że w roku 2018 tylko 59,81 proc. polskich gmin obsługiwanych przez PSG było zgazyfikowanych (gminy zaznaczono na mapie kolorem szarym). Chociaż PSG do roku 2022 planuje podnieść wskaźnik gazyfikacji obsługiwanych gmin do poziomu 72 proc. (planowane gazyfikacje zaznaczono kolorem niebieskim), to obiektywnie nadal prawie 40 proc. kraju²²⁰ nie ma dostępu do paliwa gazowego (na mapie takie gminy zaznaczono kolorem białym). Najwięcej białych plam na mapie gazowej jest w Polsce północno-wschodniej i Polsce centralnej. Jakkolwiek ze względów historycznych poziom gazyfikacji podkarpacka wynosi 93 proc., to poziom gazyfikacji województw podlaskiego i łódzkiego wynosi poniżej 20 proc. A należy pamiętać, że brak dostępu do paliwa gazowego istotnie ogranicza rozwój gospodarczy na poziomie gmin, powiatów i wreszcie całego kraju. Program przyspieszonej gazyfikacji realizowanej przez PSG, mocno wpłynie na wzrost popytu wewnętrznego na paliwo gazowe w najbliższych latach i jest ważnym elementem stymulującym wzrost gospodarczy i transformację energetyczną Polski.

Ze strony ekspertów energetycznych pojawiają się opinie²²¹, że decydenci w Polsce powinni mieć świadomość, że obecny boom gazowy za 15 lat będzie musiał ustąpić miejsca recesji na rynku. Ich zdaniem decyzje inwestycyjne podejmowane w celu budowy infrastruktury gazowej powinny uwzględniać ryzyko procesu dekarbonizacji sektora gazowego do roku 2050. Ekspertki podkreślają, że w branży gazowej infrastruktura projektowana, budowana jest w perspektywie nawet 10 lat, a następnie amortyzowana w perspektywie 20-30 lat, co w konsekwencji oznacza, że dziś planowane inwestycje gazownicze mogą istotnie pogorszyć

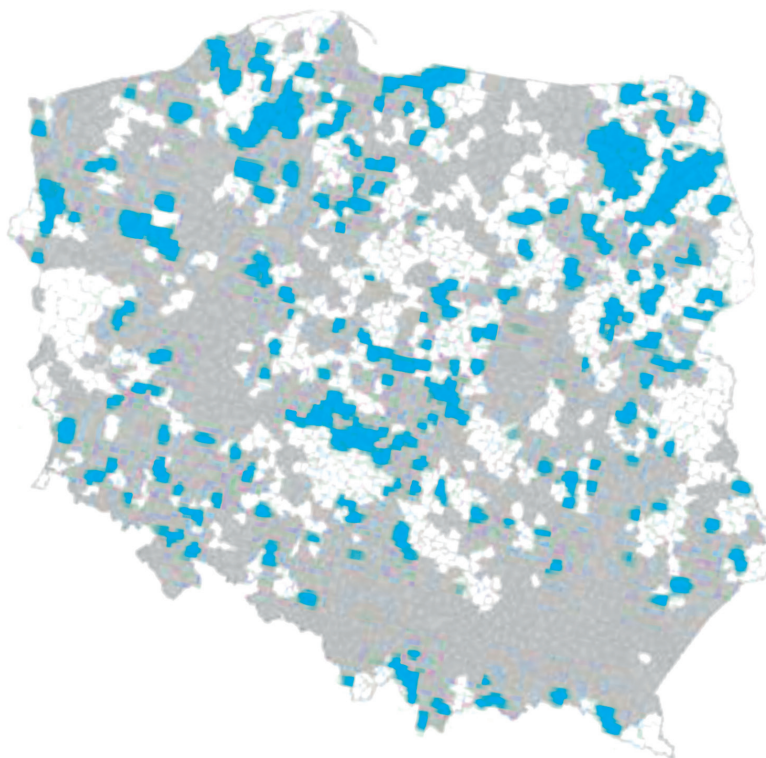
218 Na uwagę zasługuje również fakt, że w ramach programu gazyfikacja będzie prowadzona za pośrednictwem technologii LNG gdzie PSG planuje budowę 77 stacji do regazyfikacji gazu, które nie będą przyłączone bezpośrednio do Krajowego systemu gazowniczego (tzw. stacje wyspowe LNG).

219 Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polskiej Spółki Gazownictwa w latach 2018-2022, materiał wewnętrzny PSG, Warszawa, sierpień 2018 roku, s.7.

220 Chodzi o wszystkie gminy na terenie Polski niezależnie przez jakiego gazowego OSD są obsługiwane.

221 cytowana Zofia Wetmańska ekspertka Instytutu WiseEuropa w *Świat ucieka od gazu jak od węgla* aut. Mariusz Janik; Portal energia.rp.pl z dnia 23.10.2019 r.

RYS. 18 **OCZEKIWANE EFEKTY REALIZACJI PROGRAMU PRZYSPIESZENIA INWESTYCJI W SIĘĆ GAZOWĄ PSG W LATACH 2019-2022**



Źródło: Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową PSG w latach 2018-22, materiał wewnętrzny PSG, Warszawa, sierpień 2018 roku, s.8.

swoją rentowność, w przypadku gdy około roku 2035 rynek gazowy zacznie się istotnie kurczyć, a realizowane projekty będą jeszcze w fazie eksploatacyjnej. Zdaniem ekspertów inwestycje gazowe są potrzebne w najbliższych latach jako rozwiązanie przejściowe, ale problem jest w tym, że brakuje obecnie w Polsce strategii definiującej, czy i jak te inwestycje będą się wpisywać w realizację długoterminowej transformacji polskiej gospodarki, zmierzającej w kierunku neutralności klimatycznej do roku 2050.

Zdaniem ekspertów DISE nie ma obecnie alternatywy dla dynamicznego rozwoju rynku gazu i infrastruktury gazowej. Polska gospodarka po prostu nie ma innego wyjścia i jest to kierunek słuszny – nawet przy założeniu, że paliwo gazowe jest paliwem przejściowym i będzie w znaczącym stopniu zastępowało węgiel. Najważniejszymi argumentami przemawiającymi za powyższą tezą jest m.in. możliwość zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez zmianę kierunku dostaw na północny, możliwość stania się przez Polskę centrum rozliczeniowo-handlowym dla Europy Środkowej i szerzej Trójmorza poprzez powstanie Hubu Gazowego, podnosząc tym samym znaczenie Polski w regionie.

3.4. Biometan jako alternatywa dla transformacji polskiego gazownictwa

„Z uwagi na polski miks energetyczny, oparty głównie na węglu kamiennym i brunatnym (w 2018 r. ok. 77 proc.), transformacja Polskiej gospodarki będzie wiązać się z wyjątkowo wysokimi kosztami gospodarczymi i społecznymi, stąd stanowiska Polski i polskich firm energetycznych akcentują potrzebę uwzględnienia specyfiki naszego sektora energetycznego i roli gazu ziemnego, jako paliwa przejściowego, które pozwoli Polsce na skuteczne przejście od gospodarki opartej na węglu do gospodarki niskoemisyjnej, a w kolejnym etapie – dzięki rozwijaniu nowych technologii w zakresie paliw odnawialnych, w tym gazów odnawialnych, takich jak zielony wodór czy biogaz – do gospodarki zero-emisyjnej”²²². Od trzech lat w polskim gazownictwie analizowana jest koncepcja zastąpienia części gazu ziemnego w sieciach gazowniczych przez oczyszczony biogaz²²³, czyli biometan²²⁴. Z punktu widzenia składu chemicznego, biometan w zasadzie nie różni się od gazu ziemnego wysokometanowego (gaz E), dlatego z technologicznego punktu widzenia może być mieszany w dowolnych proporcjach z gazem ziemnym i przesyłany sieciami dystrybucyjnymi różnych ciśnień do odbiorców. Biometan stanowi w Polsce ogromne, niewykorzystane źródło energii i niestety na europejskiej mapie wykorzystania tego paliwa Polska jest nadal „białą plamą”. Tymczasem w ciągu ostatnich dwóch lat w Unii Europejskiej ogólna liczba wytwórni biometanu wzrosła o 50 proc. do poziomu 729. Najwięcej takich instalacji znajduje się w Niemczech, we Francji, Holandii i krajach Skandynawii.

Wykorzystanie biometanu może pomóc w istotnym stopniu w redukcji CO₂ w sektorach transportu i ciepłownictwa. Z analiz wynika, że jest to jeden z najtańszych i najbardziej efektywnych dla gospodarki sposobów na realizację przez Polskę unijnego celu OZE w transporcie na rok 2030, kiedy co najmniej 7 proc. miks paliwowy mają stanowić zaawansowane biopaliwa i biokomponenty. W ramach tych działań powinny być produkowane przez polski firmy również biopaliwa dla transportu ciężkiego w postaci bioCNG i bioLNG. Do kluczowych czynników bezpośrednio wpływających na obserwowane aktualnie zainteresowanie uczestników polskiego sektora paliwowo-energetycznego rozwojem biogazowni i biometanem, należą

222 T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz, *Czy Europejski Zielony Ład może stać się dźwignią odbudowy europejskiej po zakończeniu pandemii?*, „Przegląd Gazowniczy” nr 2 (66) 2020.

223 Zgodnie art. 2 pkt 1 Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii biogaz zdefiniowany został jako gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

224 Biogaz powstający w procesie fermentacji metanowej zawiera średnio 50–60 proc. metanu. Pozostałe składniki, takie jak: ditlenek węgla, siarkowodor, woda w postaci pary wodnej, oraz niewielkie ilości azotu i tlenu, stanowią balast obniżający wartość opałową biogazu. Wartość opałowa biogazu surowego jest znacznie niższa od gazu ziemnego. Biogaz najczęściej wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu ich wytworzenia czyli biogazowni. Oczyszczanie biogazu dla zastosowań w energetyce sprowadza się głównie do usunięcia siarkowodoru oraz wody, negatywnie wpływających na funkcjonowanie i żywotność urządzeń energetycznych, powodując ich korozję. Ze względu na efektywność procesów przetwarzania energii, korzystniejsze są procesy polegające na oczyszczaniu biogazu do jakości gazu ziemnego i wykorzystywanie go bezpośrednio jako nośnika energii. Ze względu na rozbudowaną w Polsce sieć gazu ziemnego, możliwe jest transportowanie oczyszczonego biogazu czyli biometanu do odbiorców końcowych. Źródło: Biernat K., Samson-Bręk I, *Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego*, Chemik nr 5/2011, Tom 65, s. 435-444 oraz www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas.

z pewnością zmiany jakie zaszły w ostatnich kilku latach na rynku paliw ciekłych, w szczególności ograniczone możliwości realizacji rosnących corocznie wymiarów Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) (co dotyka przede wszystkim PKN Orlen S.A. i Lotos S.A. odpowiadających za realizację NCW w ok. 85 proc.) oraz zmiany w zakresie sposobów realizacji NCW, wprowadzone w nowelizacji ustawy o biokomponentach z 19 lipca 2019 r., która weszła w życie 1 stycznia 2020 r., dopuszczające zaliczenie do NCW nowych biokomponentów, m.in. w postaci biowodoru wytworzonego z biometanu (uzdatnionego biogazu rolniczego), czy bio propan-butanu (który może być biokomponentem dodawanym do LPG).

Obowiązek realizacji NCW jest jednym z głównych instrumentów realizacji celu OZE w transporcie, określonych w przepisach ustawy o biokomponentach implementujących przepisy dyrektywy RED I z 2009 r. i obejmuje przede wszystkim konieczność stosowania biokomponentów w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. Wysokość NCW określono w treści ustawy o biokomponentach na następujących poziomach:

1. 8,50% – na 2020 r.,
2. 8,70% – na 2021 r.,
3. 8,80% – na 2022 r.,
4. 8,90% – na 2023 r.,
5. 9,10% – na 2024 r.

Zgodnie z oceną rządu przedstawioną w uzasadnieniu projektu ww. nowelizacji ustawy o biokomponentach z 2019 r. dotychczas dominującą rolę w realizacji NCW w Polsce odgrywały dwa rodzaje biokomponentów, tj. estry metylowe (dodawane do oleju napędowego lub występujące w postaci samoistnej) oraz bioetanol (dodawany do benzyn silnikowych). Stosowanie estrów oraz bioetanolu do realizacji NCW charakteryzuje się jednak technicznymi barierami. Normy techniczne dotyczące paliw ciekłych, określane jako tzw. *blending wall*, ograniczają bowiem możliwość stosowania tych biokomponentów i powodują, że poziom NCW osiągnięty przy wykorzystaniu tych biokomponentów nie przekracza poziomu 6 proc. Ponieważ wymiar obowiązku realizacji NCW osiągnął poziom znacznie wyższy niż poziom *blending wall*, zaistniała konieczność poszukiwania sposobów realizacji NCW przy wykorzystaniu nowych biokomponentów.

W tym kontekście jedną z najważniejszych zmian wprowadzonych ww. nowelizacją ustawy o biokomponentach było wprowadzenie do art. 23 tej ustawy przepisów, które umożliwiają wykorzystanie do realizacji NCW od 2020 r. m.in. biowodoru zawartego w paliwach ciekłych, przy produkcji których podmiot realizujący NCW wykorzystał biometan powstały z oczyszczonego biogazu (tak uzyskany biowódór może zostać wykorzystywany zamiast lub jako uzupełnienie wodoru stosowanego do produkcji paliw ciekłych). W ramach nowelizacji w art. 23 ust. 1f dodano delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw energii rozporządzenia ws. metodyki obliczania zawartości biowodoru w paliwach, przy produkcji których podmiot realizujący NCW wykorzystał biometan powstały z oczyszczonego biogazu – przedmiotowe rozporządzenie jest kluczowe dla zastosowania w praktyce przepisu dopuszczającego zaliczenie w poczet realizacji NCW biowodoru wytworzonego z biometanu (oczyszczonego biogazu rolniczego), niemniej jednak projekt ten nie został jeszcze opublikowany.

Zgodnie z uzasadnieniem projektu powołanej nowelizacji zapotrzebowanie na biometan wykorzystywany do produkcji biowodoru może sięgnąć w kolejnych latach ok. 700 mln m³, co stanowi równowartość ok. 350 MW biogazu wytwarzanego w oparciu o surowce odpadowe, pochodzące m.in. z przetwórstwa rolno-spożywczego. W uzasadnieniu projektu nowelizacji oszacowano, że rozwój modelu opartego na realizacji NCW za pomocą biometanu wygeneruje istotny impuls do rozwoju sektora biogazu, umożliwiając budowę i stabilne funkcjonowanie co najmniej 200 biogazowni. W tym kontekście należy zauważyć, że zgodnie z upublicznionymi danymi, w Grupie Kapitałowej Lotos prowadzone są aktualnie prace nad wdrożeniem biowodoru pozyskiwanego z biometanu, jako instrumentu realizacji NCW i elementu produkcji tradycyjnych paliw silnikowych²²⁵. Możliwe zapotrzebowanie Grupy Lotos na biometan szacuje się na poziomie do 200 mln m³²²⁶. Wdrożenie ww. modelu wymaga zapewnienia możliwości wprowadzania biometanu do sieci gazowej i przetransportowania go do instalacji rafineryjnych, w których zostanie z niego wytworzony biowódór, który następnie zostanie wykorzystany jako biokomponent w procesie wytwarzania paliw ciekłych. W konsekwencji należy założyć, że zapotrzebowanie wytwórców paliw ciekłych (zwłaszcza Orlen i Lotos) na biowódór wytwarzany z biometanu, w celu wykonania obowiązku NCW, może stanowić istotny czynnik stymulujący rozwój biogazowni nastawionych na produkcję biogazu rolniczego (biometanu), przeznaczanego na potrzeby zatłaczania go do sieci gazowej (a nie na potrzeby produkcji energii elektrycznej).

Lider polskiego rynku gazu – Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo szacuje, że może przyjąć do wykorzystania ok. 4 mld m³ biometanu, czyli wolumen zbliżony do rocznego wydobycia krajowego gazu ziemnego. Taki plan wymagałby budowy ok. 2 tys. biometanowi w ciągu najbliższych 10 lat i wydatków inwestycyjnych na poziomie 70 mld zł. PGNiG deklaruje, że Spółka zależna Polska Spółka Gazownictwa jest przygotowana do współpracy z biometanownikami i przyłączenia takich instalacji do sieci dystrybucyjnej. Zostały opracowane standardy jakości biometanu, który może być wprowadzany do sieci dystrybucyjnej, oraz warunki przyłączenia instalacji biometanu do sieci OSD. PGNiG zakłada, że pierwsze instalacje produkujące biometan – działające na zasadzie franczyzy – zostaną przyłączone do sieci OSD z początkiem 2021 r. Plany inwestycyjne w segmencie biogazu i biometanu ma także lider na polskim rynku paliw płynnych – PKN Orlen. Spółka zależna Orlen Południe planuje budowę 20 instalacji, które umożliwią zagospodarowanie substratów z gospodarstw rolnych i ich przetworzenie na energię elektryczną oraz biometan. W Rafinerii Trzebinia Orlen Południe planuje uruchomić instalację do produkcji paliwa wodorowego, dla którego surowcem będzie biometan²²⁷.

Historia wykorzystania biogazu w Polsce sięga roku 2003. Tradycyjnie ten nośnik energii wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu ich wytwarzania czyli biogazowni. Pierwsze biogazownie budowane były w Polsce jako instalacje, których celem była głównie utylizacja uciążliwych odpadów produkcji rolnej. Wytworzony w nich biogaz służy do napędu agregatów kogeneracyjnych, z których powstająca energia wykorzystywana jest na potrzeby własne. Potencjał wykorzystania biometanu w Polsce jest obecnie porównywalny do potencjału Niemiec, gdzie pracuje około 10 tys. biogazowni. Największe w Niemczech instalacje produkujące biogaz w wyniku procesu oczyszczania biometanu wtłaczają do sieci gazowniczej kilka tysięcy m³ paliwa w ciągu godziny, co pozwala osiągnąć wolumen na poziomie kilku milionów m³ biometanu rocznie z jednej instalacji²²⁸.

225 <https://spotkaniapaliwowe.pl/sbp19bio-relacja>

226 https://spotkaniapaliwowe.pl/pl/download/265_3884d0e48169afefd155111260f89052

227 Opracowano na podstawie publikacji pt. *Biometanownia w każdej gminie?* Portal: wysokienapiecie.pl z dnia 12.08.2020 r.

228 M. Nocoń, *Idziemy w biogazownie*, „Głos Grupy – Pismo pracowników GK PGNiG”, nr 1/2020 (3), Warszawa, s.6-7.

W Polsce zgodnie z danymi Urząd Regulacji Energetyki jest około 320 biogazowni o łącznej mocy 245 MW, z czego według rejestru Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa funkcjonuje zaledwie 100 instalacji. Najpopularniejsze w Polsce są obecnie biogazownie o mocy ok. 1 MW. Budżet inwestycyjny budowy takiej biogazowni wynosi 15 mln zł. Są to w większości inwestycje realizowane przez duże podmioty, które wygrywając aukcje mocy mają zagwarantowany stały poziom przychodów na okres piętnastu lat. Z kolei budżet budowy biogazowni o mocy od 40 do 250 KW, w której produkuje się energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu na potrzeby własne, kształtuje się od 1 mln do 1,7 mln zł. Okres eksploatacji takiej biogazowni szacuje się na około piętnaście lat. Jak pokazuje praktyka gospodarcza, pomimo możliwości sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej czy ciepłej z takiej instalacji (także certyfikatów), inwestycja tego typu pozostaje na granicy progu rentowności. Niska rentowność inwestycji oraz duże ryzyko społeczne związane z uciążliwością pracy instalacji dla bezpośredniego otoczenia jest głównym powodem małej ilości biogazowni na terenach wiejskich w Polsce. W celu poprawy rentowności tego typu inwestycji potrzebny jest odpowiedni system wsparcia finansowego oparty na sprawdzonych praktykach europejskich²²⁹.

Do istotnych barier regulacyjnych hamujących rozwój produkcji biogazu rolniczego i biometanu należy zaliczyć nieefektywny system wsparcia, przyjęty w przepisach ustawy o OZE. Obecnie świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowe certyfikaty), potwierdzające wytworzenie biogazu rolniczego w instalacji OZE oraz wprowadzenie go do sieci dystrybucyjnej gazowej, mogą służyć w zasadzie wyłącznie do zrealizowania przez podmioty zobowiązane tzw. błękitnego obowiązku określonego w art. 59 ustawy o OZE, który uznaje się za spełniony, gdy udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego od 1 lipca 2016 r. lub ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego wynosi 0,65 proc.²³⁰ W obecnym stanie prawnym brak jest natomiast systemowego wsparcia dedykowanego dla biogazowni wytwarzających biometan przeznaczony do załoczenia do sieci gazowych (porównywalnego z obowiązującym systemem wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE). Ponadto, zgodnie z art. 118 ustawy o OZE OSD, w obszarze swojego działania, odbiera biogaz lub biogaz rolniczy spełniający parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w Rozporządzeniu systemowym, wydanym na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzany w instalacji OZE przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora. Na gruncie definicji legalnych i pojęć stosowanych w ustawie Prawo energetyczne i rozporządzeniach wykonawczych wydanych na podstawie tej ustawy należy przyjąć, że pojęcie odbioru (stosowane np. w przepisach Rozporządzenia wykonawczego) należy rozumieć jako czynność techniczno-prawną wykonywaną najczęściej w ramach realizacji postanowień umów o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych, którego to pojęcia nie należy utożsamiać z zakupem paliw gazowych ani z zawarciem umowy sprzedaży paliw gazowych. Ani ustawa o OZE ani przepisy ustawy Prawo energetyczne nie nakładają również na OSD lub określonych uczestników rynku gazu obowiązków w zakresie zakupu biogazu lub biogazu rolniczego wytworzonego w biogazowni i wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej ani nie określają szczególnych zasad rozliczeń pomiędzy wytwórcą, OSD i takimi podmiotami (analogicznie jako ma to miejsce np. w przypadku wprowadzania do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE na gruncie przepisów ustawy OZE).

229 W krajach europejskich właściciele biogazowni otrzymują premię za każdą kilowatogodzinę wyprodukowanej energii z ekskrementów zwierzęcych, jako quasi premię za przechwytywanie metanu.

230 Obowiązek błękitny – może być realizowany tylko świadectwami pochodzenia dotyczącymi biogazu, w tym poprzez umorzenie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego /brązowych certyfikatów/.

Należy zatem przyjąć, że obowiązek o którym mowa w art. 118 ustawy OZE – z uwagi na brak szczególnych uregulowań prawnych o których mowa powyżej – powinien zostać zrealizowany tylko w przypadku zawarcia przez OSD z wytwórcą biogazu lub biogazu rolniczego lub z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem paliwami gazowymi umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, która stanowiłaby wymaganą prawem podstawę kontraktową wprowadzania tych paliw gazowych do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z ogólnymi zasadami ustanowionymi w przepisach PE.

Dodatkowo należy wskazać, że zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Stosownie do § 5 Rozporządzenia systemowego przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci. Przepisy Rozdziału 8 Rozporządzenia systemowego określają parametry jakościowe paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi gazowymi, natomiast szczegółowe wymagania techniczne w zakresie przyłączania sieci, instalacji i urządzeń do sieci gazowych określa Załącznik do RS, który w pkt. 3 precyzuje wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej gazowej urządzeń i instalacji podmiotów zajmujących się wytwarzaniem paliw gazowych zaliczanych do grupy przyłączeniowej C (zgodnie z definicją legalną zawartą w przepisach PE biogaz rolniczy jest paliwem gazowym). Powołane powyżej przepisy odnoszą się do poszczególnych rodzajów paliw gazowych (E, LS czy LW) oraz instalacji, co uzasadnia przyjęcie, że intencją prawodawcy było uwzględnienie w treści przepisów wykonawczych specyfiki poszczególnych rodzajów paliw gazowych i instalacji przyłączanych do sieci gazowych. Niestety powołane przepisy RS nie zawierają norm określających parametry jakościowe czy wymagania techniczne odnoszące się do biogazowni produkujących biogaz rolniczy przeznaczony do wprowadzania do sieci gazowych.

Dodatkowo można również wskazać na brak rozporządzenia Ministra Klimatu, wydanego na podstawie aktualnie obowiązującego art. 62 ustawy o OZE, które ma określić m.in. sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, która to ekwiwalentna ilość energii elektrycznej powinna zostać, zgodnie z art. 50 ust. 3 ustawy o OZE, wskazana w treści świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego na potrzeby uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego

Wskazane powyżej luki prawne tworzą istotne bariery dla rozwoju biogazowni nastawionych na wprowadzanie biometanu do sieci gazowych i są prawdopodobną przyczyną, dla której tego rodzaju biogazownie nie były dotąd przyłączane do sieci gazowych. W konsekwencji nie są również wydawane brązowe certyfikaty i nie wytworzył się w rynek obrotu tymi certyfikatami. Jak wynika z informacji publikowanych przez Towarową Giełdę S.A., z uwagi na brak jakichkolwiek transakcji sesyjnych dotyczących brązowych certyfikatów, od lipca 2016 r., nie były publikowane średnie miesięczne i średnie roczne ceny praw majątkowych z tych certyfikatów. W związku z tym nie są również publikowane bieżące kursy brązowych certyfikatów²³¹.

231 Ceny okresowe (art. 47 ustawy o OZE): <https://tge.pl/dane-statystyczne>.

W celu poprawy sytuacji regulacyjnej w Polsce w zakresie implementacji systemu wsparcia produkcji biogazu i biometanu w roku 2020 planuje się wprowadzenie projektu zmiany ustawy o OZE, który w pełni dostosuje polskie przepisy do dyrektywy RED II. Obecne przepisy ustawy o OZE przewidują co prawda wysokie wsparcie dla biogazowni kogeneracyjnych, natomiast wsparcia publicznego wymaga produkcja i zatłaczanie do sieci gazowniczej biometanu – szczególnie dla zastosowania, w transporcie oraz ciepłownictwie.

Zasadne wydaje się także scentralizowanie rozproszonych obecnie kompetencji decyzyjnych w zakresie OZE na poziomie administracji rządowej w jednym ministerstwie²³².

Powyższe informacje wskazują z jednej strony na przepaść pomiędzy systemem wsparcia regulacyjnego i finansowego, a tym samym poziomem rozwoju sektora produkcji biometanu pomiędzy Polską a dobrymi praktykami europejskimi (na przykład niemieckimi), ale z drugiej strony wskazują na ogromny potencjał rozwojowy polskiej energetyki w zakresie tego paliwa.

232 M. Skłodowska, *Biometanownia w każdej gminie? Wielki biznes czeka na zmiany przepisów*, www.forsal.pl, 15.08.2020 r.

3.5. Dekarbonizacja a transformacja gazownictwa

W 2015 r. w Paryżu rządy krajów uczestniczących w COP21 zobowiązały się do gwałtownej redukcji emisji CO₂ i wprowadzenia gospodarki zeroemisyjnej w roku 2050. Unia Europejska przedstawiła cztery główne drogi prowadzące do niskoemisyjnego, zrównoważonego, konkurencyjnego oraz bezpiecznego systemu energetycznego w 2050 r., zaś w swoim raporcie z listopada 2019 r. Komisja Europejska (KE) wskazała siedem głównych kierunków działania zmierzających do ograniczenia emisji CO₂ oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej w roku 2050²³³.

Przemysł gazowniczy i przemysł naftowy w najbliższych trzech dekadach będzie pod silną presją opinii publicznej oraz presją regulacji unijnych w zakresie redukcji i eliminacji emisji dwutlenku węgla, co wynika z treści porozumienia paryskiego na COP21. Krytycy zasadności wykorzystania paliw kopalnych w energetyce, gospodarce, transporcie i innych sektorach gospodarki, jako źródeł negatywnych zmian klimatycznych, nie dostrzegają na przykład technologicznej konieczności wykorzystania gazu ziemnego w procesie sterowania systemami energetycznymi zapewniającymi stabilność pracy systemów²³⁴.

W związku z aktualną sytuacją, zgodnie z opracowanym przez Europejską sieć operatorów systemów przesyłowych gazu (ENSTOG) „ENSTOG 2050 Roadmap for Gas Grids”, szczególnie korzystny może okazać się rozwój systemów hybrydowych. ENSTOG wskazuje też na potrzebę stworzenia ram regulacyjnych, umożliwiających rozwijanie tzw. hybrydowych systemów energetycznych, opartych na międzysektorowej współpracy systemów gazowych z systemami elektroenergetycznymi, obejmującej np. dopuszczenie posiadania i świadczenia przez OSP (na zasadzie TPA) usług w instalacji „power-to-gas” (P2G), służącej do konwersji energii elektrycznej na wodór, czy też wykorzystanie pojemności podziemnych magazynów gazu jako magazynów energii, zatłaczanych np. wodorem z instalacji P2G, które mogą zabezpieczać zarówno potrzeby systemu gazowego, jak i systemu elektroenergetycznego²³⁵.

233 G. Mete, *Transitions and the Future of Gas in the EU. Subsidise or Decarbonise, International Energy Charter*, Brussels, Palgrave MacMillan, 2020 w: Nagy S., *Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050*, Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 3 (257) 2020, s. 4.

234 S. Nagy, *Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050*, Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 3 (257) 2020, s. 4.

235 T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz, *Europejski Zielony Ład – kierunki transformacji sektora energetycznego.*, „Przegląd Gazowniczy” nr 2 (65) 2020 r.

Jednakże należy przy tym zauważyć, iż w obecnym stanie prawnym (przepisy III Pakietu energetycznego i ustawy – Prawo energetyczne) możliwości angażowania się przez operatorów systemów gazowych (OSP, OSD czy OSM) w aktywności niezwiązane ściśle z realizacją zadań operatorskich są znacząco ograniczone, co potwierdza wciąż aktualne stanowisko Prezesa URE z 9 maja 2008 r. w sprawie wyznaczania i funkcjonowania operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, w świetle którego w zasadzie każda aktywność operatora, która nie jest związana z wykonywaniem jego ustawowych zadań jest niedopuszczalna. W związku z tym należy założyć, że ewentualne zaangażowanie się np. przez OSP w działalność związaną ze świadczeniem usług konwersji energii w instalacji P2G wiązałoby się w obecnym stanie prawnym z ryzykiem zarzutu podjęcia działalności wykraczającej poza ustawowy zakres zadań tego operatora.

W tym kontekście należy się spodziewać, że nowe regulacje dla gazownictwa, które zostaną przyjęte na poziomie unijnym rozluźnią aktualnie obowiązujące ograniczenia dotyczące zakresu działalności podejmowanych przez operatorów infrastruktury gazowej w kierunku dopuszczenia angażowania się przez tych operatorów w działalność związaną z nowymi technologiami niskoemisyjnymi oraz m.in. w działalność o charakterze między-sektorowym (hybrydowe systemy energetyczne²³⁶).

Dodatkowo, według ostatnich badań ENSTOG szacuje się, że „(...) sektor gazowy wraz z sektorami powiązanymi może wykreować nawet 5.4 miliona miejsc pracy związanych z wytwarzaniem i wykorzystaniem odnawialnych i zdekarbonizowanych gazów do 2050 r.”²³⁷

Analiza sektorów gospodarki UE zaprezentowana w Tabeli nr 7 wyklucza całkowitą eliminację gazu ziemnego i paliw kopalnych w obszarze trzecim i czwartym, zakładając istniejące obecnie technologie. Wprawdzie przewiduje się możliwość komercjalizacji 22 technologii wodorowych już do 2030 r., jednak kwestia wdrożenia tych technologii jest wątpliwa, jeżeli chodzi o skalę wdrożenia i koszty z nimi związane, zarówno w krajach OECD, jak i pozostałych²³⁸.

Gaz ziemny, jako najmniej emisyjne paliwo kopalne, może stanowić istotne wsparcie w zakresie dalszego obniżenia emisji CO₂, a także emisji SO_x, NO_x, par rtęci, PM₁₀, PM_{2.5}. Nie jest możliwa całkowita eliminacja emisji CO₂ w przypadku wykorzystania gazu w gospodarce, ale znaczne ich ograniczenie. Gaz ziemny nadal ma duży potencjał w zakresie poprawy efektywności energetyki – w systemach NGCC czy w klasycznych systemach wykorzystujących turbiny gazowe, a także duży potencjał kogeneracyjny, co pozwala na zastosowanie gazu ziemnego, wykorzystującego inteligentne systemy integrujące kotły kondensacyjne i systemy solarne (fotowoltaiczne) oraz gazowe pompy ciepła. Produkcja wodoru (z elektrolizy) lub biometanu (np. w systemach składowisk odpadów) i dodawanie go jako składnika gazu ziemnego też wpłynąć będzie na obniżenie emisji CO₂ spalanego paliwa gazowego. Podobnie wytwarzanie biometanu, głównie do napędu silników spalinowych w procesie gazyfikacji biomasy, może wspomagać proces dekarbonizacyjny transportu. Jeszcze inną wartością gazu ziemnego jest możliwość wykorzystania magazynów gazu do magazynowania energii stabilizującej pracę systemu energetycznego²³⁹.

236 Ibidem.

237 Ibidem.

238 T. Patzek, *Green New Deal: A Transition to What?*, Seminarium Sekcja Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego Komitetu Górnictwa PAN, AGH Kraków 5/27/2019 (nie publ.) w: Nagy S., Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050, *Wiadomości Naftowe i Gazownicze* nr 3 (257) 2020, s. 4.

239 S. Nagy, *Przemysł ...*, op. cit., s. 26.

TAB. 10 **PODZIAŁ SEKTORÓW GOSPODARKI Z UWAGI NA MOŻLIWOŚCI ELIMINACJI/REDUKCJI CO₂**

OBSZAR 1	OBSZAR 2	OBSZAR 3	OBSZAR 4
Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane z energetyki odnawialnej o niskich kosztach (29%)	Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane z energetyki odnawialnej, ale drogie w stosowaniu (31%)	Sektory gospodarki, które aktualnie nie posiadają technologii wykorzystującej energetykę odnawialną (19%)	Sektory gospodarki, które nigdy nie będą mogły wykorzystywać energii odnawialnej (21%)
ENERGETYKA	Transport morski	Transport lotniczy	Fermentacje ścieków i odpadów
	Transport kolejowy (cargo)	Przemysł cementowy	Rolnictwo
	Transport samochodowy – osobowy	Przemysł stalowy	Składowiska odpadów
	Transport samochodowy (przewóz towarów)	Przemysł petrochemiczny	Systemy oczyszczania ścieków
	Ogrzewnictwo i klimatyzacja	Przemysł chemiczny	Obszary wylesione

Źródło: S. Nagy, Przemysł gazowniczy w kontekście osiągnięcia „neutralności klimatycznej” w 2050 roku, Przegląd Gazowniczy nr 1 (65) 2020, s. 26.

Stąd traktowanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w wielu programach rozwoju świata i Europy nie jest do końca uzasadnione, ponieważ, jak wskazują obecne zastosowania technologiczne, gaz ziemny będzie przez długi czas wykorzystywany jako komplementarne źródło energii w odniesieniu do wykorzystania OZE do produkcji energii elektrycznej w różnych krajach²⁴⁰.

W świetle szeregu opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej²⁴¹, a także U.S. EIA²⁴², Atlantic Council²⁴³, Oxford Institute for Energy Studies^{244,245,246}, a także raportu UE „Czysta planeta” z listopada 2018 r.²⁴⁷ oraz raport Komisji Europejskiej z listopada 2019²⁴⁸ gaz będzie stanowił paliwo przejściowe przez okres co najmniej kilkudziesięciu lat – znacznie przekraczając cezurę roku 2050. Równocześnie jednak oficjalne opracowania UE promują rozwiązania (w oparciu o błękitny wodór i biometan), pozostające wciąż we wstępnej

240 S. Nagy, *Dekarbonizacja ...*, op. cit., s. 5.

241 IEA World Energy Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.

242 EIA International Energy Outlook 2019, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>.

243 Johnston, R. J., R. Blakemore, R. Bell, *The Role of Oil & Gas Companies in the Energy Transition*, Atlantic Council 2019.

244 *An Integrated Energy Systems Approach to Decarbonization Policy: Is it the way forward?* OIES Electricity; Oxford Institute for Energy Studies, 2019.

245 J. Blazquez, R. Fuentes-Bracamontes, B. Manzano: *A road map to navigate the energy transition*, The Oxford Institute for Energy Studies, October 2019.

246 Le Fevre Ch., *A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport*, The Oxford Institute for Energy Studies, April 2019.

247 Komunikat KE dla Parlamentu Europejskiego *Czysta planeta dla wszystkich* z dnia 21.11.2018, Bruksela.

248 The European Green Deal, *Communication from the Commission to the European Parliament*, Brussels, 11.12.2019 COM(2019) 640 final.

fazie rozwoju^{249,250,251}. Można jednak założyć że rozwiązania te będą promowane poprzez proekologiczne działania regulacyjne^{252,253}, co w dłuższej perspektywie wpłynie na kształt miksu energetycznego w UE i kierunki transformacji sektora gazownictwa²⁵⁴.

Działanie 1. Maksymalizacja korzyści płynących z efektywności energetycznej, w tym budynków bezemisyjnych

Raport zakłada m.in., że ogrzewanie budynków oparte ma być przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii, ale znaczący udział w tych działaniach będzie musiał mieć gaz ziemny (sieciowy i LNG), gaz z dodatkiem wodoru lub biometanu produkowanego z odnawialnych źródeł energii elektrycznej i biogazu. Przewiduje się też wprowadzenie do ogrzewania nowej klasy ogniów paliwowych, wykorzystujących metan „odnawialny” i nowych systemów mikrogeneracyjnych.

Działanie 2. Maksymalizacja wykorzystania OZE i energii elektrycznej w celu całkowitej dekarbonizacji dostaw energii w Europie

Zakłada się, że udział energii elektrycznej w końcowym zapotrzebowaniu energii wzrośnie do 53 proc., przy wzroście produkcji energii elektrycznej o 50 proc. w 2050 r. W ramach tego działania zakłada się, że ponad 80 proc. energii elektrycznej ma pochodzić z OZE, a 15 proc. energii – z energetyki nuklearnej. Nadmiarowa ilość energii elektrycznej będzie wykorzystana w technologii Power-to-X. Planowane jest docelowe wdrożenie wychwytywania dwutlenku węgla wraz z geologiczną sekwestracją/utylizacją (CCUS/CCS), które daje „bilansową” możliwość uzyskania paliw zeroemisyjnych. Działanie to może dotyczyć zwłaszcza gazownictwa ziemnego, ponieważ będzie wymagało budowy odpowiedniej krajowej strategii transportowej i magazynowej na lata 2031–2050, powiązane będzie z programem modernizacji infrastruktury gazowniczej przyjaznej wodorowi i połączone z inwestycjami w OZE.

Działanie 3. Przyjęcie czystej, bezpiecznej i opartej na sieci mobilności (bezemisyjny i bezpieczny transport)

Ponieważ 1/5 emisji CO₂ na świecie powodowana jest przez sektor transportu, gaz może być istotnym elementem zmniejszającym emisyjność CO₂, m.in. poprzez zmianę zasilania transportu drogowego na gaz LNG i CNG. Gaz ziemny skroplony (LNG) z udziałem biometanu także ma być alternatywą dla transportu długodystansowego morskiego.

249 G. Mete, *Transitions and the Future of Gas in the EU. Subsidise or Decarbonise, International Energy Charter*, Brussels, Palgrave MacMillan, 2020.

250 *The European Green Deal, Communication from the Commission to the European Parliament...*, Brussels, 11.12.2019 COM(2019) 640 final

251 L. van Nuffel, et al., *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure Report Trinomics for EU*, September 2019.

252 Ibidem.

253 Wszystkie zaprezentowane w tym fragmencie pracy przywołania pochodzą z opracowania Nagy S., *Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050*, Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 3 (257) 2020, s. 5.

254 S. Nagy, *Przemysł ...*, op. cit., s. 28-29; S. Nagy, *Dekarbonizacja ...*, op. cit., s. 11.

Działanie 4. Konkurencyjny przemysł unijny i gospodarka o obiegu zamkniętym, jako kluczowy czynnik umożliwiający ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

Gospodarka o obiegu zamkniętym nawiązuje do koncepcji wielokrotnego wykorzystania towarów i materiałów w produkcji np. szkła, stali i tworzyw sztucznych. Działania UE zakładają zmniejszenie ilości wprowadzanych materiałów dzięki recyklingowi, co ma poprawić konkurencyjność i przyczynić się do tworzenia nowych miejsc pracy. Ma to także pomóc w zmniejszeniu emisji CO₂.

Działanie 5. Rozwój odpowiedniej infrastruktury sieciowej i wzajemnych połączeń

Rozwój odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i zwiększenie współpracy transgranicznej i regionalnej pozwoli czerpać korzyści z modernizacji i transformacji gospodarki europejskiej. Wspierana będzie budowa transeuropejskich sieci transportowych i energetycznych do przesyłu i dystrybucji energii oraz budowa inteligentnych sieci dystrybucji energii elektrycznej i energii w rurociągach wodorowych lub wodorowo-metanowych. W tym kontekście trzeba wspomnieć o programie samowystarczalności gazowej dla UE. Program ten oparty jest na założeniu produkcji gazów odnawialnych. Potencjał UE w zakresie wytwarzania biometanu jest ograniczony, natomiast potencjał techniczny w produkcji wodoru i syntetycznego metanu w oparciu o odnawialną energię elektryczną jest wystarczający. Na podstawie analiz rozwoju infrastruktury gazowej do 2050 r. opracowano trzy scenariusze eksploracyjne, z których każdy koncentruje się na silnym zużyciu końcowym jednego z trzech rozważanych nośników energii: elektryczności, metanu, wodoru. We wszystkich scenariuszach ogólne dostawy gazu dla UE do 2030 r. spadają o 20-30 proc., ze względu na lepszą efektywność końcowego wykorzystania energii. Analizy te zakładają drastyczne ograniczenie gazu ziemnego w 2050 r. Infrastruktura gazowa w 2030 r. oparta jest na gazie ziemnym, a udział zarówno produkcji biometanu, jak i wodoru jest marginalny. Tak zwany niemiecki projekt dekarbonizacyjny zakłada, że udział OZE w niemieckiej energetyce ma być stopniowo zwiększany do 80 proc. w 2050 r. W związku z tym sieci energetyczne będą modernizowane. Wymagana będzie dodatkowa pojemność magazynowania energii (głównie magazynowania gazu) w celu zrekompensowania wahań energii i sterowaniem mocy. Z kolei francuski projekt dekarbonizacji gospodarki zakłada wytworzenie 43 mld m³ gazu odnawialnego w 2050 r. Gaz odnawialny ma pochodzić z biogazowni uzdatniających biogaz, który ma być wtłaczany do sieci gazowniczej. Ma być także tworzony program „biomasowy” (oparty na gazyfikacji). Wodór z instalacji P2G ma być konwertowany do metanu i zatłaczany do sieci. Koszt produkowanego gazu odnawialnego jest co najmniej czterokrotnie większy od kosztu gazu ziemnego w cenach z roku 2019 r.

Działanie 6. Czerpanie korzyści z biogospodarki i tworzenie niezbędnych pochłaniaczy dwutlenku węgla

To działanie nie dotyczy bezpośrednio przemysłu gazowniczego.

Działanie 7. Wyeliminowanie pozostałych emisji CO₂ dzięki jego wychwytywaniu i składowaniu

Działanie to dotyczy wychwytywania, transportu i składowania CO₂ z pozostałych emisji (CCS) oraz ewentualnie zagospodarowania (utylicacji) CO₂. Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) jest metodą obniżenia emisyjności sektora energetycznego i sektorów energochłonnych. Wdrożenie CCS jest jednak nadal konieczne (po 2030 r.), szczególnie w sektorach energochłonnych oraz do zeroemisyjnej produkcji wodoru z gazu ziemnego. W kontekście polskiej energetyki należy wspomnieć o koncepcji wdrożenia CCS w Japonii po 2030 r., w związku z kontynuacją wykorzystywania elektrowni węglowych. Technologia ta umożliwi znaczne obniżenie emisyjności CO₂ – nawet do 90 proc. jego obecnej emisji. CCS będzie również wymagane w przypadku wychwytywania i składowania CO₂ emitowanego z elektrowni i zakładów przemysłowych wykorzystujących biomasę w celu uzyskania ujemnych emisji.

Analiza wykonana przez The U.S. Energy Information Administration wskazuje, że gaz ziemny jako najmniej uciążliwe ekologicznie paliwo kopalne w scenariuszu „Stated Policies Scenario” zakłada wzrost popytu na gaz o ponad jedną trzecią. W scenariuszu „Sustainable Development Scenario” popyt na gaz rośnie w sposób umiarkowany do 2030 r., a następnie jego udział wraca do obecnego poziomu z 2020 r. Prognozy są realne, przynajmniej w kategoriach względnych (udziału w miksie energetycznym). Ograniczenie emisji związanej ze zmniejszeniem paliw kopalnych musi się wiązać z ograniczeniem zużycia energii w świecie, co jest wątpliwe dla gospodarek azjatyckich. Przemysł naftowy i gazowniczy odpowiada za ok. 38 proc. całkowitej emisji (tj. w sposób bezpośredni odpowiada za 8 proc. emisji i pośrednio w ramach spalania paliw kopalnych odpowiada za 29 proc. emisji). Zatem ograniczenie tej emisji w sposób znaczący wpłynie na globalną emisję CO₂ na świecie. Ograniczenie tej emisji musiałoby się jednak wiązać z ograniczeniem zużycia energii na świecie, wynikającym z obecnego kryzysu. W dłuższej perspektywie, głównie z uwagi na zakładany rozwój gospodarek rynków azjatyckich, obserwować będziemy jednak przyrost zużycia gazu – przynajmniej do połowy lat trzydziestych²⁵⁵.

255 S. Nagy, *Przemysł ...*, op. cit., s. 26.

Konkluzje

Nie jest możliwe na obecnym etapie rozwoju technologicznego przeprowadzenie transformacji energetycznej, polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne. Oczywiście możliwe jest i bardzo uzasadnione zwiększenie udziału energii odnawialnej w globalnym miesze energetycznym, ale pod warunkiem ogromnych nakładów finansowych na modernizację energetyki i dalszego postępu technologicznego, przy jednoczesnym gwałtownym zmniejszeniu popytu na energię – co w przeddzień ogólnoświatowej recesji gospodarczej będzie bardzo utrudnione. Powinny zatem zostać sformułowane pośrednie cele klimatyczne, związane z procesem „zazielenienia” gazu ziemnego na lata: 2025, 2030, 2035, 2040.

Proces „zazielenienia” gazu ziemnego rozumiany jako wprowadzanie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów odnawialnych (wodoru czy biometanu), będzie jednak wymagać znacznego wsparcia Komisji Europejskiej w aspekcie regulacyjnym i ogromnych nakładów finansowych przez rządy krajów implementujących tę technologię w energetyce.

Reasumując, można sformułować tezę, że gaz ziemny nie tylko będzie pełnił rolę paliwa przejściowego w ramach unijnej polityki energetycznej – zgodnie z deklaracjami KE, ale może się ubiegać o status paliwa przejściowego jeszcze przez długi okres czasu.

4 ROZDZIAŁ

Scenariusze transformacji energetycznej w Polsce

4.1. Założenia i dane wejściowe procesu modelowania

4.1.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce

Możliwą trajektorię zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce do 2050 r. zaprognozowano w konwencji zużycia finalnego („przez gniazdko”) powiększonego o straty sieciowe w przesyłach i dystrybucji²⁵⁶. Prognoza zawiera następujące komponenty:

- *business as usual* („BAU”), tj. możliwy rozwój zapotrzebowania zgodnie z historycznym trendem elektryczności gospodarki oraz prognozowanym tempem rozwoju produktu krajowego brutto („PKB”),
- wzrost zapotrzebowania z uwagi na wzrost liczby samochodów elektrycznych w Polsce („rozwój elektromobilności”),
- wzrost zapotrzebowania z uwagi na tzw. łączenie sektorów (*Sector Coupling*), skutkujący wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną przez gospodarstwa domowe (odchodzenie od węgla kamiennego na cele grzewcze na rzecz wykorzystania pomp ciepła) oraz przez niektóre sektory przemysłu.

Wzrost zapotrzebowania z uwagi na przyrost ilości samochodów elektrycznych oszacowano na podstawie aktualnie obserwowanych tendencji w zakresie liczby samochodów elektrycznych w Polsce oraz wybranych krajach Europy, przy założeniu średniego przebiegu rocznego na poziomie ok. 16,5 tys. km oraz zużycia energii na poziomie ok. 19,8 kWh/100 km²⁵⁷. Oszacowana liczba samochodów elektrycznych w Polsce w 2050 r. to ok. 3,8 mln sztuk²⁵⁸. W przypadku najbliższych trzech lat, tj. 2020-2022 uwzględniono negatywny wpływ pandemii COVID-19 na wzrost gospodarczy²⁵⁹, a tym samym na prognozowany poziom zużycia energii elektrycznej w Polsce.

Trajektorię zużycia energii elektrycznej w Polsce przyjętą do modelowania obydwu scenariuszy (tj. Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego) obrazuje Rysunek nr 19.

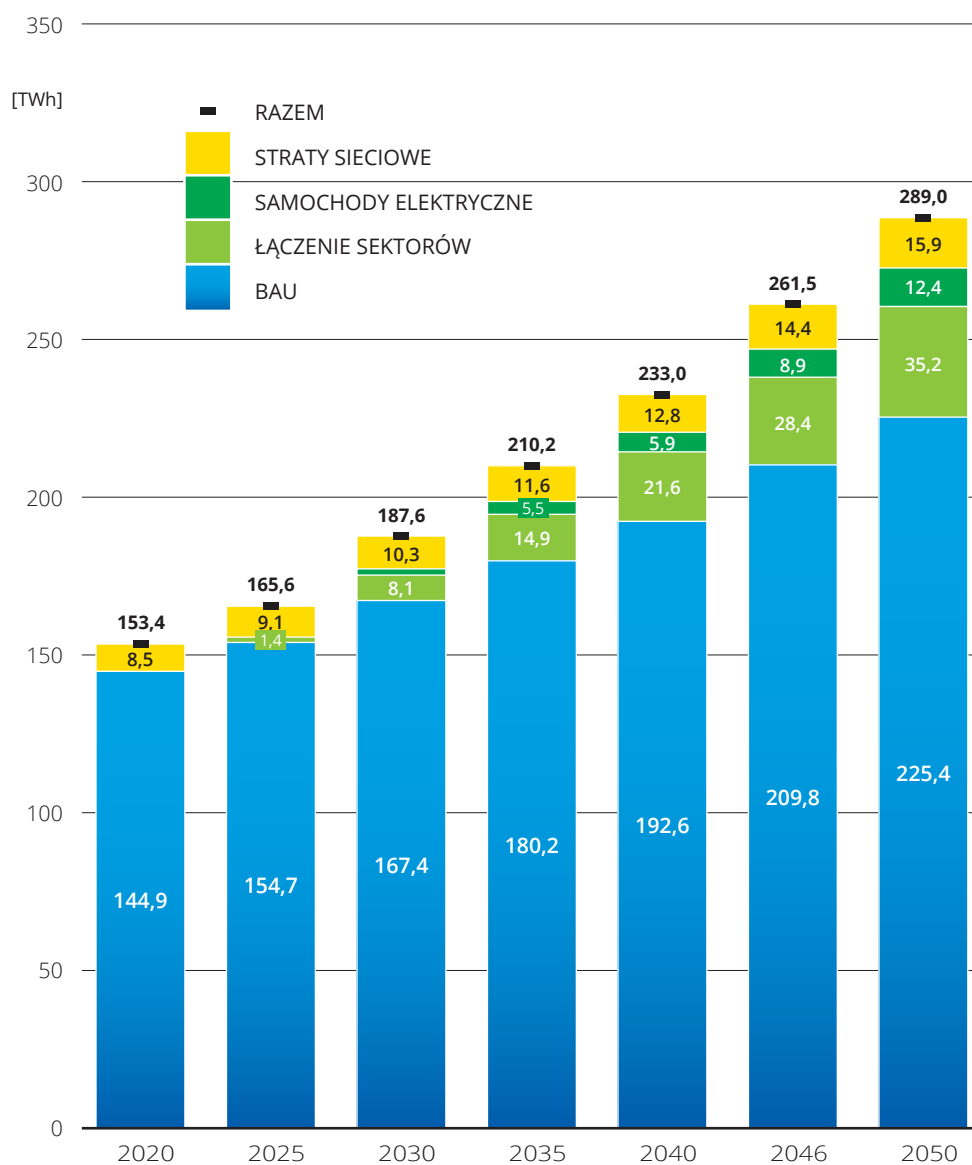
256 Przyjęta konwencja prognozy pozwala, aby produkcja na potrzeby własne elektrowni (konieczny element procesu produkcji dla zaspokojenia zapotrzebowania finalnego i pokrycia strat sieciowych) była wynikiem modelowania, determinującym wymagany poziom mocy wytwórczych brutto. Spotykana w niektórych opracowaniach prognoza zapotrzebowania brutto, oparta o dane historyczne w ujęciu brutto (zużycie finalne, straty sieciowe, potrzeby własne) nie wydaje się podejściem właściwym – produkcja na pokrycie potrzeb własnych elektrowni (zawarta w prognozie w sposób deterministyczny) jest wtedy niejako daną wejściową, a nie efektem modelowania, prowadząc przy tym do zawyżenia poziomu zapotrzebowania i zniekształcenia wyników modelowania poziomu mocy wytwórczych.

257 Średni roczny przebieg oraz zużycie energii elektrycznej oszacowano na podstawie K. Krupa, J. Kamiński, *Analiza wpływu rozwoju elektromobilności na zużycie energii elektrycznej w Polsce*, „Rynek Energii”, 6(133)/2017.

258 Prognoza autorska oparta o obserwowane wartości oraz trendy w zakresie liczby pojazdów w Niemczech, Wielkiej Brytanii oraz w Polsce.

259 Na podstawie danych www.ipag.org.pl/pl-PL/text/prognozy/baza-prognoz-makroekonomicznych/pkb

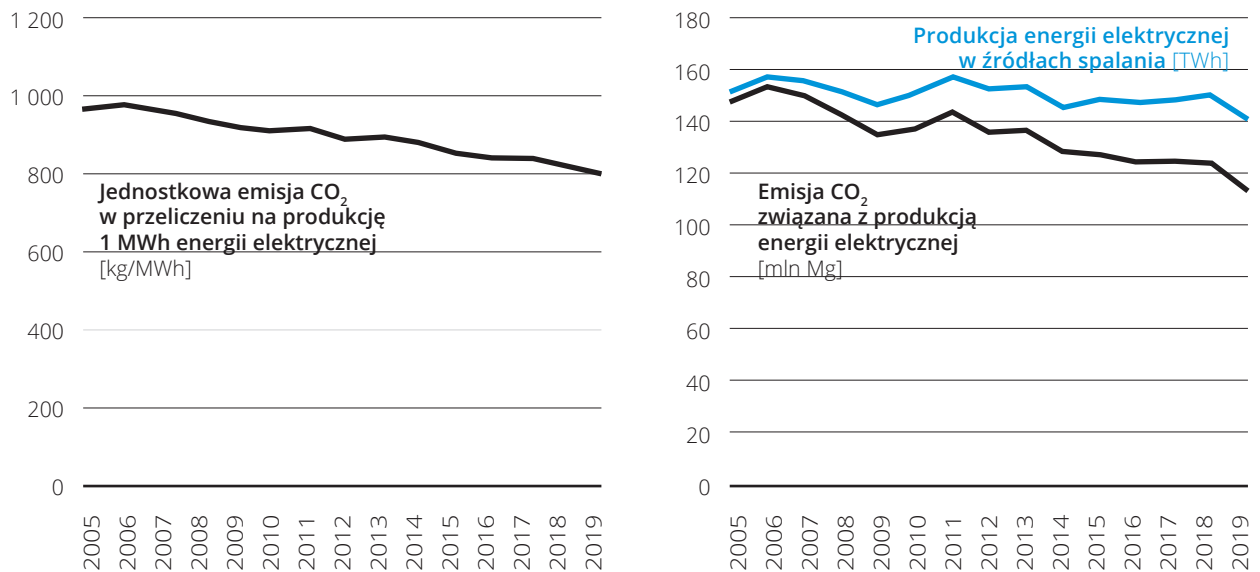
RYS. 19. **ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W POLSCE PRZYJĘTE DLA MODELOWANIA SCENARIUSZA ZDYWERSYFIKOWANEGO I ODNAWIALNEGO (W LATACH 2020–2050)**



Źródło: opracowanie własne

4.1.2. Cele w zakresie redukcji emisji CO₂ oraz udziału OZE w polskiej elektroenergetyce.

Jak wskazano wcześniej, zarówno scenariusz Zdywersyfikowany, jak i Odnawialny ma na celu redukcję emisji CO₂ przez polski sektor elektroenergetyczny. Przyjęto, że cele polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej w powyższym zakresie są kluczową determinantą (a jednocześnie ograniczeniem) w procesie modelowania obydwu scenariuszy.

RYS. 20. HISTORYCZNE DANE NA TEMAT EMISJI CO₂ W ELEKTROENERGETYCE W POLSCE

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Europejskiej Agencji Środowiska oraz PSE

Trajektorie wartości granicznych dla emisji CO₂ przez polską elektroenergetykę do 2050 r. opracowano na podstawie danych historycznych na temat:

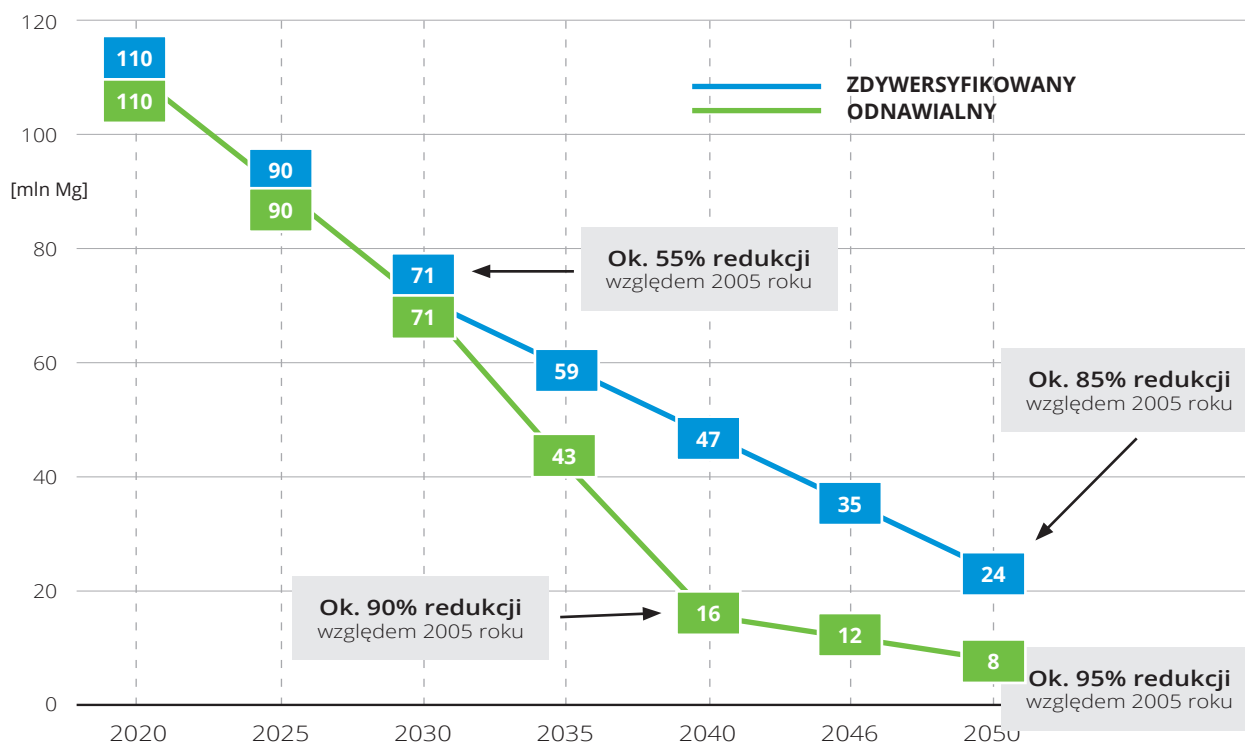
- wskaźników emisji CO₂ dla produkcji energii elektrycznej w Polsce,
- produkcji energii elektrycznej w Polsce ze źródeł spalania,
- oraz szacowanych wartości emisji CO₂ przez elektroenergetykę w Polsce.

Historyczne wartości powyższych wskaźników prezentuje Rysunek 20.

Kluczowe parametry konstrukcji trajektorii emisji CO₂ przez energetykę w Polsce do 2050 r. przedstawiono poniżej:

- w przypadku 2030 r., cel redukcji emisji CO₂ z energetykę wzrasta do poziomu ok. 50-55 proc. z obecnego poziomu 43 proc. względem 2005 r. (dotyczy obydwu modelowanych scenariuszy),
- wartość docelowa na 2050 r. dla scenariusza Zdywersyfikowanego to ok. 85 proc. redukcji emisji CO₂ względem 2005 r.; pozostałe lata to interpolacja liniowa pomiędzy powyższymi wartościami,
- wartość docelowa na 2050 r. dla scenariusza Odnawialnego to ok. 95 proc. redukcji emisji CO₂ względem 2005 r., z wartością pośrednią ok. 90 proc. w 2040 r., ilustrującą zaostrzenie celów polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej; pozostałe lata to interpolacja liniowa pomiędzy powyższymi wartościami.

RYS. 21 **MODELOWANE TRAJEKTORIE REDUKCJI EMISJI CO₂ PRZEZ ELEKTROENERGETYKĘ W POLSCE W HORYZONCIE 2050 ROKU**



Źródło: opracowanie własne

Opracowane na podstawie powyższych założeń trajektorie redukcji emisji CO₂ dla elektroenergetyki w Polsce w horyzoncie 2050 r. przedstawia Rysunek 21.

Oprócz powyższej trajektorii redukcji emisji CO₂, jednym z elementów (ograniczeń) modelowania odzwierciedlających unijne cele klimatyczne był również cel co najmniej 35 proc. udziału OZE w końcowym zużyciu brutto energii elektrycznej w 2030 r.²⁶⁰

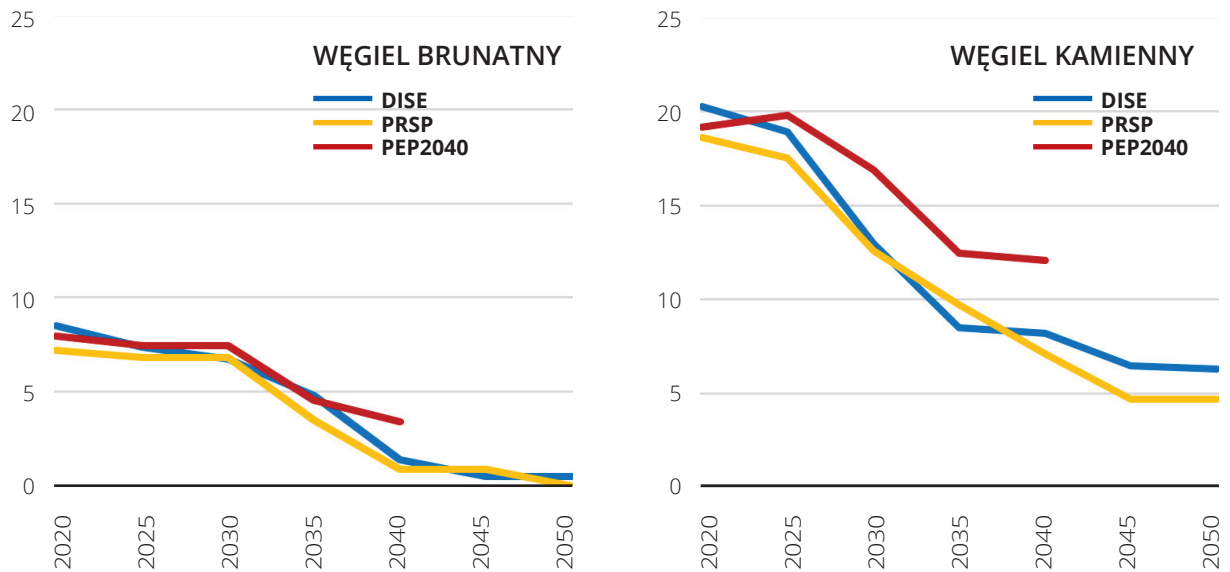
4.1.3. Istniejące oraz przyszłe moce wytwórcze w Polsce

W powiązaniu z prognozowanym zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz celami redukcji emisji CO₂ z elektroenergetyki, odstawienia istniejących mocy wytwórczych oraz potencjał budowy nowych mocy (ang. *build limits*) w Polsce w horyzoncie 2050 r. w bezpośredni sposób determinuje przyszły kształt miksu energetycznego Polski.

W celu oszacowania wolumenu odstawień istniejących mocy, przeanalizowano „Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej” (dalej PRSP) oraz dokonano analizy pod względem wieku jednostek wytwórczych oraz przewidywanego okresu technicznej użyteczności technologii opartych o węgiel kamienny i węgiel brunatny.

260 Na podstawie najbardziej aktualnego KPEiK oraz projektu PEP2040.

RYS. 22 **PROGNOZOWANA MOC ZAINSTALOWANA W ŹRÓDŁACH OPALANYCH WĘGLEM BRUNATNYM ORAZ WĘGLEM KAMIENNYM W POLSCE [GWE]**



W przypadku mocy węglowych w modelowaniu DISE określone moce (najmłodsze, o najwyższych sprawnościach) będą istniały fizycznie pod koniec okresu modelowania, choć prawdopodobieństwo ich uruchamiania (z uwagi na wysokie koszty produkcji powodowane cenami CO₂ oraz ze względu na ograniczenia emisyjne) będzie bardzo niskie, co potwierdziły wyniki modelowanych scenariuszy (por. dalej).

Źródło: opracowanie własne

Na potrzeby oszacowania potencjału budowy nowych mocy, przeanalizowano PRSP w celu określenia możliwości rozwoju nowej infrastruktury wytwórczej z punktu widzenia możliwości przyłączenia źródeł do sieci przesyłowej, dostępności paliwa gazowego w Polsce (por. szerzej sekcję 4.1.4), jak również oszacowano potencjał rozwoju źródeł wytwórczych w zależności od dostępności zasobu wietrzności lub nasłonecznienia. Należy wskazać, że w przypadku możliwości rozwoju nowych źródeł wytwórczych, kluczową kwestią – obok dostępności energii pierwotnej – jest dostępność mocy przyłączeniowej oraz odpowiedniej infrastruktury sieciowej, umożliwiającej wyprowadzenia oraz dostarczenie mocy do odbiorców.

Założenia odnośnie odstawień mocy wytwórczych oraz potencjalnych ilości nowych mocy możliwych do zainstalowania w procesie modelowania scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego prezentuje Rysunek 22 oraz Tabela 11.

4.1.4. Dostępność paliwa gazowego oraz potencjalna liczba bloków gazowych w Polsce

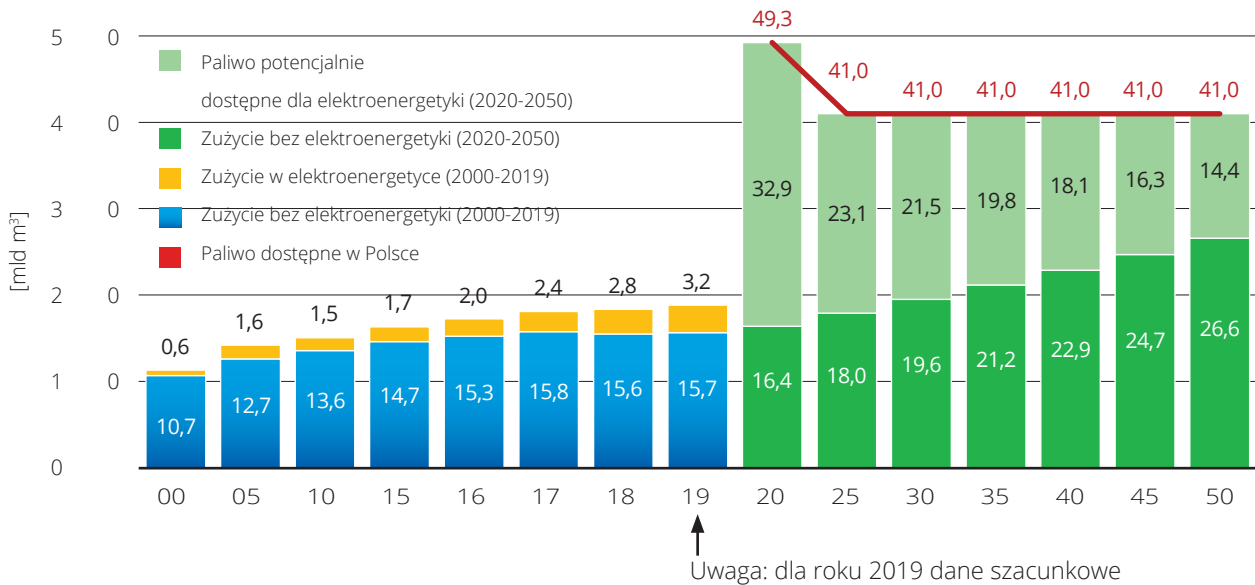
Kluczową determinantą rozwoju elektroenergetyki gazowej w Polsce jest dostępność paliwa dla źródeł wytwórczych, jak również możliwość przyłączenia tych źródeł do sieci przesyłowej w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE”).

TAB. 11 **SZACOWANY POTENCJALNY ROZWÓJ NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH W POLSCE**
(ANG. BUILD LIMITS), MOC SKUMULOWANA [GWE]

JEDNOSTKA / TECHNOLOGIA	SCENARIUSZ ZDYWERSYFIKOWANY	SCENARIUSZ ODNAWIALNY	KOMENTARZ
Ostrołęka CCGT	Ok. 1,0 GWe do roku 2025	Ok. 1,0 GWe do roku 2025	Analiza własna
Atom	Ok. 2,5 GWe do roku 2050	Ok. 4,0 GWe do roku 2050	Analiza własna
Biomasa / biogaz	Ok. 2,5 GWe do roku 2050	Ok. 2,5 GWe do roku 2050	Analiza własna
CCGT (z uwzgl. OCGT)	Ok. 9,6GWe do roku 2050	Ok. 9,6GWe do roku 2050	Por. sekcję 4.1.4
CCGT_CCU	Ok. 0.8 GWe do roku 2050	Ok. 0.8 GWe do roku 2050	Analiza własna
Offshore	Ok. 6,0 GWe do roku 2030 Ok. 19,0 GWe do roku 2050	Ok. 6,0 GWe do roku 2030 Ok. 23,5 GWe do roku 2050	Analiza własna na podstawie projektu ustawy o promowaniu wytworzenia energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, PRSP, aktualnej listy warunków przyłączeniowych PSE oraz szacunków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej („PSEW”)
Onshore	Ok. 7.2 GWe do roku 2025 Ok. 17,7 GWe do roku 2050	Ok. 7.2 GWe do roku 2025 Ok. 22,5 GWe do roku 2050	Analiza własna na podstawie PRSP oraz szacunków PSEW przy założeniu liberalizacji tzw. zasady 10h
PV	Ok. 7,0 GWe do roku 2025 Ok. 35,7 GWe do roku 2050	Ok. 7,0 GWe do roku 2025 Ok. 45,0 GWe do roku 2050	Prognozy Instytutu Energetyki Odnawialnej Analiza własna na podstawie: <ul style="list-style-type: none"> • danych i trendów dla rynku niemieckiego • aktualnych trendów w Polsce • potencjału instalacji paneli PV na dachach domów i budynków
Wodór	Ok. 2,0 GWe do roku 2050	Ok. 2,5 GWe do roku 2050	Analiza własna w oparciu o „Opportunities for hydrogen and CCS in the UK power mix” przy założeniu stopniowego przekształcania mocy CCGT (spalających gaz ziemny) w moce spalające lub współspalające wodór

Źródło: opracowanie własne

RYS. 23 SZACOWANA DOSTĘPNOŚĆ PALIWA GAZOWEGO DLA ELEKTROENERGETYKI W POLSCE [MLD M³]



Źródło: opracowanie własne na podstawie GUS i EUROSTAT

Wolumeny gazu wysokometanowego dostępnego do wykorzystania przez polską elektroenergetykę w okresie 2020-2050 oszacowano w oparciu o:

- historyczne oraz prognozowane zużycie gazu w Polsce (z wyłączeniem elektroenergetyki)
- prognozowane przepustowości połączeń gazowych Polski z krajami ościennymi
- szacowany stopień zakontraktowania mocy przesyłowych paliwem gazowym.

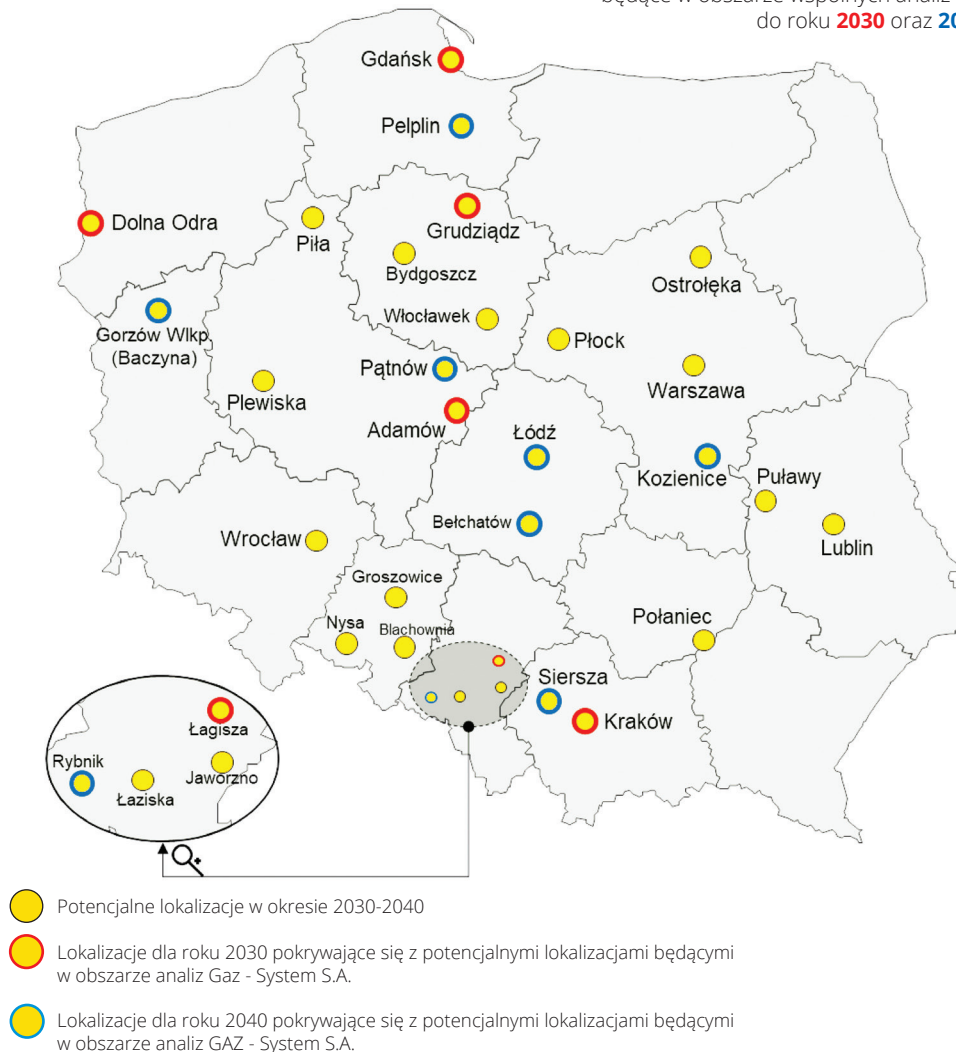
Prognozowana dostępność mocy technicznych (przepustowość) w połączeniu ze stopniem zakontraktowania pozwoliła oszacować fizyczną dostępność gazu wysokometanowego w Polsce. Po odjęciu prognozowanego zapotrzebowania (poza elektroenergetyką) obliczono ilość paliwa gazowego dostępnego dla elektroenergetyki w Polsce.

Na podstawie danych historycznych dot. zużycia gazu ziemnego w sektorach gospodarki w Polsce (włącznie z gospodarstwami domowymi), zużycie w perspektywie 2050 r. (poza elektroenergetyką) oszacowano na ok. 26,6 mld m³. Na podstawie analizy dostępności obecnych oraz planowanych mocy przyszłych systemu gazowego (przy założeniu braku wykorzystania mocy z kierunku wschodniego po 2022 r.²⁶¹), zdolności przepustowe gazociągów przesyłowych (wejścia do systemu) oszacowano na ok. 48,3 mld m³ w roku 2050. Do szacunku dostępności paliwa, przyjęto 85 proc. stopień wypełnienia zdolności technicznych paliwem, co dla roku 2050 przekłada się na ok. 41,1 mld m³ dostępnego paliwa gazowego w Polsce. Powyższe pozwoliło oszacować teoretyczną/techniczną dostępność paliwa gazowego dla elektroenergetyki w roku 2050 na poziomie ok. 14,4 mld m³. Powyższą logikę obrazuje Rysunek 23.

261 Planowane wygaśnięcie kontraktu jamalskiego.

RYS. 24 **POTENCJALNE LOKALIZACJE NOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH KLASY 500-700 MWE OPALANYCH GAZEM ZIEMNYM W OKRESIE DO 2040 R.**

Na potrzeby modelowania przyjęto jedynie lokalizacje będące w obszarze wspólnych analiz PSE do roku **2030** oraz **2040**.



Wolumeny technicznych mocy przesyłowych rurociągów gazu wysokometanowego przyjęte do powyższego szacunku przedstawia Tabela nr 5 oraz Tabela nr 6.

Możliwości przyłączenia źródeł gazowych do KSE oszacowano w oparciu o „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030” („Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej, PRSP”) opublikowany przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne („PSE”), operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w Polsce. Wskazane w PRSP potencjalne lokalizacje nowych jednostek wytwórczych klasy 500-700 MWe opalanych gazem ziemnym w okresie do 2040 r. prezentuje Rysunek 24.

TAB. 12 **POTENCJALNA WIELKOŚĆ NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH CCGT (LUB OCGT) W POLSCE W HORYZONCIE 2050 ROKU (MOC SKUMULOWANA) POZA OSTROŁĘKĄ CCGT**

Rok	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Moc skumulowana	600	3 600	6 000	8 400	9 000	9 600

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PRSP PSE

Na potrzeby modelowania scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego przyjęto jedynie lokalizacje pokrywające się z potencjalnymi lokalizacjami będącymi w obszarze analiz operatora gazociągów przesyłowych Gaz-System S.A. Jak wskazano w PRSP, analizy te są prowadzone wspólnie na potrzeby koordynacji i optymalizacji rozwoju systemów przesyłowych – elektroenergetycznego oraz gazowego. Przyjęto, że w każdej z lokalizacji powstanie elektrownia CCGT (lub OCGT) o mocy 600 MWe. Oszacowane w ten sposób możliwości rozwoju elektroenergetyki gazowej w Polsce prezentuje Tabela 12.

4.1.5. Technologie wytwórcze („kandydaci”) oraz ich podstawowe parametry

Modelowanie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w ramach scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego oparliśmy o następujące technologie wytwórcze (stanowiące „kandydatów” do wyboru przez model w procesie optymalizacji):

- źródła atomowe („Atom”),
- źródła biomasowe / biogazowe („Biomasa”, „Biogaz”),
- źródła gazowo-parowe („CCGT”, ang. *combined-cycle gas turbine*) lub turbiny gazowe w cyklu prostym („OCGT”, ang. *open-cycle gas turbine*),
- źródła CCGT z technologią wychwytu i wykorzystania CO₂ („CCGT_CCU”, ang. *carbon capture and utilization*),
- źródła wiatrowe morskie („Offshore”),
- źródła wiatrowe lądowe („Onshore”),
- źródła fotowoltaiczne („PV”) rozumiane jako małoskalowa fotowoltaika dachowa oraz wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne,
- źródła wykorzystujące wodór („Wodór”), w tym zwłaszcza źródła CCGT/OCGT dostosowane do spalania mieszanki gazu wysokometanowego i wodoru (w proporcji co najmniej 80 proc. wodoru i co najwyżej 20 proc. gazu wysokometanowego).

TAB. 13 **PODSTAWOWE PARAMETRY TECHNICZNO-EKONOMICZNE**
DLA TECHNOLOGII WYTWÓRCZYCH

Technologia	Średnio-roczna sprawność	Max. średnio-roczny współczynnik wykorzystania mocy	Czas życia [lata]	Pozapaliwowe koszty zmienne („VOM”), PLN/MWh	Pozapaliwowe koszty stałe („FOM”), tys. PLN/MW	Jednostkowe nakłady inwestycyjne w 2020 roku	Jednostkowe nakłady inwestycyjne w 2050 roku
Atom	36%	90%	50	3,4	264	20,6	19,9
Biomasa (biogaz)	36%	65%	20	18,0 (18,0)	140 (99)	9,7 (8,7)	8,8 (8,1)
CCGT	63%	85%	30	8,2	73	3,4	3,3
CCGT_CCU	53%	80%	25	17,2	163	6,9	6,7
Offshore	[-]	40,9%	20	0	314	11,1	8,0
Onshore	[-]	28,3%	25	0	125	5,2	4,2
OCGT	40%	25% (70%) ²⁶²	20	11,6	52	2,0	2,0
PV	[-]	14%	20	0	46	3,4	1,3
Wodór	53%	80%	25	12,3	110	5,2	4,9

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PRSP PSE

Z uwagi na zamierzenia dekarbonizacyjne polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, a także politykę coraz większej liczby instytucji finansowych w zakresie wycofywania się z finansowania inwestycji w źródła węglowe, w modelowaniu nie uwzględniono źródeł opalanych węglem brunatnym lub węglem kamiennym, w tym również wykorzystujących technologię CCU.

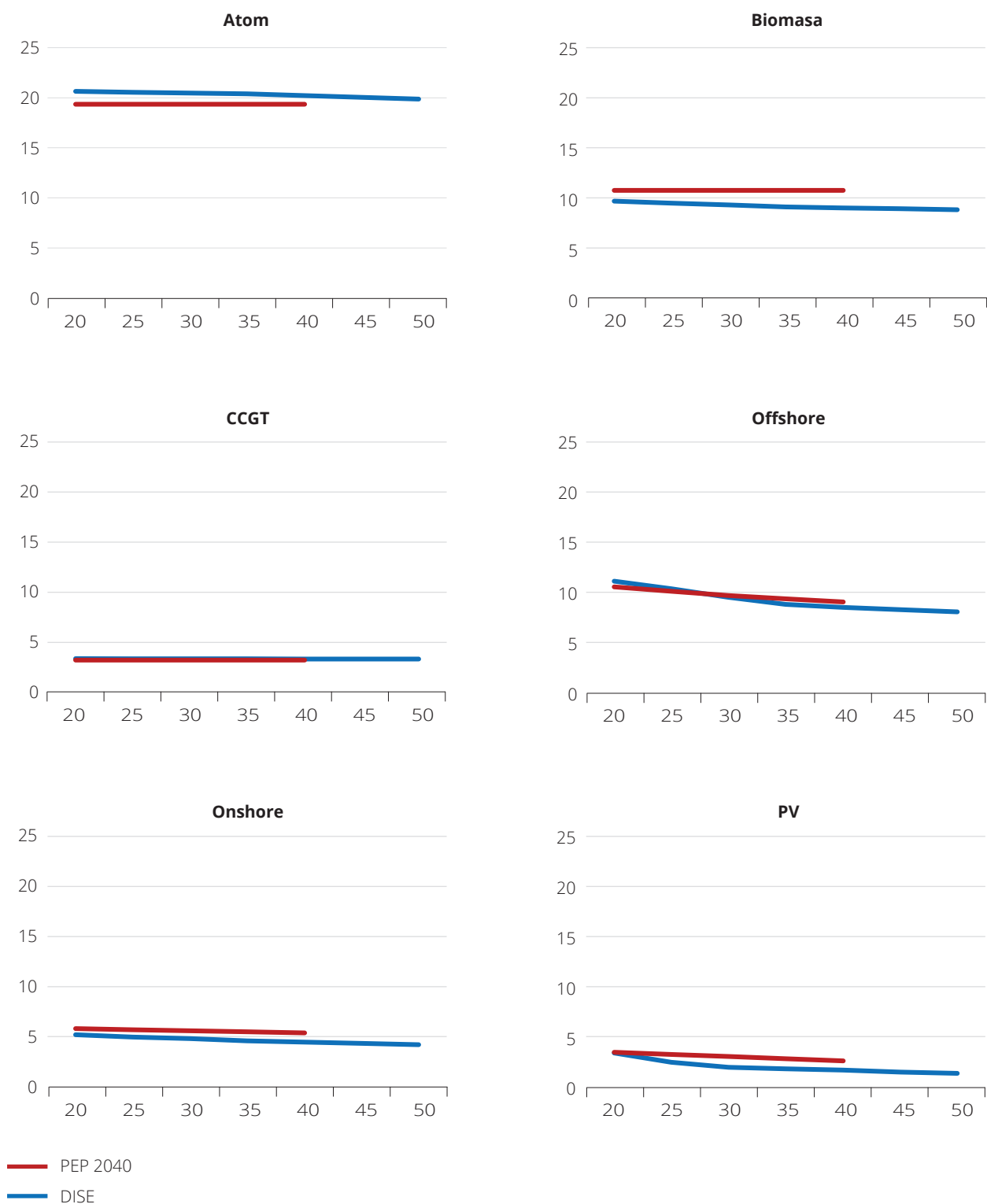
Podstawowe parametry techniczno-ekonomiczne dla powyższych technologii prezentuje Tabela 13. Parametry te zostały przyjęte zarówno dla scenariusza Zdywersyfikowanego, jak i Odnawialnego.

Trajektorie jednostkowych nakładów inwestycyjnych związanych z budową 1 MWe mocy w danej technologii²⁶³ prezentuje Rysunek 25.

262 O ile jednostki OCGT wykorzystywane są zazwyczaj jako jednostki podszczytowe lub szczytowe (z uwagi na niższą sprawność a tym samym wyższe jednostkowe koszty zmienne wytwarzania niż jednostki CCGT), ich techniczne możliwości teoretycznie pozwalają na uzyskanie wysokich współczynników wykorzystania mocy.

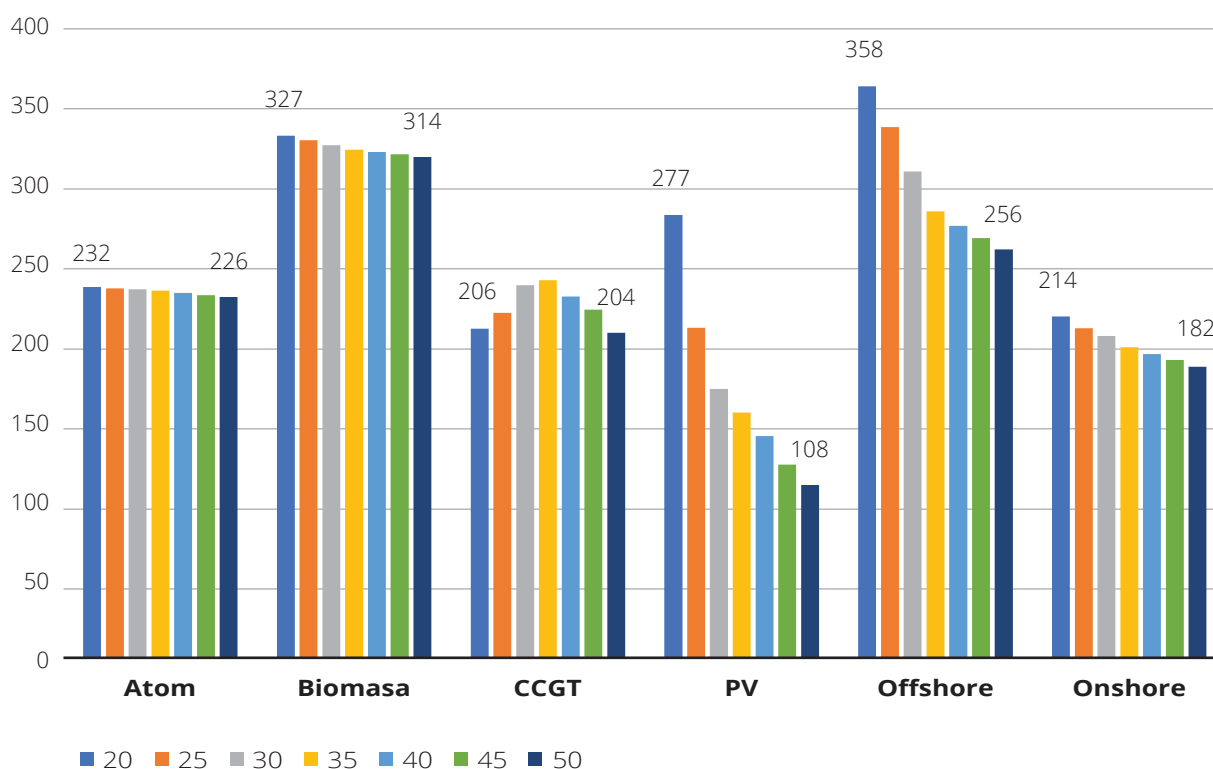
263 W porównaniu do danych PEP2040 w zakresie, w jakim możliwe było uzyskanie porównywalności danych.

RYS. 25 **TRAJEKTORIE JEDNOSTKOWYCH NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH**
[MLN PLN/MWE]



Źródło: opracowanie własne

RYS. 26 **TRAJEKTORIE JEDNOSTKOWYCH ŁĄCZNYCH KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ANALIZOWANYCH TECHNOLOGIACH (LCOE) , PLN/MWH.**



Źródło: opracowanie własne

Na podstawie powyższych parametrów oszacowano jednostkowy łączny koszt wytwarzania energii elektrycznej w powyższych technologiach (LCOE, ang. *levelised cost of electricity*) ilustrujący względną konkurencyjność poszczególnych technologii wytwarzania. Szacowane koszty LCOE w poszczególnych latach prezentuje Rys. 26. O ile w przypadku większości technologii decydujący wpływ na poziom LCOE ma trajektoria jednostkowych nakładów inwestycyjnych, o tyle w przypadku CCGT (o w zasadzie niezmiennym poziomie nakładów jednostkowych w latach 2020-2050) kluczową determinantą LCOE jest koszt zmienny, będący pochodną ceny paliwa, sprawności, emisyjności oraz ceny uprawnień do emisji CO₂.

4.1.6. Technologie magazynowania energii elektrycznej

Rozwój systemu elektroenergetycznego Polski – cechujący się wzrastającymi wolumenami produkcji z zależnych od pogody źródeł OZE – będzie w dłuższym horyzoncie wymagać udziału technologii magazynowania energii elektrycznej (baterie litowo-jonowe, wodór, sprężone powietrze, inne) pozwalających na bilansowanie systemu poprzez pobór nadmiarowej produkcji w okresach o niskim zapotrzebowaniu oraz oddanie w okresach szczytowych. Na chwilę obecną, w Polsce zainstalowanych jest ok. 10 MW magazynów bateryjnych o pojemności ok. 40 MWh.

TAB. 14 SZACUNKOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W MAGAZYNY BATERYJNE O CZASIE ROZŁADOWANIA 2 ORAZ 4 GODZINY

Technologia	Jednostkowe nakłady inwestycyjne w 2020 roku, mPLN/MW	Jednostkowe nakłady inwestycyjne w 2050 roku, mPLN/MW
Baterie – pojemność 2h	2,1	0,9
Baterie – pojemność 4h	3,3	1,4

Źródło: opracowanie własne

Tab. 14 prezentuje obserwowane w świecie dane na temat nakładów inwestycyjnych w magazyny bateryjne o czasie rozładowania 2 oraz 4 godziny.

W horyzoncie roku 2050 istotnym graczem na rynku magazynowania energii elektrycznej może stać się wodór (m.in. z uwagi na wsparcie ze strony polityki energetyczno-klimatycznej UE, jak i z uwagi na wszechstronne zastosowanie²⁶⁴ oraz powszechność występowania).

4.1.7. Ceny paliw oraz uprawnień do emisji CO₂

Węgiel kamienny

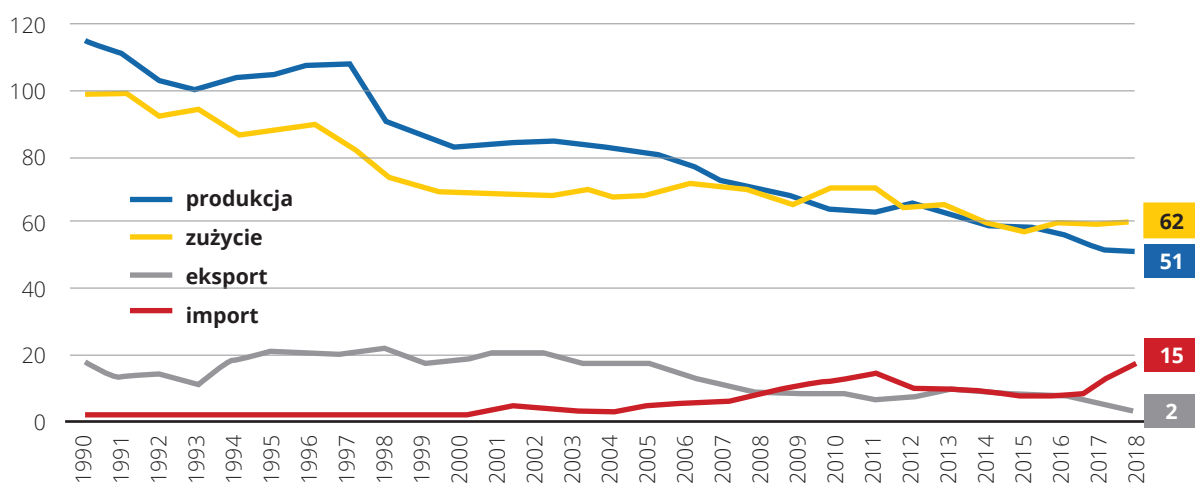
Kluczowe przyczyny kształtujące tendencje w zakresie produkcji i zużycia węgla kamiennego energetycznego (WKE) w Polsce to między innymi:

- Polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej (UE), która od wielu lat konsekwentnie dąży do ograniczania roli paliw kopalnych (w tym zwłaszcza węglowych) w energetyce, zmierzając ku zeroemisyjnym i niskoemisyjnym rozwiązaniom. Najnowsze zamierzenia UE zaprezentowane w tzw. **Europejskim Zielonym Ładzie** pozwalają przypuszczać, że tempo dekarbonizacji w horyzoncie 2050 r. jeszcze przyspieszy.
- Relacje kosztowo-cenowe WKE pozyskiwanego w Polsce do kosztów pozyskania WKE w krajach będących jego wiodącymi producentami i eksporterami, a także cen na rynku światowym.

W skali globalnej, kluczowym czynnikiem wpływającym na popyt na WKE będzie zużycie tego surowca w Chinach oraz Indiach, tj. u dwóch największych konsumentów tego surowca na świecie. Dane za ostatnie lata pozwalają wnioskować o spowolnieniu lub wręcz odwróceniu dotychczasowej tendencji wzrostowej w zakresie zapotrzebowania Chin na WKE, co można łączyć m.in. z intensywnym rozwojem odnawialnych źródeł energii oraz polityką Chin w zakresie poprawy ochrony środowiska. Jednocześnie, należy wskazać, że spadek popytu ze strony Chin w najbliższych latach nie będzie kompensowany przez Indie. Powyższe pozwala łącznie wnioskować o spodziewanym spowolnieniu lub wręcz stopniowym spadku popytu na WKE w skali świata.

²⁶⁴ Jako surowiec w procesach przemysłowych, jako bezpośrednie paliwo w procesach spalania w turbinach gazowych oraz jako substrat w ogniwach paliwowych.

RYS. 27 WIELOLETNIE TENDENCJE W ZAKRESIE PRODUKCJI, ZUŻYCIA, EKSPORTU I IMPORTU W POLSCE [MLN MG]



Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat.

Polska produkcja oraz zużycie węgla kamiennego energetycznego (WKE) nie przekracza 65 mln ton rocznie, eksport nie przekracza 10 mln ton²⁶⁵, a import kształtuje się na poziomie między 10 a 15 mln ton²⁶⁶ (por. powyższy Rysunek 27). Powyższe oznacza, że Polska jest marginalnym graczem w skali światowego rynku WKE, na którym produkcja oraz eksport za 2017 r. wyniosły odpowiednio 5036 mln ton i 933 mln ton (dane Amerykańskiej Agencji Energii EIA). Na podstawie powyższych danych, udział Polski w globalnym rynku węgla kamiennego energetycznego to niecałe 1,5 proc.

Powyższe zależności odnośnie pozycji Polski na światowym rynku WKE docelowo pozycjonują nasz kraj jako biorcę cen, ustalanych przez wiodących producentów-eksporterów tego surowca (Indonezja, Australia, Rosja, Kolumbia, RPA, USA). Niemniej jednak, można oczekiwać, że w krótkim horyzoncie (ok. 5-6 lat) istotnymi czynnikami wpływającymi na popyt, podaż oraz cenę WKE w Polsce będą:

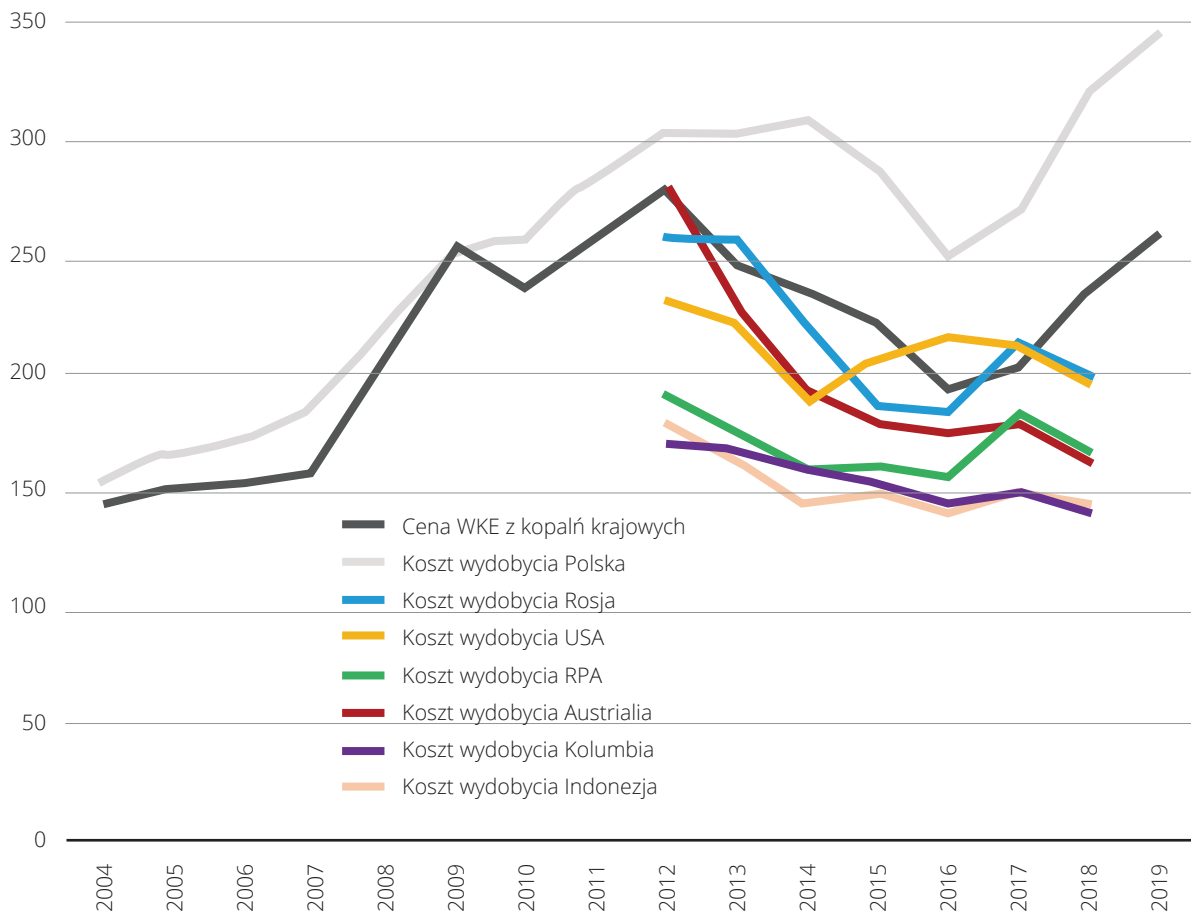
- kolejne próby restrukturyzacji krajowego górnictwa węgla kamiennego,
- prowadzenie wydobywania w coraz trudniejszych warunkach fizycznych,
- sytuacja w elektroenergetyce w zakresie kształtowania się przyszłej struktury wytwarzania energii elektrycznej.

Ponadto, na uwadze należy mieć wzrastające koszty wydobywania, przekładające się na rosnące ceny wydobywanego rodzimiego WKE. Koszty wydobywania surowca w Polsce pozostają powyżej jego ceny na rynku krajowym oraz na dużo wyższych poziomach niż koszty wydobywania w krajach o znacząco wyższych wolumenach produkcji i eksportu niż Polska (co obrazuje Rysunek 28).

265 Z wyraźną tendencją spadkową do poziomu ok. 2,0 mln ton w roku 2018.

266 Należy zwrócić uwagę na zauważalny wzrost importu w ostatnich latach 2017 oraz 2018 do poziomu ok 15 mln ton w roku 2018.

RYS. 28 WIELOLETNIE TENDENCJE W ZAKRESIE **KOSZTÓW WYDOBYCIA ORAZ CEN WKE W KOPALNIACH KRAJOWYCH** W PORÓWNANIU Z KOSZTAMI KRAJÓW BĘDĄCYCH WIODĄCYMI PRODUCENTAMI-EKSPORTERAMI TEGO SUROWCA.



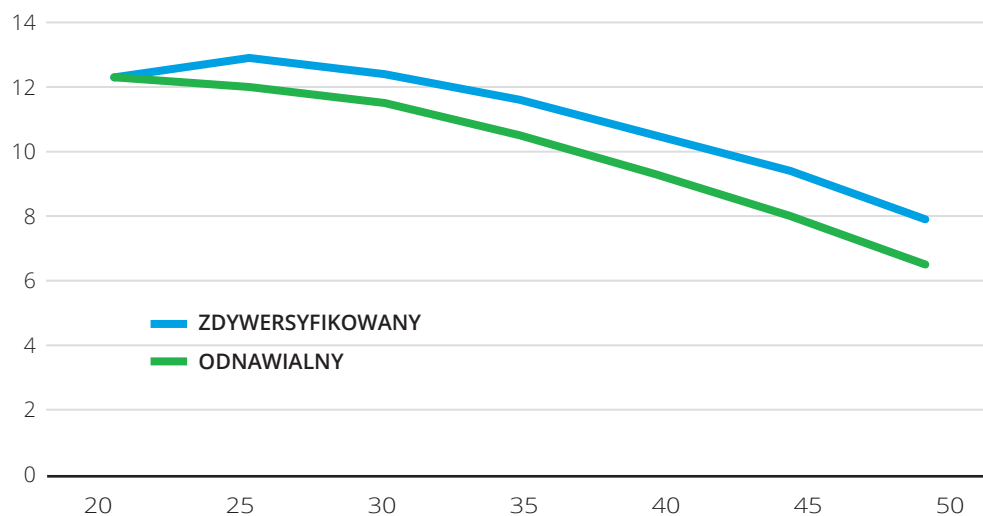
Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat.

Mając na uwadze wcześniejsze próby restrukturyzacji oraz niekorzystne efekty działań przeszłych można spodziewać się dalszego wzrostu kosztów wydobycia, co stoi w opozycji do tendencji obserwowanych na świecie i niejako wynika ze specyfiki polskiego rynku. Ponadto, koszt wydobycia może także wzrastać z uwagi na prowadzenie wydobycia na coraz niższych poziomach (poniżej 1 000 m).

Powyższe, w połączeniu ze spodziewanym utrzymaniem popytu na WKE w elektroenergetyce w horyzoncie roku 2025-2026, wytworzy kilkuletnią presję na dalszy wzrost cen WKE na rynku polskim.

Jednym z najistotniejszych czynników przemawiających za utrzymaniem popytu na WKE w Polsce w horyzoncie najbliższych 5-6 lat jest sytuacja w elektroenergetyce. Prognozy zaprezentowane w najnowszym (wrzesień 2020 r.) projekcie PEP2040 wskazują na ok. 56 proc. udział WKE w wytwarzaniu energii elektrycznej do roku 2030.

Pomimo wspomnianej wcześniej presji cenowej w horyzoncie najbliższych 5 lat, w horyzoncie długoterminowym należy spodziewać się spadku cen WKE w Polsce z uwagi m.in. na spadek jego zużycia w elektroenergetyce powodowany wymogami polityki energetyczno-klimatycznej UE.

RYS. 29 **PROGNOZOWANE CENY WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE [PLN/GJ]**

Źródło: opracowanie własne

Mając powyższe na uwadze oraz przyjmując dodatkowe założenie, że do wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej wykorzystuje się między 0,38 do 0,56 tony WKE²⁶⁷, łączny szacowany spadek zapotrzebowania na WKE w elektroenergetyce w okresie 2030-2040 oszacować można na ok. 6,6 do 9,7 mln ton, przy założeniu spadku produkcji energii elektrycznej z poziomu 63,1 TWh w roku 2030 do 45,7 TWh w roku 2040. Spadek ten może być jednak większy, z uwagi na możliwe dalsze zaostrzenie polityki energetyczno-klimatycznej UE, a także relacje cen WKE, GZW oraz ceny uprawnień do emisji CO₂, łącznie przekładające się na wyższą konkurencyjność kosztową wytwarzania energii elektrycznej z GZW względem WKE. Efektem może być jeszcze głębszy spadek popytu na WKE.

W kontekst prognozowanej powyżej struktury wytwarzania energii elektrycznej wpisują się prognozowane przez PEP2040 trwałe odstawienia mocy wytwórczych opartych o WKE oraz WB, wskazujące na znaczące wyłączenia dopiero po 2030 r. oraz wyniki prowadzonych w ostatnich latach aukcji w ramach tzw. rynku mocy, które wskazują na utrzymanie w najbliższych latach funkcjonowania jednostek opalanych WKE²⁶⁸.

Prognozowane ceny WKE przyjęte w procesie modelowania prezentuje Rysunek 29.

267 Obliczenia zakresowe dla wartości brutto wytwarzania między 36 proc. a 45 proc. oraz wartości opalowej WKE między 18 a 21 MJ/t

268 Instytut Jagielloński, *Paliwa i motory wzrostu gospodarczego. Wpływ cen surowców i produkcji energii na Polskę, 2020 r.*

Węgiel brunatny

Węgiel brunatny, obok węgla kamiennego, stanowi istotny składnik mieszków paliwowych wielu państw. Polska znajduje się w światowej czołówce produkcji i konsumpcji tego paliwa.

Niemcy są światowym liderem w wydobyciu i konsumpcji węgla brunatnego. Na drugim miejscu znajdują się Chiny. Polska odpowiada za około 6 proc. (Euracoal) globalnego wolumenu produkcji węgla brunatnego.

Węgiel brunatny cechuje się mało zwartą strukturą oraz dużą zawartością wody, co skutkuje nieopłacalnością transportu tego paliwa na większe odległości. Elektrownie opalane węglem brunatnym znajdują się w pobliżu kopalń, co dobrze widać na przykładzie polskich kompleksów (Elektrownia Bełchatów wraz z kopalnią Bełchatów). W konsekwencji nie istnieje światowy obrót węglem brunatnym, jaki istnieje w przypadku innych paliw. Cena węgla brunatnego zależy więc w praktyce tylko od kosztów wydobycia i utrzymania kopalń.

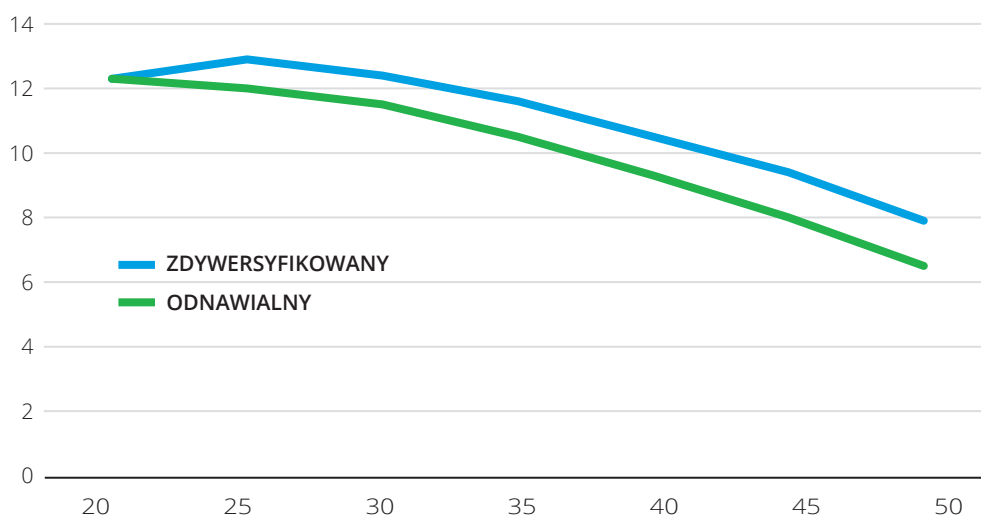
Jak wcześniej wspomniano, przez właściwości fizyczne węgla brunatnego nie istnieje jego światowy rynek. Z tego powodu krajowa produkcja jest silnie skorelowana z konsumpcją tego paliwa. Średni poziom zużycia WB w Polsce w ostatnich latach to ok. 60 mln Mg.

Produkcja energii elektrycznej w Polsce w ok. 26 proc. opiera się o WB. Unijna polityka energetyczno-klimatyczna zakłada redukcję emisji CO₂ w długim horyzoncie. Węgiel brunatny w porównaniu do innych wiodących paliw kopalnych używanych w energetyce cechuje się największą emisją jednostkową w odniesieniu do wytworzonej energii elektrycznej. Spowodowane jest to głównie o wiele niższą kalorycznością paliwa (około 8 MJ/kg [KOBiZE]). Koszt emisji ze źródeł opalanych WKE i WB, a także źródeł gazowych (CCGT i OCGT), gdzie źródła opalane WB ponoszą najwyższy koszt emisji, z uwagi na emisyjność jednostkową. Powyższe prowadzi do odchodzenia od mocy opalanych WB w horyzoncie lat 2030 i 2040.

W projekcie PEP2040 nie przewiduje się nowych inwestycji w elektrownie opalane węglem brunatnym (poza inwestycją w blok 460 MW w Elektrowni Turów)²⁶⁹.

Prognozowane ceny węgla brunatnego przyjęte w procesie modelowania prezentuje Rysunek 30.

269 Instytut Jagielloński, *Paliwa i motory wzrostu gospodarczego. Wpływ cen surowców i produkcji energii na Polskę, 2020.*

RYS. 30 **PROGNOZOWANE CENY WĘGLA BRUNATNEGO W POLSCE [PLN/GJ]**

Źródło: opracowanie własne

Gaz ziemny

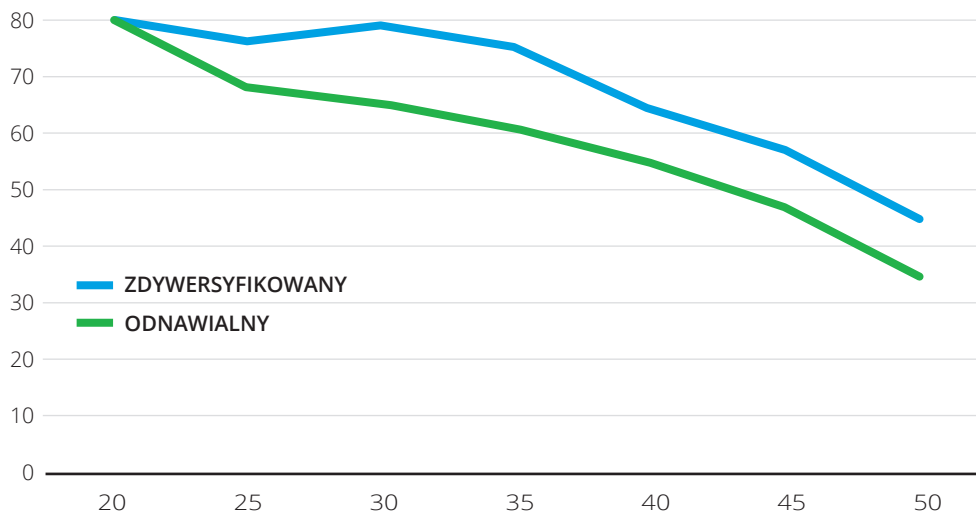
Sektor gazu ziemnego w ostatnich latach rozwija się dynamicznie. Od niemal 30 lat krajowe zapotrzebowanie na błękitne paliwo rośnie z roku na rok. Około 4 mld m³ gazu ziemnego jest wydobywane w kraju. Krajowe kopalnie znajdują się głównie na Podkarpaciu (gaz wysokometanowy) oraz w Wielkopolsce, gdzie pozyskuje się gaz zaazotowany.

Głównym czynnikiem wpływającym na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce jest rosnąca rola tego paliwa w ciepłownictwie i energetyce zawodowej. Od kilku lat funkcjonują bloki gazowo-parowe, wytwarzające w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło we Włocławku oraz w Płocku. W budowie są jednostki na warszawskim Żeraniu oraz w Stalowej Woli. Zwiększa się także obecność błękitnego paliwa w ciepłownictwie, gdzie staje się on jedną z alternatyw od węgla. Rządowe opracowania nakreślające strategiczne kierunki rozwoju polskiej energetyki zauważają zalety gazu, zwłaszcza w kontekście polityki unijnej nakierowanej na niskoemisyjność.

Powyższe może powodować zwiększone zapotrzebowanie zarówno na bloki gazowe (CCGT i OCGT) jak i sam surowiec, który jest mniej emisyjny niż WKE, a ponadto jest technologią przystępną cenowo z punktu widzenia nakładów inwestycyjnych oraz kosztów wytwarzania przy spadających cenach gazu oraz rosnących cenach uprawnień do emisji CO₂. Niskie ceny gazu oraz presja cen kontraktów emisyjnych na europejskim rynku handlu pozwoleniami do emisji wpływają na zadowalający koszt krańcowy w porównaniu do innych technologii. Z powyższych przyczyn błękitne paliwo może być paliwem przejściowym pomiędzy energetyką konwencjonalną, a energetyką niskoemisyjną

Niskie ceny gazu na rynkach światowych pozytywnie wpływają na konkurencyjność GZW w porównaniu do innych paliw. Przyczyną spadku cen jest między innymi rewolucja łupkowa w USA. Ponadto, nastąpiła dywersyfikacja w technologii transportu gazu ziemnego. Skroplony gaz ziemny (LNG) pozwolił krajom, którym położenie geograficzne nie pozwalało na sprzedaż gazu ziemnego za pomocą gazociągów na wkroczenie

RYS. 31 **PROGNOZOWANE CENY GAZU ZIEMNEGO W POLSCE**
[PLN/MWH]



Źródło: opracowanie własne

na nowe obszary, zwiększając tym samym konkurencję na rynkach światowych, co z kolei przełożyło się na zauważalne obniżenie cen gazu na rynkach europejskich, gdzie cena błękitnego paliwa była na przestrzeni lat wysoka, ze względu na wysoki popyt i niską produkcję.

Beneficjentem postępu technologicznego była także Polska. Dostawy z Kataru nie byłyby możliwe bez otwartego w 2016 r. gazoportu w Świnoujściu. Planowane są również nowe inwestycje w infrastrukturę, z których wymienić należy:

- Rozbudowę gazoportu w Świnoujściu do 7,5 mld m³ zdolności regazyfikacyjnej rocznie;
- Zakotwiczenie FSRU (terminala pływającego) w Gdańsku;
- Gazociąg BalticPipe: połączenie z Danią, a w konsekwencji z Szelfem Norweskim o przepustowości 10 mld m³ rocznie;
- Rozbudowę połączeń transgranicznych między innymi z Litwą i Słowacją.

Warto zwrócić uwagę na silne powiązania między rynkiem gazu prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii a niemieckim Gaspoolem. Potwierdza to tezę, że polski rynek gazu ziemnego dużo bardziej niż w przypadku węgla kamiennego zależy od rynków światowych. W przypadku gazu, Polska jest biorcą ceny, ponieważ stanowi zaledwie 0,5 proc. światowej konsumpcji²⁷⁰.

Prognozowane ceny gazu ziemnego przyjęte w procesie modelowania prezentuje Rysunek 31.

270 Instytut Jagielloński, *Paliwa i motory wzrostu gospodarczego. Wpływ cen surowców i produkcji energii na Polskę, 2020 r.*

Uprawnienia do emisji CO₂

Uprawnienia do emisji CO₂ są głównym czynnikiem cenotwórczym wpływającym na poziom cen energii w Polsce. Z tego względu została wykonana projekcja ścieżki cenowej do roku 2050, której wyniki zostały uwzględnione w modelowaniu miksów: zdywersyfikowanego i odnawialnego.

Główne determinanty wpływające na poziom cen uprawnień do roku 2040 to:

A) Cel redukcji emisji CO₂

Obecny cel dotyczy 2030 r., do tego czasu w krajach członkowskich UE należy obniżyć emisje CO₂ o co najmniej 40 proc. w stosunku do poziomu z 1990 r.

System EU ETS zależy przede wszystkim od celu redukcji emisji, CO₂ który determinuje „ustawienia” systemu EU ETS, w tym przede wszystkim ilość uprawnień na rynku poprzez m.in. liniowy współczynnik redukcji (LRF), podział procentowy na pule aukcyjne i darmowe, mechanizm przyznawania uprawnień, mechanizmy kompensacyjne np. dla sektora energetycznego. Obecna wersja dyrektywy EU ETS określa sposób funkcjonowania w IV okresie rozliczeniowym tj. 2021-2030.

Podniesienie celu na rok 2030, prawdopodobnie do 55 proc. (z 40 proc.), pociągnie za sobą konieczność rewizji dyrektywy EU ETS tak by zmniejszyć ilość uprawnień na rynku.

Z obecnych analiz warto przywołać materiał opublikowany w marcu br. przez KOBIZE, prognozujący ceny EUA:

- w przypadku podniesienia celu do 50 proc.: ceny wzrosną do 34 EUR/EUA w 2025 r. i 52 EUR/EUA w 2030 r.,
- zaś w przypadku wzrostu celu do 55 proc.: ceny wzrosną do 41 EUR/EUA w 2025 r. i 76 euro/EUA w 2030 r.²⁷¹

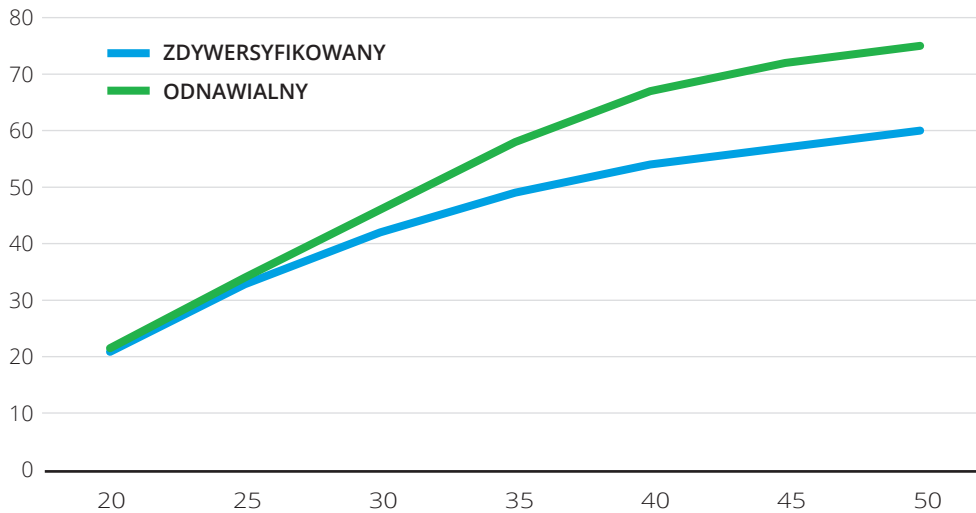
• Rezerwa Stabilności Rynekowej (Market Stability Reserve, MSR)

Rezerwa stabilizacji rynku (MSR) rozpoczęła funkcjonowanie na początku 2019 r. Jest to jeden z głównych mechanizmów, który zreformował system ETS. Celem jest stopniowa likwidacja nadwyżki uprawnień na rynku, oszacowanej przez Komisję Europejską w maju 2018 r. na poziomie ok. 1.655 mln. Na tej podstawie corocznie określona jest ich ilość, którą MSR może zdjąć z rynku.

• Rewizja dyrektywy EU ETS

Zwiększenie celu na rok 2030 spowoduje konieczność rewizji dyrektywy EU ETS. Decyzja o celu najprawdopodobniej zapadnie w okresie 2020-2022 r.

271 KOBIZE, *Zmiana celów redukcyjnych i cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”*, dostęp: <https://www.kobize.pl/pl/article/life-climate-cake-pl-aktualnosc/id/1642/zmiana-celow-redukcyjnych-i-cen-uprawnien-do-emisji-wynikajaca-z-komunikatu-seuropejski-zielony-lad>

RYS. 32 **PROGNOZOWANE CENY UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO₂** [EUR/MG]

Źródło: opracowanie własne

• Prawo klimatyczne (tzw. Climate Law) – kolejne cele po 2030 r.

Propozycja prawa klimatycznego zakłada konieczność ustalania kolejnych celów redukcji CO₂ po 2030 r., co 5 lat, do 2050, kiedy ma być osiągnięta neutralność klimatyczna w UE.

• Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

Graniczny podatek węglowy ma nakładać opłaty na towary produkowane poza państwami objętymi systemem EU ETS. Jedną z bardzo prawdopodobnych konsekwencji będzie likwidacja bądź duże ograniczenie funkcjonowania darmowych uprawnień do emisji w systemie EU ETS przyznawanych przemysłowi, który będzie objęty CBAM. Zgodnie z informacjami z lipca br. wśród pierwszych gałęzi przemysłu, które obejmie CBAM będzie przemysł stalowy i cementowy.

Prognozy dot. cen uprawnień do emisji EU ETS do 2050 r.

Ww. tendencje oraz główne determinanty wpływające na poziom cen EU ETS pozwalają prognozować, iż w horyzoncie lat 2025-2050 presja na wzrost cen utrzyma się.

Prognozowane ceny uprawnień do emisji CO₂ przyjęte w procesie modelowania prezentuje Rysunek 32.

4.2. Metodyka modelowania

Modelowanie scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego wykonano w horyzoncie roku 2050 w cenach realnych roku 2020.

Celem modelowania była optymalizacja struktury wytwarzania energii elektrycznej oraz mocy zainstalowanych wytwórczych z uwzględnieniem następujących zmiennych i ograniczeń:

- Trajektorii emisji wyznaczonych jak w sekcji 4.1.2,
- Potencjału budowy mocy wytwórczych (*buildlimits*), wyznaczonych jak w sekcji 4.1.3,
- Dostępności paliwa gazowego dla elektroenergetyki w Polsce, wyznaczonego jak w sekcji 4.1.4,
- Parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wytwórczych, wyznaczonych jak w sekcji 4.1.5,
- Cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, wyznaczonych jak w sekcji 4.1.7.

Kryterium optymalizacji była minimalizacja łącznego kosztu operacyjno-inwestycyjnego systemu elektroenergetycznego. Komponentami kosztu były:

- koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej (paliwo, emisje, VOM),
- koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej (FOM, w tym amortyzacja),
- nakłady inwestycyjne związanych z budową mocy wytwórczych.

Wynikami optymalizacji modelu jest zoptymalizowany plan ekspansji mocy wytwórczych, pozwalających pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną w ujęciu rocznym. Optymalizację wykonano w autorskim modelu typu CEM (ang. *Capacity expansion model*), wykorzystującym mechanizm programowania liniowego w solverze COIN-OR CBC. Modele typu CEM wykorzystywane są do wspierania decyzji inwestycyjnych związanych z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego na przestrzeni zadanego horyzontu planistycznego²⁷² i zasadniczo różnią się od modeli operacyjnych (ang. *dispatch models*) symulujących pracę systemu elektroenergetycznego sekwencyjnie (interwał po interwale) w oparciu o krótkoterminowe koszty krańcowe oraz mechanizm *merit order*. Z uwagi na uwzględnienie pełnych kosztów wytwarzania oraz uwzględnienie kwestii nakładów inwestycyjnych w procesie optymalizacji, jak również z uwagi na sposób optymalizacji (równoczesna optymalizacja na przestrzeni całego horyzontu modelowania), modele typu CEM są bardziej adekwatnym narzędziem do planowania ekspansji systemu elektroenergetycznego.

272 Modele typu CEM wykorzystywane są w planowaniu ekspansji mocy wytwórczych w Australii, USA, czy Niemczech.

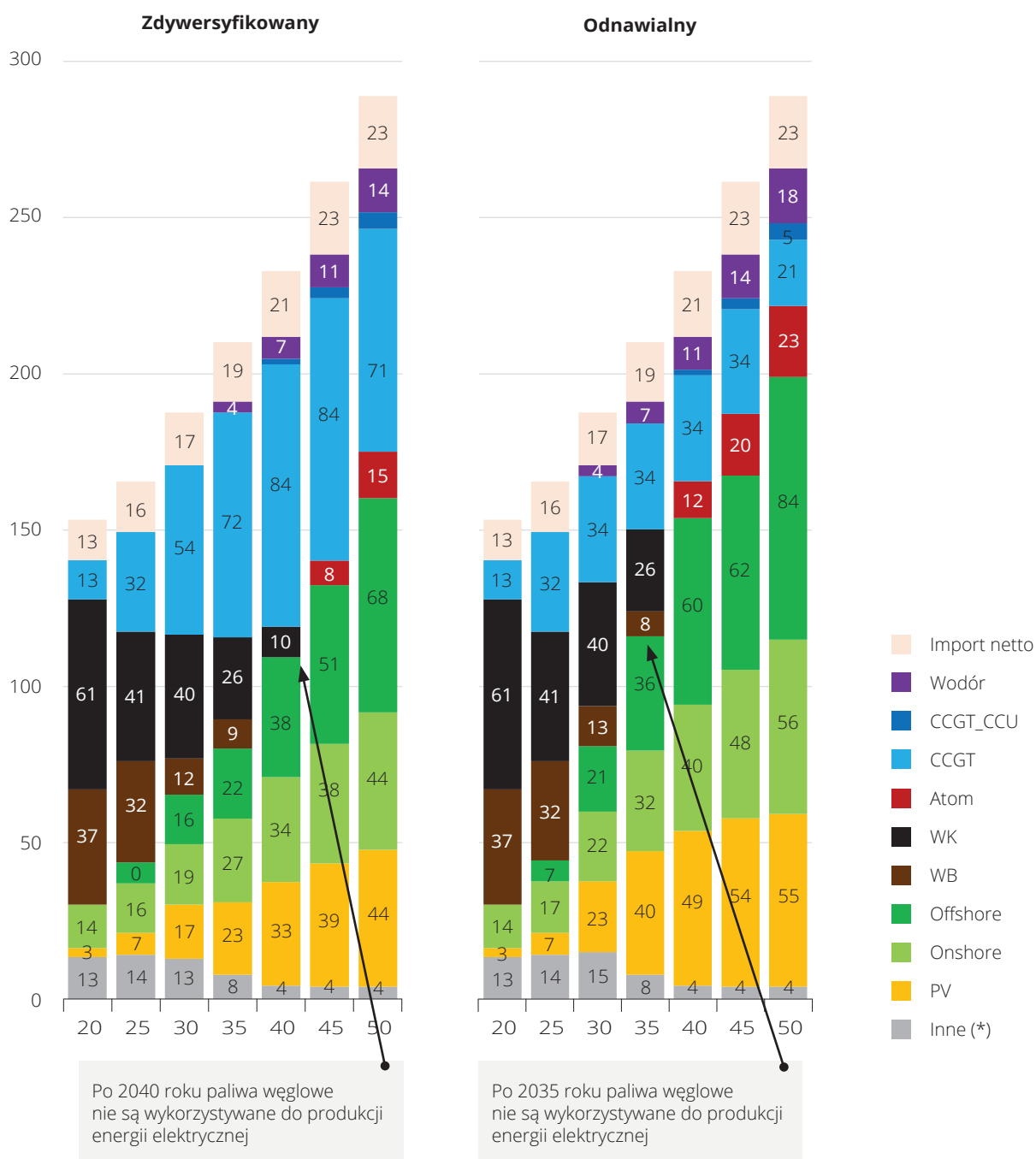
4.3. Wyniki modelowania

Poniższy rozdział prezentuje oraz omawia wyniki modelowania struktury sektora elektroenergetycznego w Polsce do 2050 r. dla scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego. Porównanie wyników modelowania obydwu scenariuszy z wynikami PEP2040 w horyzoncie roku 2040 przedstawione zostało w sekcji 4.4.

Modelowane pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w scenariuszu Zdywersyfikowanym oraz Odnawialnym do 2050 r. prezentuje Rysunek 33.

W przypadku scenariusza Zdywersyfikowanego można zaobserwować następujące zjawiska:

- udział źródeł opalanych węglem brunatnym spada z ok. 24 proc. w 2020 r. do zera po roku 2035, udział źródeł opalanych węglem kamiennym spada z ok. 40 proc. w 2020 r. do zera po roku 2040,
- wytwarzanie z paliw węglowych na przestrzeni okresu modelowania zastępowane jest głównie przez opalane gazem ziemnym źródła CCGT (ok. 30-35 proc. w latach 2030-2045, oraz ok. 25 proc. udziału w 2050 r.),
- uzupełnieniem miksu są:
 - › źródła offshore, onshore i PV (odpowiednio 24 proc. i po 15 proc. w roku 2050),
 - › energetyka jądrowa (5 proc. w roku 2050),
 - › źródła wykorzystujące wodór (5 proc. w roku 2050),
 - › źródła CCGT_CCU (2 proc. w roku 2050),
 - › import energii elektrycznej z zagranicy (8 proc. w roku 2050),
- udział źródeł odnawialnych (offshore, onshore, PV, biomasy i biogazu oraz źródeł wykorzystujących energię wody innych niż źródła szczytowo-pompowe) wynosi 33 proc. w roku 2030 oraz 55 proc. w roku 2050.

RYS. 33 **POKRYCIE ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W POLSCE W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH [TWH]**

Uwaga:
Pozycja „WK” obejmuje łącznie elektrownie oraz elektrociepłownie na węgiel kamienny.

Pozycja „Inne (*)”
obejmuje źródła biomasowe, biogazowe, wykorzystujące energię wody oraz EC wielopaliwowe

Źródło: opracowanie własne

RYS. 34 **STRUKTURA POKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W POLSCE W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH**

Technologia	20	25	30	35	40	45	50
Inne(*)	9%	9%	7%	4%	2%	2%	1%
PV	2%	4%	9%	11%	14%	15%	15%
Onshore	9%	10%	10%	13%	14%	15%	15%
Offshore		4%	8%	11%	16%	19%	24%
WB	24%	20%	6%	4%			
WK	40%	25%	21%	12%	4%		
Atom						3%	5%
CCGT	8%	19%	29%	34%	36%	32%	25%
CCGT_CCU					1%	1%	2%
Wodór				2%	3%	4%	5%
Import netto	8%	10%	9%	9%	9%	9%	8%
RAZEM	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Technologia	20	25	30	35	40	45	50
Inne(*)	9%	9%	8%	4%	2%	2%	1%
PV	2%	4%	12%	19%	21%	21%	19%
Onshore	9%	10%	12%	15%	17%	18%	19%
Offshore		4%	11%	17%	26%	24%	29%
WB	24%	19%	7%	4%			
WK	40%	25%	21%	12%			
Atom					5%	8%	8%
CCGT	8%	19%	18%	16%	15%	13%	7%
CCGT_CCU					1%	1%	2%
Wodór			2%	3%	5%	5%	6%
Import netto	8%	10%	9%	9%	9%	9%	8%
RAZEM	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

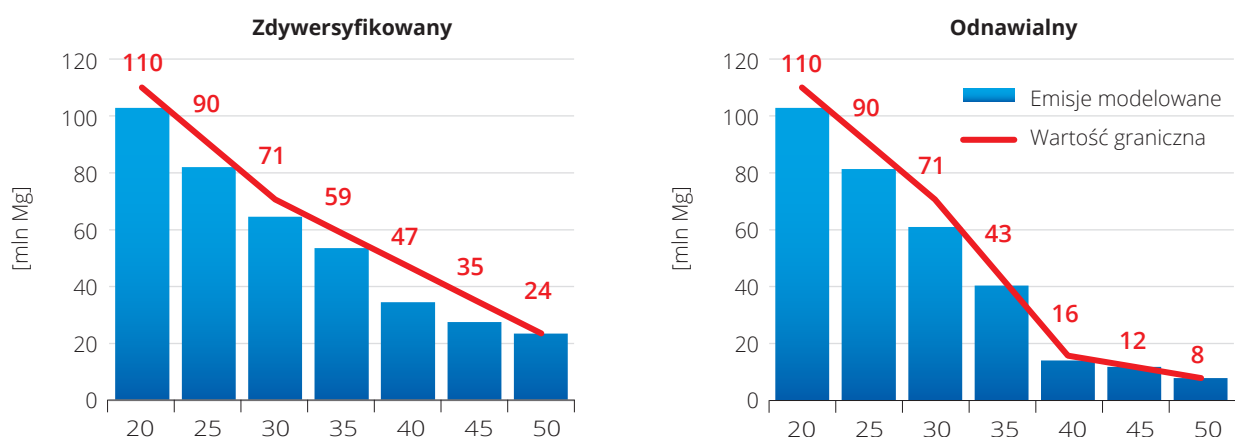
Uwaga: Pozycja „Inne (*)” obejmuje źródła biomasowe, biogazowe, wykorzystujące energię wody oraz EC wielopaliwowe

Źródło: opracowanie własne

W przypadku scenariusza Odnawialnego można zaobserwować następujące zjawiska:

- udział źródeł opalanych węglem brunatnym oraz węglem kamiennym spada odpowiednio z ok. 24 proc. i 40 proc. w 2020 r. do zera po roku 2035,
- wytwarzanie z paliw węglowych w początkowych latach modelowania (do roku 2030) zastępowane jest głównie przez opalane gazem ziemnym źródła CCGT, natomiast od roku 2035 dominują źródła odnawialne (offshore, PV i onshore),
- udział źródeł gazowych CCGT w roku 2050 stanowi 7 proc.,
- udział źródeł offshore, PV i onshore w roku 2050 stanowi odpowiednio 29 oraz po 19 proc.,
- uzupełnieniem mixu są:
 - › energetyka jądrowa (8 proc. w roku 2050),
 - › źródła wykorzystujące wodór (6 proc. w roku 2050),
 - › źródła CCGT_CCU (2 proc. w roku 2050),
 - › import energii elektrycznej z zagranicy (8 proc. w roku 2050).
- Udział źródeł odnawialnych (offshore, onshore, PV, biomasy i biogazu oraz źródeł wykorzystujących energię wody innych niż źródła szczytowo-pompowe) wynosi 41 proc. w roku 2030 oraz 69 proc. w roku 2050.

Strukturę pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w scenariuszu Zdywersyfikowanym oraz Odnawialnym do 2050 r. prezentuje Rysunek 34.

RYS. 35 EMISJA CO₂ Z SEKTORA ELEKTROENERGETYKI W POLSCE W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH

Źródło: opracowanie własne

Obserwowane na Rysunku 33 oraz Rysunku 34 zmiany sposobu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce oraz udziału poszczególnych źródeł / technologii w latach 2020-2050 są przede wszystkim pochodną zamierzeń i celów polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. Głównym czynnikiem wpływającym na kształt modelowanych miksów energetycznych w ramach scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego była ścieżka redukcji emisji CO₂ dla polskiej elektroenergetyki.

Modelowane wolumeny emisji CO₂ dla scenariusza Zdywersyfikowanego oraz Odnawialnego prezentuje Rysunek 35. W obydwu przypadkach, emisje będące pochodną modelowanej struktury pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną spełniają cele polityki energetyczno-klimatycznej, stanowiąc podstawę konstrukcji ścieżek wartości granicznych.

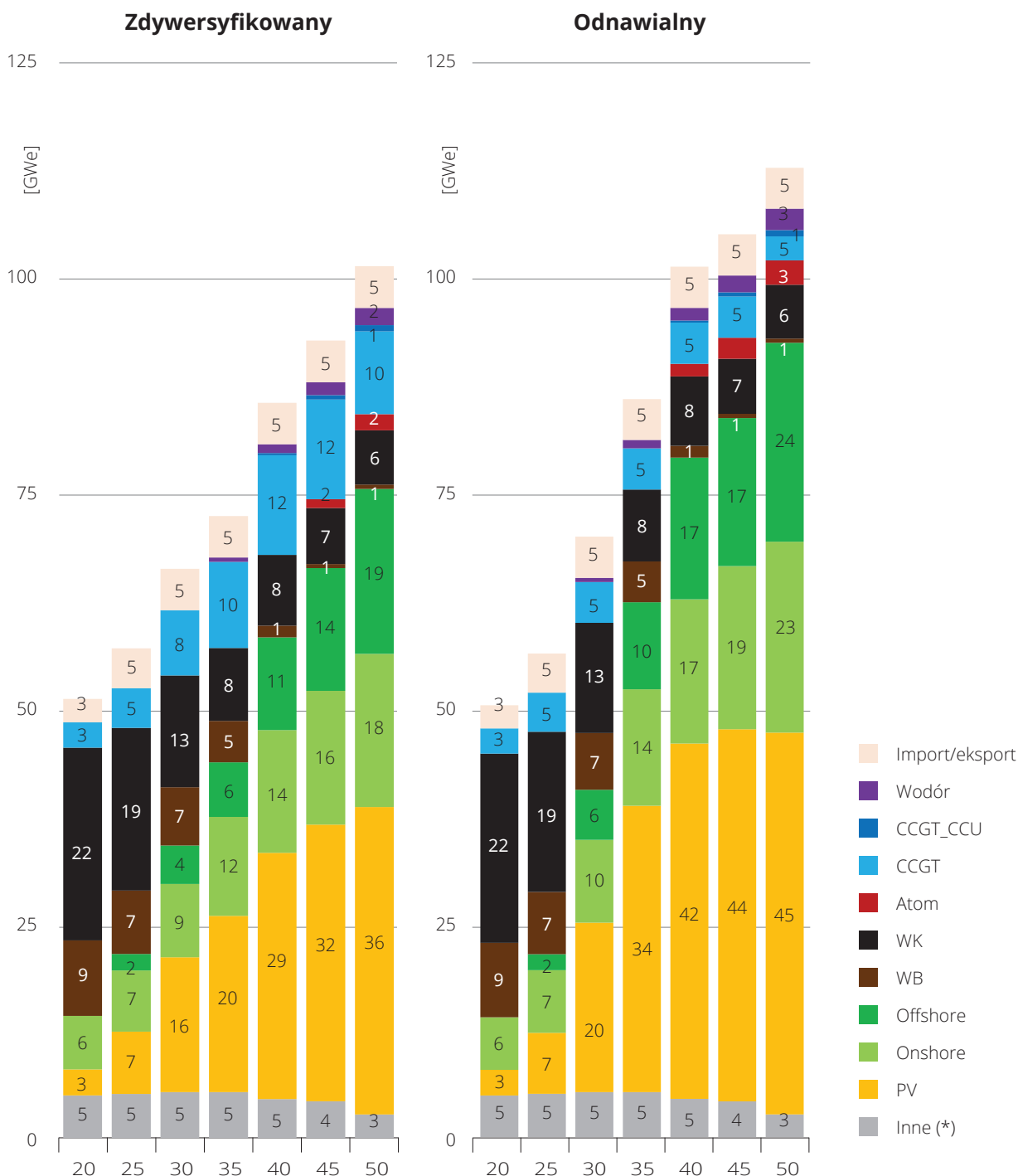
W obydwu modelowanych scenariuszach, dążenie przez Polskę do wypełnienia celów polityki energetyczno-klimatycznej UE w zakresie redukcji emisji wpływa na zakończenie produkcji energii elektrycznej w źródłach węglowych na przestrzeni lat 2035-2040 (por. wcześniej). Należy wskazać, że zakończenie produkcji w źródłach węglowych nie jest efektem odstawienia mocy z uwagi na wiek lub stan techniczny (określone moce węglowe²⁷³ nadal fizycznie istnieją po okresie 2035-2040), a decyzja modelu o niewykorzystaniu istniejących źródeł węglowych jest pochodną modelowanych limitów emisji, jak również cen uprawnień do emisji CO₂.²⁷⁴

Limity emisji oraz ceny uprawnień do emisji CO₂, w powiązaniu z przyjętymi założeniami techniczno-ekonomicznymi (sprawności, współczynniki wykorzystania mocy, jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty paliw, itp.) są bezpośrednimi determinantami modelowanego rozwoju mocy zainstalowanej w KSE, pozwalającego na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, przy kryterium minimalizacji łącznego kosztu operacyjno-inwestycyjnego, z dochowaniem ograniczenia w postaci trajektorii redukcji wolumenów emisji CO₂ z elektroenergetyki. Modelowany rozwój mocy zainstalowanej KSE prezentuje Rysunek 36.

273 Dotyczy najnowszych mocy JWCD (Opole 1 800 MW, Jaworzno 910 MW, Koźnice 1 075 MW) oraz ok. 2 500 MW elektrociepłowni węglowych.

274 Ceny uprawnień do emisji CO₂ bezpośrednio wpływają na koszty wytwarzania, a tym samym relatywną ekonomikę źródeł węglowych (najbardziej emisyjnych) względem innych technologii.

RYS. 36 STRUKTURA MOCY WYTWÓRCZYCH ORAZ IMPORTOWYCH W POLSCE W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH [GWe]

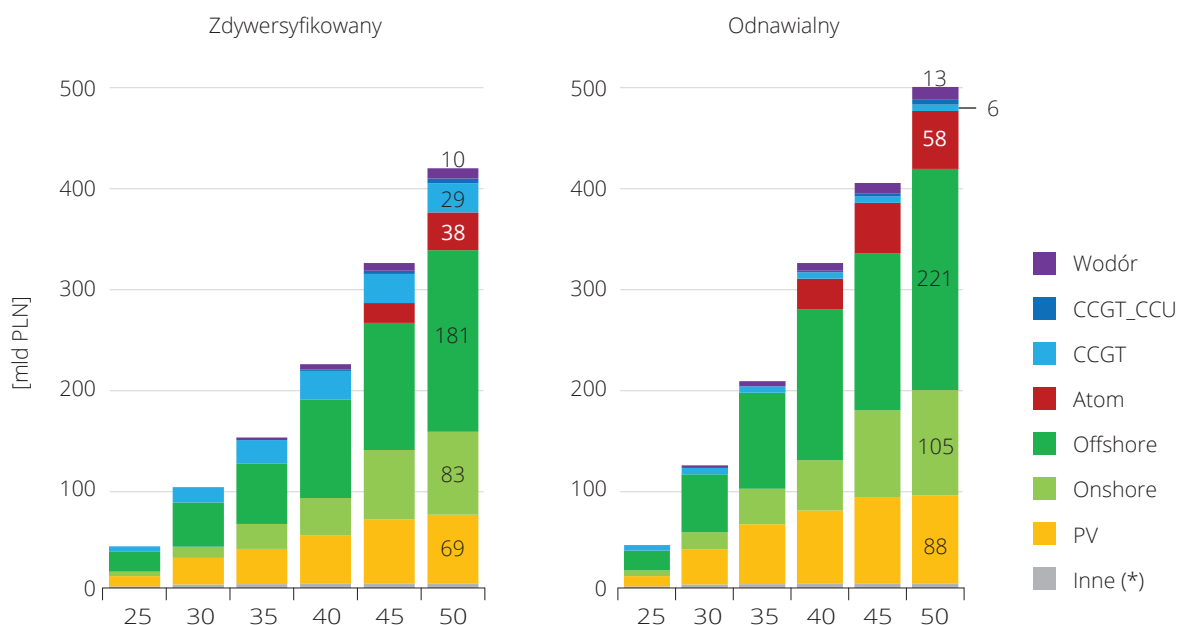


Uwaga: Pozycja „Inne (*)” obejmuje źródła biomasowe, biogazowe, wykorzystujące energię wody oraz EC wielopaliwowe.

Rozwój mocy uwzględnia zarówno nowe moce, jak i wyłączenia mocy istniejących (węglowych, gazowych, wiatrowych) z uwagi na wiek, stan techniczny oraz ekonomikę.

Źródło: opracowanie własne

RYS. 37 **SKUMULOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE ZWIĄZANE Z BUDOWĄ NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH**



Uwaga:

Pozycja „Inne (*)” obejmuje źródła biomasowe, biogazowe, wykorzystujące energię wody oraz EC wielopaliwowe

Źródło: opracowanie własne

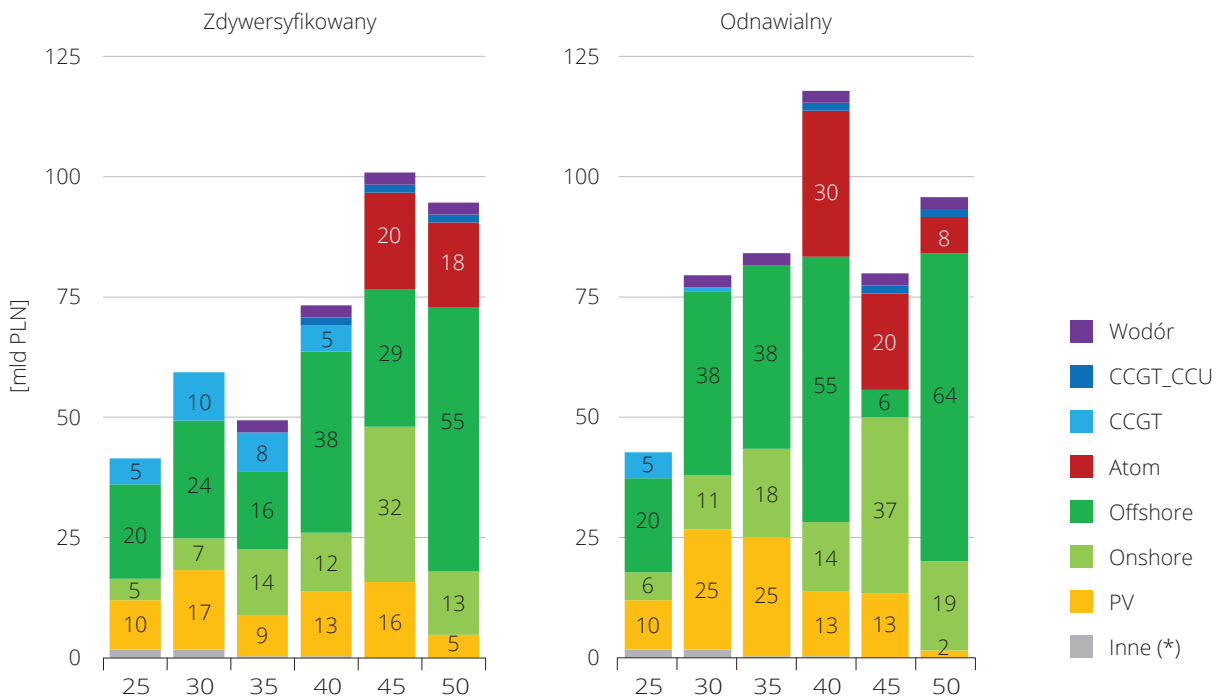
W przypadku scenariusza Zdywersyfikowanego (cechującego się bardziej swobodną trajektorią redukcji emisji CO₂) ilość mocy gazowych CCGT jest większa niż w przypadku scenariusza Odnawialnego, gdzie z uwagi na wymogi redukcji emisji, dominującymi źródłami stają się źródła bezemisyjne (atom, offshore, onshore, PV).

Szacowane nakłady inwestycyjne na rozwój mocy zainstalowanej w KSE to ok. 419 mld PLN do roku 2050 w scenariuszu Zdywersyfikowanym oraz ok. 500 mld w scenariuszu Odnawialnym. Skumulowane nakłady inwestycyjne prezentuje Rysunek 37.

W przypadku scenariusza Zdywersyfikowanego, łączne szacowane nakłady na energetykę gazową to ok. 29 mld PLN (w porównaniu do ok. 6 mld PLN w scenariuszu Odnawialnym).

W scenariuszu Odnawialnym – w celu spełnienia bardziej rygorystycznych celów redukcji emisji CO₂ – występuje konieczność poniesienia wyższych nakładów na rozwój źródeł bezemisyjnych (łącznie ok. 472 mld PLN dla atomu, offshore, onshore i PV) niż w scenariuszu Zdywersyfikowanym (łącznie ok. 371 mld PLN dla ww. typów źródeł).

RYS. 38 **ROCZNE NAKŁADY INWESTYCYJNE ZWIĄZANE Z BUDOWĄ NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH**

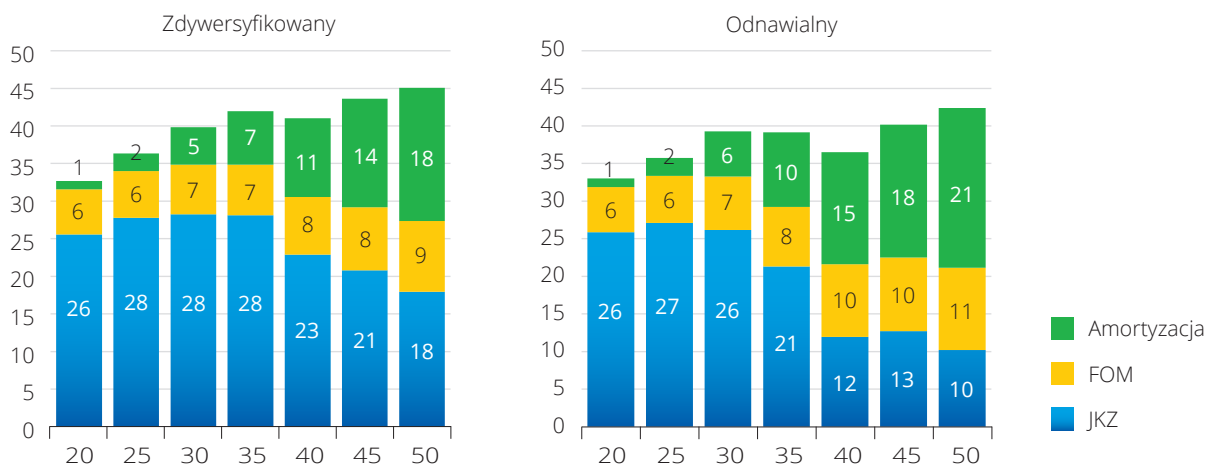


Uwaga:

Pozycja „Inne (*)” obejmuje źródła biomasowe, biogazowe, wykorzystujące energię wody oraz EC wielopaliwowe

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 38 prezentuje nakłady inwestycyjne w ujęciu rocznym. Najwyższy poziom nakładów (ok. 118 mld PLN) występuje w roku 2040 w scenariuszu Odnawialnym, co wiąże się z koniecznością budowy ok. 7 GW mocy offshore w tym roku, jak również ok. 2 GW mocy atomowych w celu spełnienia zaostrożonych od roku 2040 kryteriów redukcji emisji CO₂ w tym scenariuszu. W przypadku scenariusza Zdywersyfikowanego najwyższy poziom nakładów inwestycyjnych to ok. 101 mld PLN, ponoszonych w roku 2045.

RYS. 39 **ROCZNE ŁĄCZNE KOSZTY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH [MLD PLN/ROK]**

Źródło: opracowanie własne

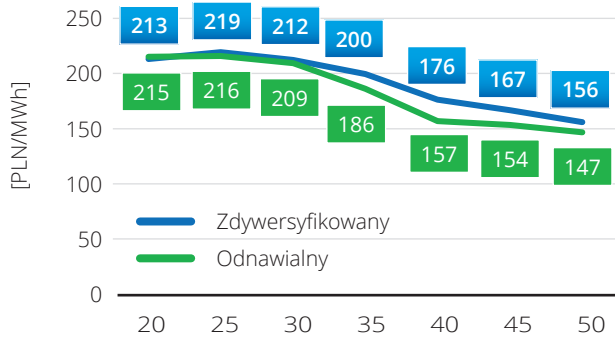
Rysunek 39 prezentuje modelowane łączne koszty wytwarzania energii elektrycznej (zmienne oraz stałe, w tym amortyzację) w scenariuszu Zdywersyfikowanym i Odnawialnym.

Scenariusz Zdywersyfikowany cechuje się większym udziałem kosztów zmiennych (zwłaszcza kosztów paliwa), co wynika z większego udziału źródeł ciepłych (początkowo węglowych, a docelowo gazowych) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. Niższe koszty zmienne w scenariuszu Odnawialnym są efektem docelowo większego udziału źródeł odnawialnych (brak kosztu paliwa) oraz jądrowych (jednostkowy koszt paliwa jądrowego jest niższy niż paliwa gazowego).

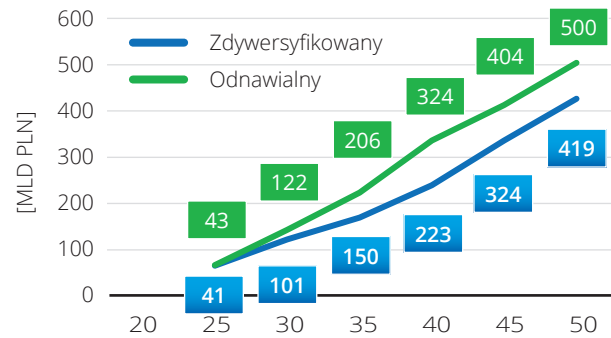
Większy udział źródeł gazowych w scenariuszu Zdywersyfikowanym skutkuje jednakże mniejszym udziałem amortyzacji oraz pozostałych kosztów stałych niż w scenariuszu Odnawialnym. Powyższe wynika przede wszystkim z niższych jednostkowych nakładów inwestycyjnych na źródła gazowe w porównaniu ze źródłami wiatrowymi lub jądrowymi (których udział w wytwarzaniu energii elektrycznej jest docelowo większy w scenariuszu Odnawialnym niż Zdywersyfikowanym).

RYS. 40 **JEDNOSTKOWE ŁĄCZNE KOSZTY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ SKUMULOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH**

JEDNOSTKOWE ŁĄCZNE KOSZTY WYTWARZANIA*



SKUMULOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE



*UWAGA: Zaprezentowano jednostkowy, uśredniony łączny koszt wytwarzania energii elektrycznej, zawierający w sobie koszty zmienne oraz stałe (por. wcześniej). **Nie jest to prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym**, które z natury rzeczy zawierają w sobie element narzutu ponad koszt wytwarzania ustalanego w wyniku gry rynkowej i mogą w sposób istotny różnić się od kosztu wytwarzania.

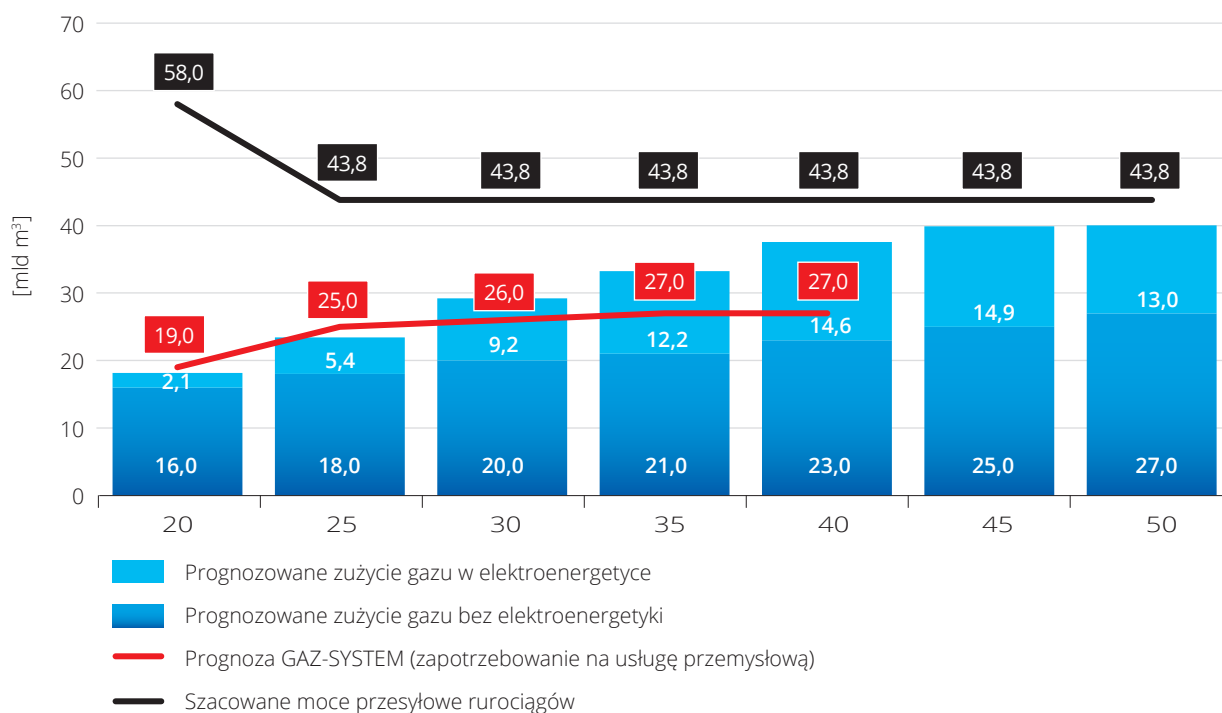
Źródło: opracowanie własne

Rysunek 40 prezentuje modelowane jednostkowe łączne koszty wytwarzania energii elektrycznej²⁷⁵ w scenariuszu Zdywersyfikowanym i Odnawialnym w porównaniu ze skumulowanymi nakładami inwestycyjnymi. W dłuższym horyzoncie, scenariusz Odnawialny charakteryzuje się niższym jednostkowym kosztem wytwarzania²⁷⁶ (średnio o ok. 6 proc.), co jednakże osiągnięte jest wyższym poziomem nakładów inwestycyjnych ponoszonych na budowę tego mixu (średnio o 25 proc. na przestrzeni okresu modelowania).

275 Prezentowane wartości obrazują jednostkowy, uśredniony łączny koszt wytwarzania energii elektrycznej, zawierający w sobie koszty zmienne oraz stałe (por. wcześniej), natomiast nie są prognozą cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, które z natury rzeczy zawierają w sobie element narzutu ponad koszt wytwarzania ustalany w wyniku gry rynkowej i mogą w sposób istotny różnić się od kosztu wytwarzania.

276 Co jest w pewnym stopniu efektem wysokiego udziału źródeł OZE o zerowym koszcie paliwa (wiatr, PV).

RYS. 41 **MODELOWANE ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO W ELEKTROENERGETYCE**
JAKO DODATKOWY ELEMENT ZAPOTRZEBOWANIA NA USŁUGĘ PRZESYŁOWĄ
GAZ-SYSTEM W POLSCE



Źródło: opracowanie własne, dane GAZ-System

Rysunek 41 prezentuje prognozowane zużycie gazu ziemnego w elektroenergetyce wraz z prognozą zużycia w pozostałych obszarach gospodarki (włącznie z gospodarstwami domowymi) dla scenariusza Zdywersyfikowanego, w porównaniu z prognozą Gaz-System w zakresie zapotrzebowania na usługę przesyłową oraz oszacowanymi wcześniej dostępnymi mocami przesyłowymi gazociągów przesyłowych.

Wyniki modelowania dla scenariusza Zdywersyfikowanego wskazują, iż zużycie gazu ziemnego w Polsce w przypadku rozwoju mocy gazowych według tego scenariusza może istotnie przekroczyć aktualne prognozy Gaz-System.

Rysunek 42 oraz Rysunek 43 (na następnych stronach) prezentują poglądowe szacunki mocy magazynów energii elektrycznej oraz mocy OCGT koniecznych do zbilansowania systemu w 2050 r. w dniach o najwyższych rocznych wartościach zapotrzebowania na moc. Szacunki wykonano dla danych opartych o dane historyczne w zakresie dni zapotrzebowania szczytowego w 2019 r. (24 stycznia 2019 r.) oraz występujących w tym dniu warunków pogodowych w zakresie wietrzności i nasłonecznienia²⁷⁷. Jak wynika z Rysunku 42 oraz Rysunku 43, szacowana wielkość mocy magazynów energii elektrycznej oraz mocy OCGT wynosi:

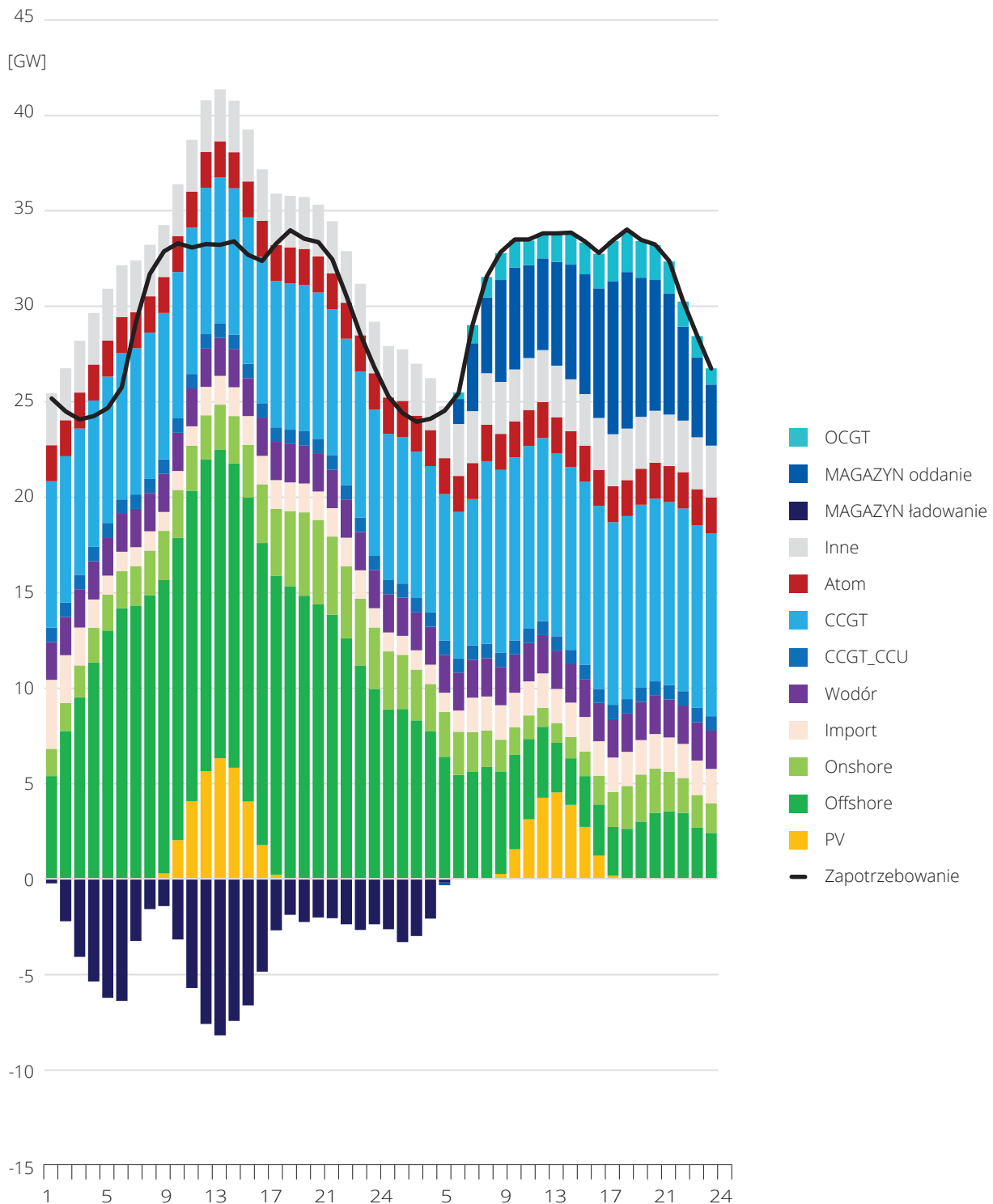
- Odpowiednio ok. 8,2 GW / ok. 11,5 GW magazynów energii w scenariuszu Zdywersyfikowanym / Odnawialnym,
- Odpowiednio ok. 2,2 GW / ok. 1,7 GW źródeł OCGT w scenariuszu Zdywersyfikowanym / Odnawialnym.

W okresach wysokiej generacji ze źródeł odnawialnych w obydwu scenariuszach następuje ładowanie magazynów w celu zgromadzenia nadmiarowej energii na potrzeby bilansowania systemu w dniu kolejnym, w którym przewiduje się²⁷⁸ niski poziom generacji odnawialnej oraz wysoki poziom zapotrzebowania. W scenariuszu Zdywersyfikowanym wyższy wolumen mocy CCGT pozwala na bilansowanie systemu w większym stopniu niż w scenariuszu Odnawialnym (o niższym poziomie mocy zainstalowanej w CCGT), co przekłada się na mniejszy wolumen magazynów energii potrzebny w tym scenariuszu. Wyższy wolumen mocy OCGT w scenariuszu Zdywersyfikowanym wynika z wyższego dopuszczalnego poziomu emisji CO₂ (por. wcześniej), co pozwala na wykorzystywanie źródeł gazowych w wyższym stopniu na potrzeby bilansowania systemu.

277 Dane dla Polski w zakresie wietrzności dla wiatru onshore oraz – z uwagi na brak danych dla Polski – dane dla Niemiec w zakresie wietrzności offshore.

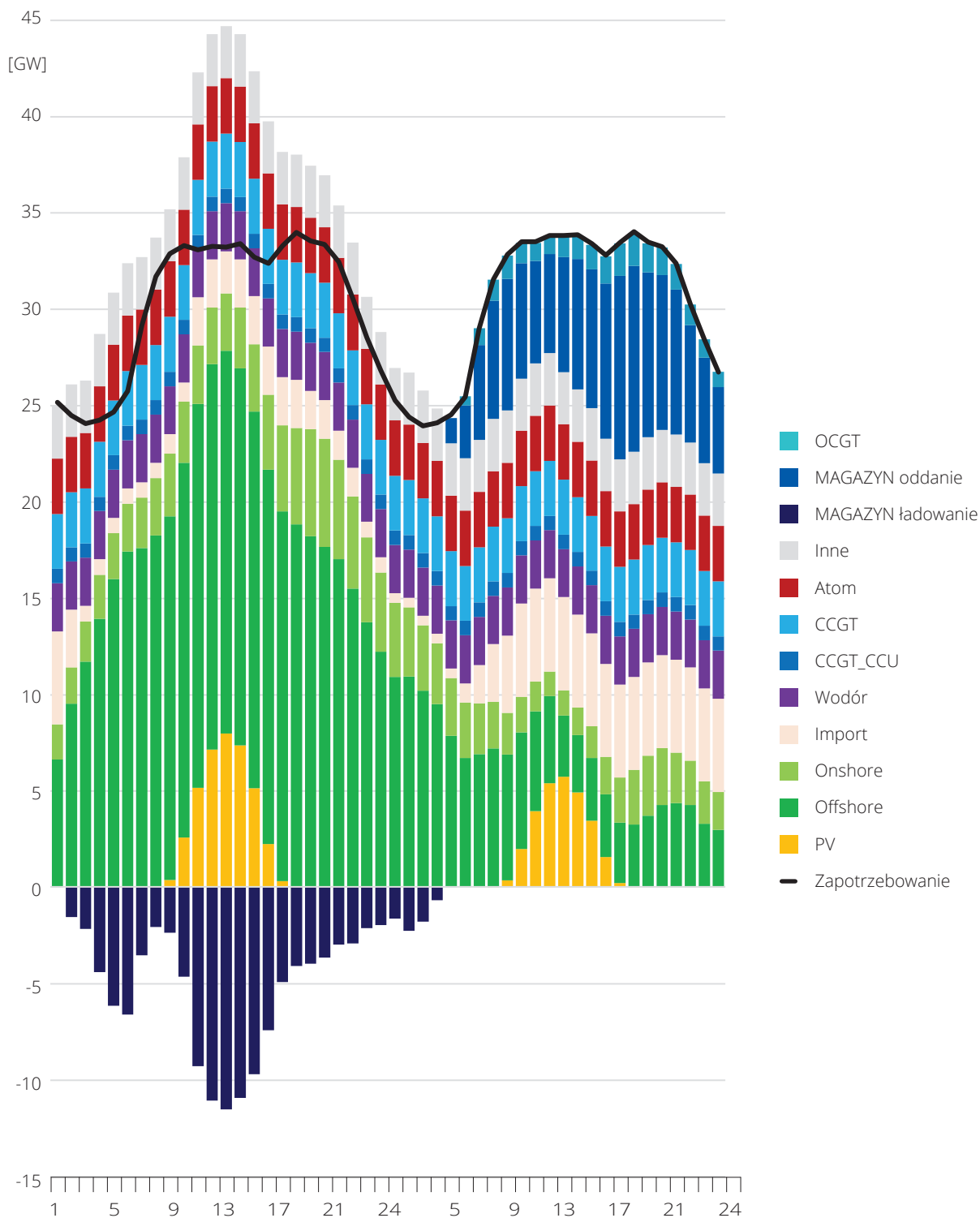
278 M.in. na podstawie przyszłych planów BTHD oraz koordynacyjnych dobowych operatora systemu przesyłowego.

RYS. 42 **SZACOWANE WOLUMENY MOCY MAGAZYNÓW ENERGII ORAZ MOCY OCGT W POLSCE W ROKU 2050 W SCENARIUSZU ZDYWERSYFIKOWANYM**
 – W OPARCIU O ANALIZĘ DNI Z NAJWYŻSZYM ZAPOTRZEBOWANIEM SZCZYTOWYM



Źródło: opracowanie własne

RYS. 43 **SZACOWANE WOLUMENY MOCY MAGAZYNÓW ENERGII ORAZ MOCY OCGT W POLSCE W ROKU 2050 W SCENARIUSZU ODNAWIALNYM**
 – W OPARCIU O ANALIZĘ DNI Z NAJWYŻSZYM ZAPOTRZEBOWANIEM SZCZYTOWYM



Źródło: opracowanie własne

TAB. 15 **PORÓWNANIE PODSTAWOWYCH WSKAŹNIKÓW PEP2040**
Z WRZEŚNIA 2020 ROKU Z WYNIKAMI MODELOWANYCH SCENARIUSZY

Wskaźnik	PEP2040	Zdywersyfikowany	Odnawialny
Offshore	Ok. 5,9 GW w roku 2030 Ok. 8-11 GW w roku 2040	Ok. 4,5 GW w roku 2030 Ok. 10,8 GW w roku 2040	Ok. 5,9 GW w roku 2030 Ok. 16,8 GW w roku 2040
Fotowoltaika	Ok. 5-7 GW w roku 2030 Ok. 10-16 GW w roku 2040	Ok. 15,7 GW w roku 2030 Ok. 28,6 GW w roku 2040	Ok. 20,0 GW w roku 2030 Ok. 41,9 GW w roku 2040
Udział OZE	Co najmniej 32% w końcowym zużyciu brutto energii elektrycznej w 2030 roku	33% w końcowym zużyciu brutto energii elektrycznej w 2030 roku	41% w końcowym zużyciu brutto energii elektrycznej w 2030 roku
Udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 roku	Nie będzie przekraczać 56%.	28% w 2030 roku, 17% w 2035 roku, zero węgla po 2040 roku.	28% w 2030 roku, 16% w 2035 roku, zero węgla po 2035 roku.
Energetyka jądrowa	W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok elektrowni jądrowej o mocy ok. 1-1,6 GW. Kolejne bloki będą wdrażane co 2-3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków.	Pierwszy blok o mocy 1,0 GW w 2045 roku, kolejny o mocy 0,9 GW w 2050 roku. Łącznie 1,9 GW do roku 2050.	Pierwszy blok o mocy 1,5 GW w 2040 roku, kolejny o mocy 1,0 GW w 2040 roku oraz o mocy 0,4 GW w 2050 roku. Łącznie 2,9 GW do roku 2050.

Źródło: opracowanie własne

4.3.1. Wyniki modelowania w porównaniu z PEP2040 z września 2020 r.

W ramach niniejszej sekcji porównano wyniki modelowania scenariuszy Zdywersyfikowanego i Odnawialnego z wynikami PEP2040 z września 2020 r. Porównaniu poddano podstawowe wskaźniki, w zakresie oraz horyzoncie (rok 2040) pozwalających na zachowanie porównywalności.

4.4. Konkluzje w zakresie modelu transformacji energetycznej w Polsce

W obliczu możliwego zaostżenia celów polityki energetyczno-klimatycznej, polska energetyka (w tym elektroenergetyka) stanie przed wyzwaniem spełnienia bardziej rygorystycznych niż obecne celów redukcji emisji CO₂ (por. sekcję 4.1.2.). W tym kontekście, wyniki modelowania scenariuszy Zdywersyfikowanego i Odnawialnego wskazują, że:

- W horyzoncie lat 2035-2040 konieczne może okazać się całkowite odejście od wykorzystania paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej, co podyktowane będzie kwestiami regulacyjnymi (cele redukcji emisji) oraz ekonomicznymi (relatywne pogorszenie opłacalności wytwarzania z węgla przy rosnących cenach uprawnień do emisji CO₂).
- W przypadku odejścia od węgla w horyzoncie roku 2035 (scenariusz Odnawialny) lub 2040 (scenariusz Zdywersyfikowany), technologiami pozwalającymi na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce są:
 - › źródła gazowe (głównie CCGT, ale również turbiny wodorowe lub technologia CCGT_CCU),
 - › źródła wiatrowe (offshore i onshore),
 - › źródła słoneczne (PV),
 - › źródła atomowe.
- Rozwój miks energetyczny w scenariuszu Zdywersyfikowanym pozwala na zrównoważenie dążeń do osiągnięcia znaczącej emisji CO₂ przez elektroenergetykę (o ok. 55 proc. w roku 2030 oraz o ok. 85 proc. w roku 2050, względem roku 2005), przy jednocześnie niższym poziomie nakładów inwestycyjnych niż scenariusz Odnawialny, który umożliwia redukcję emisji CO₂ o dalsze 10 proc. do roku 2050.

- Dzięki rozwojowi polskiej elektroenergetyki w scenariuszu Zdywersyfikowanym (o łącznych nakładach inwestycyjnych ok. 419 mld PLN), modelowane emisje CO₂ w roku 2050 wyniosą ok. 24 mln Mg względem ok. 103 mln Mg modelowanych dla roku 2020. Rozwój w wariantcie Odnawialnym o łącznych nakładach inwestycyjnych ok. 500 mld PLN pozwala na zredukowanie emisji CO₂ w roku 2050 o dalsze 10 proc. (dodatkowe 16 mln Mg redukcji względem scenariusza Zdywersyfikowanego) przy konieczności poniesienia dodatkowych nakładów rzędu 81 mld PLN, tj. +19 proc. względem nakładów na scenariusz Zdywersyfikowany.
- Rozwój miksu energetycznego w scenariuszu Zdywersyfikowanym umożliwia budowę największego wolumenu niskoemisyjnych, elastycznych mocy wytwórczych (CCGT), pozwalających jednocześnie na stabilizację i regulację pracy systemu opartego w coraz większym stopniu o niesterowalne źródła odnawialne (wiatrowe i słoneczne). Źródła CCGT cechują się wyższymi parametrami w zakresie elastyczności (ok. 15-25 MW/min²⁷⁹), przy jednocześnie niższych jednostkowych nakładach inwestycyjnych i wyższej sprawności wytwarzania niż źródła węglowe lub atomowe.
- Z uwagi na wyższe udziały niesterowalnych źródeł odnawialnych (wiatrowych i słonecznych), rozwój w scenariuszu Odnawialnym wymagać będzie wyższych wolumenów mocy szczytowych o bardzo wysokiej elastyczności i czasie reakcji (turbiny OCGT) lub mocy zainstalowanej w magazynach energii elektrycznej w celu zbilansowania systemu. Szacunki autorskie wykonane na podstawie wyników modelowania prezentowanych scenariuszy wskazują, że moc magazynów energii (baterijnych, wodorowych lub innych) oraz mocy OCGT w horyzoncie roku 2050 może osiągnąć:
 - › odpowiednio ok. 8,2 GW / ok. 11,5 GW magazynów energii w scenariuszu Zdywersyfikowanym / Odnawialnym,
 - › odpowiednio ok. 2,2 GW / ok. 1,7 GW źródeł OCGT w scenariuszu Zdywersyfikowanym / Odnawialnym.
- Wyższe wolumeny mocy CCGT w scenariuszu Zdywersyfikowanym prowadzić będą do istotnego wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny, a także wzrostu zapotrzebowania na rozbudowę krajowych pojemności magazynowania gazu.

279 Dla porównania, elastyczność źródeł węglowych to ok 5-10 MW/min.

- Rozwój w scenariuszu Zdywersyfikowanym pozwoli na uzyskanie synergii pomiędzy:
 - › niskoemisyjną produkcją energii elektrycznej (a tym samym uzyskanie znaczącej redukcji emisji CO₂ z elektroenergetyki, tj. o ok 85 proc. w roku 2050),
 - › zapewnieniem większej niż w scenariuszu Odnawialnym ilości mocy o wysokiej elastyczności w celu regulacji i bilansowania systemu z dużymi udziałami OZE (średniorocznie ok. 49 proc. w 2050 r.),
 - › możliwością wykorzystania wodoru, służącego jako forma magazynowania energii oraz paliwo dla jednostek wytwórczych,
 - › możliwością konwersji jednostek CCGT budowanych w okresie 2025-2045 do technologii spalania wodoru (co pozwoli na dalsze obniżenie emisyjności tych źródeł, a docelowo bezemisyjne wytwarzanie energii elektrycznej po 2050 r.) przy jednoczesnej minimalizacji łącznych wydatków inwestycyjnych na polską transformację energetyczną (wykorzystanie infrastruktury CCGT budowanej w latach 2025-2045).

Wnioski i rekomendacje

Cele strategiczne Unii Europejskiej i Polski

Wnioski:

- **Europejski Zielny Ład** jest całościową, choć ogólną, strategią przebudowy społeczno-gospodarczej Unii Europejskiej, zmierzającej do osiągnięcia stanu klimatycznej neutralności i gospodarowania zasobami w obiegu zamkniętym. W takim modelu energetyka ma być oparta na OZE i nieemisyjnych gazach.
- Do osiągnięcia wyznaczonych celów prowadzić ma m.in. transformacja energetyczna. Nie ma jednak na tym etapie rekomendowanego modelu jej przeprowadzenia.
- W świetle przeanalizowanych dokumentów i aktów prawnych UE państwa mają możliwość indywidualnego kształtowania własnego modelu transformacji.
- Obowiązujące w Polsce strategie SOR i KPEiK zostały przyjęte przed ogłoszeniem **Europejskiego Zielonego Ładu**. Określone przez polski rząd priorytety (wynikające ze specyficznych potrzeb społeczno-gospodarczych kraju) nie pokrywają się w pełni z hierarchią celów przyjętą przez Komisję Europejską w **Europejskim Zielonym Ładzie**.
- Osiągnięcie spójności między strategią Unii Europejskiej a strategiami rozwojowymi Polski, nie może odbyć się kosztem rezygnacji z żywotnych interesów państwa polskiego w sferze społeczno-gospodarczej.
- W projekcie PEP2040 Polska swoje plany względem rozwoju sektora elektroenergetycznego na dwie najbliższe dekady tworzy w oparciu o ramy polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, uwzględniając także ambitne cele **Europejskiego Zielonego Ładu**. Jednocześnie najważniejszą przesłanką dla tworzenia ram polityki energetycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego.
- Z przeanalizowanych w raporcie rządowych dokumentów (SOR, KPEiK, projekt PEP2040) wynika, że paliwo gazowe ma odgrywać istotną rolę w okresie najbliższych dekad w długotrwałym procesie transformacji energetycznej, prowadzącej do osiągnięcia stanu neutralności klimatycznej w Polsce.

Nie należy jednak wykluczyć pewnych korekt w tym zakresie, wnoszonych pod wpływem wprowadzanych nowych wymogów UE, dotyczących wdrażania polityki klimatycznej.



Rekomendacje:

- Konieczne jest zapewnienie spójności strategii unijnych ze strategiami narodowymi przy jednoczesnym zapewnieniu państwom członkowskim swobody w kształtowaniu krajowej ścieżki osiągnięcia celu, jakim jest neutralność klimatyczna.
- Należy dążyć do uwzględniania zróżnicowania rozwoju społeczno-gospodarczego poszczególnych państw członkowskich oraz specyfiki ich miksów energetycznych w procesie wdrażania założeń **Euro-pejskiego Zielonego Ładu**.
- Postuluje się udzielenie zgody na finansowanie przez UE technologii gazowej, ze względu na wyzwania towarzyszące wdrażaniu wielkoskalowego OZE.
- W ostatecznym podziale środków z mechanizmu na rzecz sprawiedliwej transformacji, Polska powinna partycypować w najwyższym przedziale finansowym, ze względu na spełnianie najwyższych wskaźników, będących podstawą alokacji wsparcia UE na transformację energetyczną.

Rola gazu w procesie transformacji energetycznej w Polsce

Wnioski:

- Stopniowe wyłączenie źródeł węglowych powinno być zsynchronizowane z uruchamianiem generacji gazowej, która będzie częściowo je zastępowała. Gaz ziemny powinien zatem zyskać status paliwa przejściowego w polskim modelu transformacji energetycznej, pełniąc rolę regulacyjną i bilansującą oraz w pewnym zakresie pracując w podstawie KSE.
- Osiągnięcie efektu w postaci znaczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych może nastąpić dzięki uruchomieniu procesu wprowadzania paliwa gazowego do ciepłownictwa.
- Istniejąca i budowana infrastruktura dla gazu ziemnego powinna zostać wykorzystana w procesie zmniejszania emisyjności sektora gazowego poprzez stopniowe i jednocześnie konsekwentne wprowadzanie do systemu gazowego „gazów zielonych” (np. wodoru).
- Proces „zazieleniania” gazu ziemnego rozumiany jako wprowadzanie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów bezemisyjnych (wodoru czy biometanu) będzie jednak wymagać znacznego wsparcia Komisji Europejskiej w aspekcie regulacyjnym i ogromnych nakładów finansowych ze strony rządów krajów implementujących tę technologię w energetyce.
- Ograniczenia w finansowaniu inwestycji w infrastrukturę gazową stanowią istotny problem dla podmiotów odpowiedzialnych za jej utrzymanie i rozwój. Czynnikiem ten bardzo utrudnia jakiegokolwiek długoterminowe planowanie w zakresie rentowności inwestycji gazowych realizowanych przez operatorów infrastrukturalnych. Zważywszy na powyższe w gazownictwie operatorskim, należy rozważyć pomysł zastąpienia taryfowania krótkoterminowego (tj. dwunastomiesięcznego) – długoterminowym, w oparciu o powszechne praktyki stosowane w tym zakresie w UE.



Rekomendacje:

- System wsparcia dla rozwoju technologii wykorzystania biometanu oraz zielonego wodoru w energetyce.
- Ułatwienia administracyjne i prawne dla rozwoju sieci gazowniczych w regionach z niskim dostępem do infrastruktury gazowej, w celu realizacji założeń PEP2040, w zakresie redukcji udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej do 2030 r.
- Uruchomienie programów badawczych dla projektów polegających na rozwijaniu technologii pozwalających na zwiększanie udziału gazów zdekarbonizowanych w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych.
- Opracowanie strategii łączenia sektorów: gazowego, ciepłowniczego oraz elektroenergetycznego (*sector coupling*), zgodnie z ogłoszonymi politykami Unii Europejskiej.
- Opracowanie programów operacyjnych umożliwiających wykorzystanie środków z *Just Transition Fund* na zastępowanie węgla innymi technologiami (w tym gazem) w indywidualnych systemach grzewczych oraz systemach ciepłowniczych.

Bezpieczeństwo rynku gazu

Wnioski:

- Przyjęcie przez gaz ziemny roli paliwa przejściowego w polskiej energetyce będzie wymagało wzmocnienia i uzupełnienia rozwiązań o charakterze systemowym gwarantujących bezpieczeństwo jego dostaw na rynek.
- Realizacja zwiększonych dostaw gazu ziemnego musi odbywać się w ramach zliberalizowanego modelu rynku. W sytuacji rosnącego zużycia gazu ziemnego, generowanego przez energetykę, jeszcze większej wartości nabiera funkcjonujący w Polsce mechanizm ustalania ceny rynkowej na to paliwo w postaci giełdy gazu.



Rekomendacje:

- Należy kontynuować obecną strategię dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, doprowadzając do zakończenia w terminie prowadzonych inwestycji w ramach projektu Bramy Północnej.
- Należy dążyć do zwiększenia wydobycia krajowego gazu m.in. poprzez wykorzystanie na szerszą skalę zasobów metanu z pokładów węgla.
- Jednym z filarów, na których opiera się bezpieczeństwo rynku gazu jest infrastruktura magazynowa. Należy obecnemu OSM przekazać odpowiednie instrumenty pozwalające na opracowanie i wdrożenie odpowiedniej strategii rozwoju PMG, dopasowanej do warunków transformacji energetycznej w Polsce.
- Należy wzmocniać konkurencyjność polskiego rynku gazu, realizując skutecznie strategiczny projekt w postaci hubu gazowego, rozumianego jako regionalne centrum dystrybucji i handlu gazem.

Scenariusze transformacji energetycznej w Polsce

Wnioski:

- Polityka energetyczno-klimatyczna UE (cele redukcji emisji CO₂), a także ekonomika energetyki węglowej (powodowana głównie cenami uprawnień do emisji CO₂) może doprowadzić do całkowitego odejścia od wykorzystania paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej po 2035 lub 2040 r.
- W obliczu odejścia od węgla, pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną oparte będzie o źródła wykorzystujące gaz ziemny (źródła CCGT), odnawialne źródła energii (OZE) – wiatrowe offshore i onshore oraz fotowoltaikę – a także źródła atomowe oraz turbiny wodorowe.
- W horyzoncie 2050 r. i w świetle obecnie przyjętych regulacji, rozwój polskiej elektroenergetyki w oparciu o źródła gazowe będzie o ok. 81 mld PLN tańszy niż system oparty głównie o źródła OZE. Jednocześnie rozwój niskoemisyjnych, elastycznych mocy wytwórczych CCGT pozwoli na stabilizację i regulację pracy systemu opartego w coraz większym stopniu o niesterowalne źródła OZE, a także pozwoli w 2030 r. obniżyć emisje CO₂ o 55 proc. względem roku 2005 oraz o 85 proc. w roku 2050. Rozwój oparty głównie o OZE pozwoli w roku 2050 obniżyć emisje CO₂ o dalsze 10 proc., przy jednocześnie wyższym wymaganym poziomie nakładów inwestycyjnych (łącznie ok. 500 mln PLN do roku 2050) oraz wyższym wymaganym poziomie mocy magazynowych energii elektrycznej w celu stabilizacji systemu niż miks oparty o źródła gazowe.
- Rozwój jednostek CCGT pozwoli także na dalsze ich wykorzystanie w obliczu zaostrzania polityki energetyczno-klimatycznej poprzez możliwość konwersji na bezemisyjne źródła spalające wodór.
- Rozwój w oparciu o jednostki CCGT skutkować będzie istotnym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce, co przełoży się na potrzebę rozwoju infrastruktury transportowo-magazynowej gazu ziemnego w celu zapewnienia wymaganych ilości paliwa.



Rekomendacje:

- Najbardziej kompromisowym scenariuszem transformacji energetycznej w Polsce jest scenariusz Zdywersyfikowany, stanowiący autorską propozycją twórców Raportu. Z przeprowadzonych przez autorów analiz wynika, że scenariusz Zdywersyfikowany stanowi zindywidualizowaną a zarazem optymalną, godzącą interesy i oczekiwania wszystkich stron ścieżkę transformacyjną dla polskiej energetyki na gruncie obecnych regulacji dotyczących przede wszystkim finansowania inwestycji. Zakłada ona zdolność do zaadoptowania się Polski do znanych na obecnym etapie warunków wprowadzonych przez **Euro-pejski Zielony Ład**, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości wyboru uznanego za odpowiedni do krajowych warunków wariantu transformacji. Scenariusz Zdywersyfikowany stanowi także najkorzystniejszą (spośród rozpatrywanych) opcję, pozwalającą na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, przy kryterium minimalizacji łącznego kosztu operacyjno-inwestycyjnego, z dobowaniem ograniczenia w postaci trajektorii redukcji wolumenów emisji CO₂ z elektroenergetyki.

Autorzy Raportu



Kamil Moskwik

Autor analiz, raportów biznesowych oraz artykułów naukowych. Doświadczenie zawodowe zdobywał podczas pracy w polskich i zagranicznych korporacjach, współpracował także z Polskim Instytutem Geologicznym – Instytutem Badawczym, Polską Akademią Nauk – Centrum Zastosowań Matematyki i Inżynierii Systemów, Instytutem Sobieskiego. Obecnie związany z Instytutem Jagiellońskim. Kluczowe kompetencje Kamila wpisują się w obszar modelowania matematycznego, analityki biznesowej oraz doradztwa strategicznego.



Remigiusz Nowakowski

Prezes Zarządu, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych

Posiada wieloletnie doświadczenie w budowaniu i wdrażaniu strategii biznesowych, zarządzaniu dużymi przedsiębiorstwami oraz projektami inwestycyjnymi w branży energetycznej i ciepłowniczej, a także doskonałą znajomość specyfiki sektora energetycznego oraz zasad działania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Potwierdzone w praktyce zdolności przywódcze oraz umiejętność kierowania zespołami w otoczeniu międzynarodowym. Remigiusz uzyskał gruntowne wykształcenie w zakresie zarządzania, prawa i energetyki, zdobyte na prestiżowych uczelniach, m. in: Stanford University, Sustainable Banking Initiative, Certificate Course – Poland Energy Sector Executive Workshop, California, USA, Certificate Course in Leadership and Managerial Effectiveness w International Management Institute, New Delhi, Indie. Ukończył studia magisterskie na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu oraz studia prawnicze na Uniwersytecie Wrocławskim. Obecnie jest Prezesem DISE, a także Dyrektorem Generalnym w PILE ELBUD S.A. (budowa infrastruktury elektroenergetycznej). W latach 2015-2016 był Prezesem Zarządu TAURON Polska Energia (wiodący polski koncern energetyczny). W latach 2016-2019 był członkiem Rady Dyrektorów w EURELECTRIC.



Aleksandra Pinkas

Specjalizuje się w prawie energetycznym ze szczególną koncentracją na regulacjach prawnych w zakresie ochrony klimatu oraz źródeł odnawialnych energii. Laureatka Złotej Diagnozy, nagrody DISE dla młodych pracowników nauki z dziedziny energetyki. Finalistka Olimpiady Publicznonprawnej z zakresu prawa gospodarczego publicznego i procedury administracyjnej oraz Konkursu z prawa własności intelektualnej organizowanych przez Wydział Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego. Finalistka VI edycji Konkursu z prawa pracy organizowanego przez Kancelarię CMS. Autorka artykułów naukowych i branżowych z dziedziny prawa energetycznego. Publikowała w m.in.: *Central Europe Energy Partners*, czy *Polish Energy Brief*. Prelegentka międzynarodowych konferencjach naukowych, m.in: *Smart administration – Polish and German Approach*, czy *Economics and the challenges of the modern world*. Studentka V roku Prawa na Wydziale Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego oraz współpracownik w Dolnośląskim Instytucie Studiów Energetycznych.



dr Marcin Sienkiewicz

Pracownik naukowy Instytutu Studiów Międzynarodowych Uniwersytetu Wrocławskiego

Prezes Zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych w latach 2016-2018. Ekspert Forum Polityki Wschodniej. Wykładowca studium podyplomowego Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych na Politechnice Wrocławskiej. Publicysta i recenzent „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” (miesięcznik wydawany przez Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego). W latach 2008-2010 współpraca ekspercka w zakresie bezpieczeństwa narodowego i energetycznego z Biurem Bezpieczeństwa Narodowego i Kancelarią Prezydenta RP. W okresie 2013-2014 r. stażysta w Biurze Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. Autor studium koncepcyjnego poświęconego utworzeniu w Polsce hubu gazowego. Uczestnik i współorganizator wielu konferencji poświęconych tematyce energetycznej. Autor ponad stu publikacji naukowych oraz opracowań eksperckich z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, polityki energetycznej współczesnych państw, funkcjonowania międzynarodowych rynków energetycznych.



Paulina Sroka

Project Manager, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych

Od trzech lat rozwija swoje doświadczenie w dziedzinie analizy rynku energii. Jest koordynatorem projektów grantowych, w ramach których kieruje pracami zespołu projektowego. W procesie przygotowywania analiz eksperckich, jest również odpowiedzialna za opracowywanie i interpretację danych oraz wspieranie ekspertów. Paulina zdobyła tytuł magistra oraz inżyniera na wydziale Inżynieryjno-Ekonomicznym Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Jest również zaangażowana w przygotowanie innych projektów fundacji DISE, tj.: cyklicznego Kongresu Energetycznego – jednego z najważniejszych wydarzeń branży energetycznej w Polsce, warsztatów i międzynarodowych wyjazdów studyjnych na obiekty infrastruktury energetycznej.



dr Adam Węgrzyn

Doktor nauk ekonomicznych, pracownik naukowy Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu. Menedżer, ekspert biznesowy z ponad dwudziestoletnim doświadczeniem w branży energetyki gazowej i bankowości inwestycyjnej. Zajmował stanowiska dyrektora finansowego oraz wiceprezesa ds. finansowych w przedsiębiorstwach strategicznych dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. W latach 2016-2019 jako Członek Zarządu kierował finansami największego europejskiego operatora dystrybucji gazu – Polskiej Spółki Gazownictwa, w latach 2007-2013 odpowiadał za finanse Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa. Od dwudziestu lat łączy funkcje menadżera i nauczyciela akademickiego. Jest pracownikiem Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu i naukowo zajmuje się problematyką taryf w przedsiębiorstwach energetycznych oraz ekonomiką przedsiębiorstwa energetycznego. Jest autorem monografii i wielu artykułów naukowych oraz opracowań eksperckich dla biznesu.



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych z siedzibą we Wrocławiu jest think - tankiem aktywnie zajmującym się problemami bezpieczeństwa energetycznego, transformacji energetycznej, liberalizacji rynku gazu, zarządzania finansami przedsiębiorstw energetycznych oraz zagadnieniami efektywności projektów infrastrukturalnych.

DISE to grupa naukowców i ekspertów z szeroko pojętej branży energetycznej (w tym z zakresu geopolityki i rynków międzynarodowych) oraz specjalistów z zakresu eksperckiej komunikacji społecznej. Jesteśmy autorami licznych publikacji naukowych, strategii, opracowań, analiz i artykułów prasowych. Nasz zespół to także eksperci z bogatym doświadczeniem menedżerskim w zarządzaniu największymi podmiotami gospodarczymi w Polsce.

Na potrzeby administracji rządowej, samorządowej, organizacji pozarządowej oraz firm z branży energetycznej i wydobywczej przygotowujemy analizy, opinie, jak również ekspertyzy gospodarcze, ekonomiczne, prawne, geopolityczne i techniczne w zakresie energetyki i polityki paliwowej. Zapewniamy też merytoryczne wsparcie dla polskich i unijnych parlamentarzystów. DISE jest również organizatorem corocznych Kongresów Energetycznych we Wrocławiu – miejsca spotkań decydentów, polityków i praktyków, którym na sercu leży przyszłość polskiego przemysłu oraz polskiej gospodarki.

Prowadzimy aktywną działalność w zakresie międzynarodowego transferu wiedzy oraz doświadczeń. Kluczowym elementem tych działań jest m.in. organizacja wyjazdów studyjnych do najważniejszych obiektów z branży energetycznej i wydobywczej na świecie dla branżowych decydentów. Pozyskane na miejscu doświadczenie i wiedza znacząco wpływają na szybkość późniejszego procedowania na poziomie krajowym w sprawach kluczowych dla rozwoju branży energetycznej.

www.dise.org.pl



Opracowany dokument o statusie raportu stanowi oryginalne i kompleksowe spojrzenie grona ekspertów na wyzwania stojące przed polską energetyką, jest źródłem argumentacji utworzenia długofalowego programu udziału Polski w głównym nurcie transformacji energetycznej oraz stanowi obiektywne źródło rekomendacji paliwa gazowego do uczestnictwa w krajowym miksie energetycznym, traktując ten nośnik energii, jako paliwo przejściowe na drodze dojścia do gospodarki nowoczesnej i konkurencyjnej, spełniającej warunek najistotniejszy – neutralność klimatyczną.

Fragment recenzji
Dr hab. inż. Waldemar Skomudek
Prof. Politechniki Opolskiej



W PROCESIE
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ
W POLSCE

KAMIL MOSKWIK
REMIGIUSZ NOWAKOWSKI
ALEKSANDRA PINKAS
DR MARCIN SIENKIEWICZ
PAULINA SROKA
DR ADAM WĘGRZYN

ISBN: 978-83-959718-0-8



Dolnośląski Instytut
Studiów Energetycznych

WROCŁAW
LISTOPAD
2020