
PERSPEKTYWY GAZU ZIEMNEGO W ELEKTROENERGETYCE W POLSCE I UNII EUROPEJSKIEJ



RAPORT

SŁOWO WSTĘPNE



Remigiusz Nowakowski
Prezes Zarządu DISE



Dawid Jackiewicz
Wiceprezes Zarządu DISE

Szanowni Państwo,

zapraszamy do lektury najnowszego raportu DISE pt. *Perspektywy gazu ziemnego w elektroenergetyce w Polsce i Unii Europejskiej*. Jest on wynikiem prowadzonych przez Instytut od początku 2020 r. badań nad problemem transformacji energetycznej w Polsce. W naszej ocenie ustalenie dla polskiej elektroenergetyki – tak mocno związanej z węglem, optymalnego modelu transformacji jest bowiem najpoważniejszym wyzwaniem na najbliższą dekadę. Tym razem zawężiliśmy nasze pole badawcze jedynie do sektora elektroenergetycznego analizując, możliwości szerszego niż do tej pory zastosowania w nim paliwa gazowego. Rozpatrywaliśmy powyższą opcję

w kontekście stanu bezpieczeństwa i organizacji polskiego rynku gazu oraz w aspekcie technicznych warunków współpracy z odnawialnymi źródłami energii, które będą odgrywać coraz większą rolę w Krajowym Systemie Energetycznym. Uwzględniliśmy także warunki rynkowe analizując dominujące trendy podażowe i popytowe, dynamikę cen oraz poziom konkurencji w skali globalnej. Podsumowując niniejszy raport, który należy traktować jako merytoryczny wkład do dyskusji nad transformacją, pokazuje, że dobrym i racjonalnym rozwiązaniem będzie zwiększenie udziału gazu ziemnego jako paliwa „pomostowego” w produkcji energii elektrycznej w Polsce.

w imieniu Autorów

Remigiusz Nowakowski

Prezes Zarządu DISE

Dawid Jackiewicz

Wiceprezes Zarządu DISE

SPIIS TREŚCI

Wprowadzenie	4
Rozdział 1. Czynniki wpływające na rozwój energetyki gazowej	7
1.1. Charakterystyka polskiego rynku gazu	7
1.2. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej	19
1.3. Ewolucja polityki energetycznej Polski	21
1.4. Nowe obszary zastosowania gazu ziemnego – transport i ciepłownictwo	25
Rozdział 2. Stan obecny i perspektywa wykorzystania gazu w elektroenergetyce w Polsce i Unii Europejskiej	32
2.1. Paliwa kopalne i emisyjność CO ₂ w sektorze elektroenergetycznym	32
2.2. Rola gazu ziemnego w energetyce w ujęciu europejskim i polskim	35
2.3. Gaz ziemny jako paliwo alternatywne wobec węgla w elektroenergetyce	39
2.4. Rola gazu ziemnego w polskim miksie energetycznym	41
2.5. Perspektywy wykorzystania zielonego wodoru i biometanu w polskiej energetyce	45
Rozdział 3. Rola generacji gazowej w bilansie energetycznym	54
3.1. Inwestycje wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo w energetyce w wybranych państwach Unii Europejskiej	54
3.2. Równoważenie krajowej generacji rozproszonej (w szczególności OZE) gazowymi źródłami energii	55
3.3. Gazowe źródła energii w energetyce zawodowej i w przemyśle	60
Rozdział 4. Przewagi konkurencyjne gazu ziemnego jako paliwa dla elektroenergetyki	65
4.1. Analiza dynamiki cen gazu, czynników cenotwórczych oraz dostępności gazu na rynku światowym	65
4.2. Emisyjność energetyki gazowej w porównaniu do innych źródeł	77
Podsumowanie	83

WPROWADZENIE

Temat niniejszego raportu wpisuje się w trwającą aktualnie publiczną dyskusję o kierunku transformacji energetycznej w Polsce. Wydaje się, że konieczność przeprowadzenia głębokiej zmiany w tym sektorze nie budzi już wątpliwości, choć wysoka dynamika przemian w otoczeniu politycznym i gospodarczym nie ułatwia podejmowania strategicznych decyzji dotyczących szeroko rozumianej energetyki. W czasie sporządzania tego raportu nie przyjęto jeszcze oficjalnej strategii energetycznej. Opublikowana przez Ministerstwo Klimatu kolejna wersja projektu „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.” została udostępniona do publicznych konsultacji. Zanim jednak zostanie przyjęta w ostatecznym kształcie, będzie musiała zostać poddana debacie, w której uwzględnione będą interesy gospodarcza i ambitna polityka klimatyczna Unii Europejskiej.

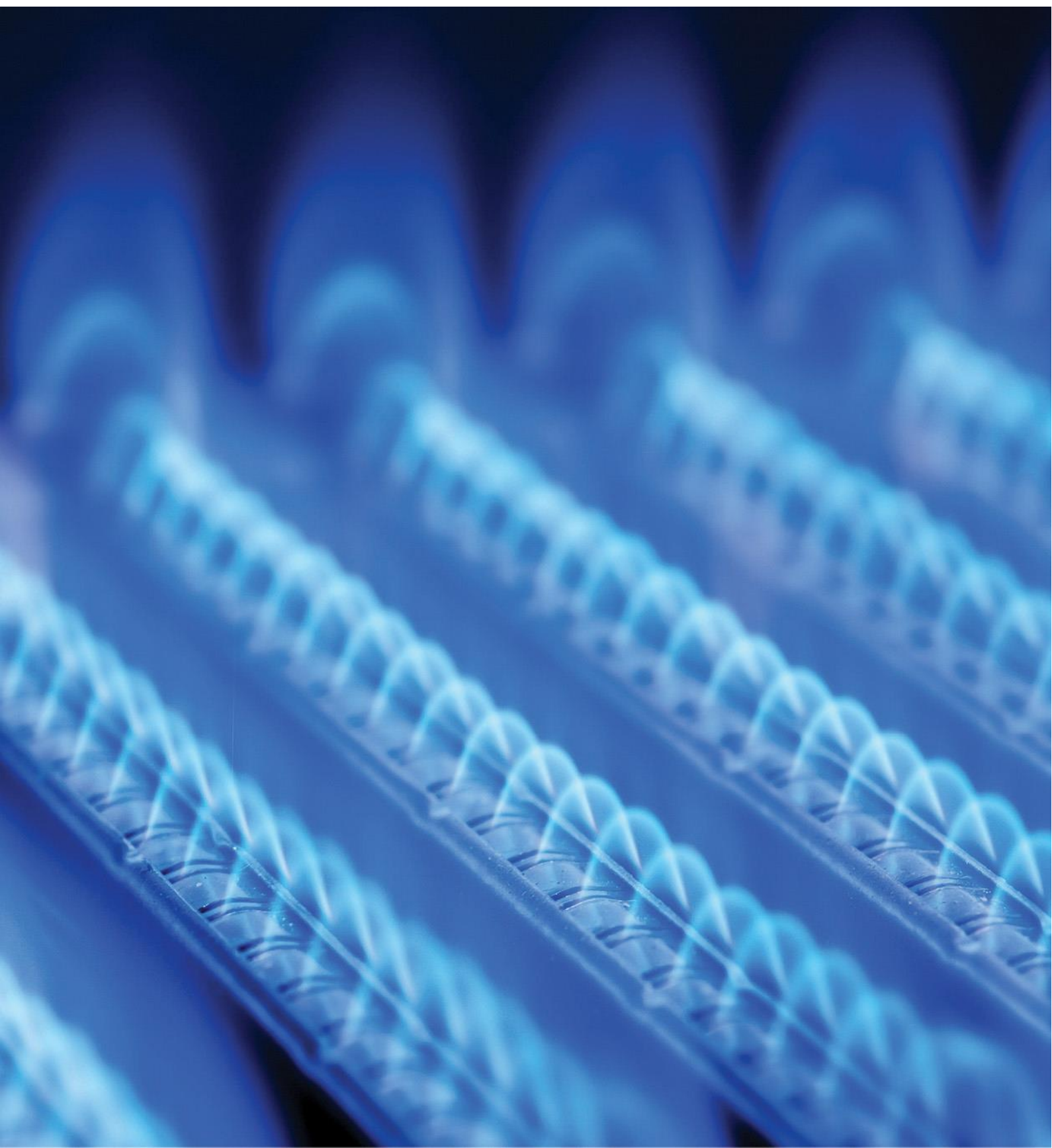
Celem naszego raportu jest przeanalizowanie perspektyw szerszego wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa dla polskiej elektroenergetyki. Wychodzimy bowiem z generalnego założenia o przyjęciu przez gaz ziemny roli „paliwa przejściowego”, które z biegiem czasu zastępować będzie węgiel, oczywiście do pewnego stopnia. Biorąc specyfikę polskiego miksu energetycznego, takie rozwiązanie wydaje się dla naszego kraju racjonalne, tym bardziej, że na tle wielu państw europejskich udział gazu w aktualnym bilansie energetycznym Polski jest znikomy. W konsekwencji w raporcie przedstawione zostało spektrum argumentów ekonomicznych, technicznych i dotyczących bezpieczeństwa przemawiających za zwiększeniem udziału gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w Polsce. Raport opiera się więc na analizie uwarunkowań, które w ocenie Autorów będą miały wpływ na rozwój elektroenergetyki opartej o paliwo gazowe w Polsce.

Zanim zostanie podjęta decyzja o inwestycji w nowe źródła gazowe, konieczne będzie przeanalizowanie, czy surowiec ten będzie atrakcyjny. W pierwszej kolejności należy więc uwzględnić uwarunkowania polityczne, przede wszystkim strategię określającą cele dla elektroenergetyki na poziomie Unii Europejskiej i na poziomie krajowym. W pierwszym przypadku raport uwzględnia ogłoszony przez Komisję Europejską w grudniu 2019 r. *Europejski Zielony Ład* (ang. *European Green Deal*), natomiast w drugim przypadku jest to wspomniany wyżej aktualny projekt „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.” (dalej PEP2040). Uwzględniono także list ośmiu państw UE (w tym Polski) do Komisji Europejskiej, w którym wyrażony został konkretny pogląd na rolę gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej. Powyżej wymienione dokumenty opisane zostały w rozdziale pierwszym, w którym znalazły się także charakterystyka polskiego rynku gazu oraz stan jego bezpieczeństwa. Wskazano także na dwa segmenty gospodarki: ciepłownictwo i transport, w których w kontekście ochrony klimatu i czystości powietrza gaz ziemny może znaleźć zastosowanie na dużo większą skalę niż obecnie. Rozdział ten ujmuje wszystkie te zagadnienia jako aktualne czynniki wpływające na ewentualny rozwój energetyki gazowej w naszym kraju. Rozdział drugi zawiera także charakterystykę struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce i Unii Europejskiej. Jednocześnie ukazana została ulegająca zmianom rola paliwa gazowego w energetyce europejskiej i polskiej. W rozdziale tym wymienione zostały także wybrane przykłady istniejących i planowanych inwestycji w elektrownie gazowe w Polsce. Ta część raportu, poprzez porównanie emisyjności paliwa gazowego z węglem, wskazuje na sensowność wypełniania luki po energetyce węglowej rozwojem energetyki gazowej oraz perspektyw dla „zielonych gazów” w tym obszarze. Natomiast dokładna analiza stanu generacji gazowej w bilansie energetycznym Polski została umieszczona w trzecim rozdziale raportu.

Zagadnienie to zostało rozpatrzone m.in. w segmencie energetyki zawodowej oraz w aspekcie równoważenia źródłami gazowymi generacji rozproszonej, która w dużej mierze sprowadza się do odnawialnych źródeł energii (OZE). W tej części pracy, w nawiązaniu do głównej tezy badawczej raportu, wskazano na technologie gazowe jako optymalne rozwiązanie umożliwiające bilansowanie i regulowanie OZE, których udział w bilansie energetycznym Polski będzie się zwiększał.

W ostatnim, czwartym rozdziale ukazano przewagi konkurencyjne paliwa gazowego, które mogą stanowić istotne przesłanki dla pozytywnych decyzji w zakresie inwestycji w to źródło energii. Przede wszystkim uwzględniono zmieniającą się sytuację na międzynarodowych rynkach gazu ziemnego, koncentrując się szczególnie na latach 2018-2019. Narastająca w tym okresie konkurencja między tradycyjnymi eksporterami i nowymi graczami w połączeniu ze zwiększającą się podażą skutkowałą generalnym spadkiem cen pomimo ich sezonowych wzrostów odnotowanych m.in. pod koniec zimy 2018 r. Zmienność cen gazu ukazana została na przykładzie danych pochodzących z głównych centrów handlu gazem na świecie, takich jak amerykański Henry Hub czy holenderski Title Transfer Facility (TTF). W tym kontekście raport stara się odpowiedzieć na pytanie o charakter uchwyconych tendencji cenowych – czy mają one charakter fundamentalny czy przypadkowy. Rozdział ten rozpatruje także zagadnienie emisyjności energetyki gazowej w porównaniu do innych źródeł oraz związanych z tym kosztów obciążających wytwarzanie energii. Raport kończy się podsumowaniem zawierającym generalne wnioski i rekomendacje dotyczące roli paliwa gazowego w polskiej elektroenergetyce w kontekście jej transformacji.

CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA ROZWÓJ ENERGETYKI GAZOWEJ



1. Czynniki wpływające na rozwój energetyki gazowej

Rozwój energetyki opartej na paliwie gazowym w Polsce zależeć będzie od wielu czynników, wynikających z uwarunkowań krajowych oraz w coraz większym stopniu ze środowiska międzynarodowego. W pierwszym przypadku istotna jest struktura krajowego miksu energetycznego, obowiązujący model rynku, stan jego bezpieczeństwa oraz plany strategiczne państwa w zakresie roli i wykorzystania gazu ziemnego. Natomiast w drugim przypadku decydującą rolę odgrywają obecnie energetyczne megatrendy polegające na dynamicznym rozwoju odnawialnych źródeł energii w połączeniu z dążeniem do ograniczania emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce. Wyrazem tych dążeń są ambitne cele Komisji Europejskiej w zakresie ochrony klimatu zawarte w *Europejskim Zielonym Ładzie*. Analiza powyższych czynników oraz ich pozytywnego bądź negatywnego wpływu powinna być brana pod uwagę przy podejmowaniu decyzji dotyczących zwiększenia udziału paliwa gazowego w produkcji energii elektrycznej w Polsce.

1.1. Charakterystyka polskiego rynku gazu

a. Wielkość i struktura rynku

Polska posiada największy rynek gazu ziemnego w grupie państw regionu Trójmorza¹. Na tle całej Unii Europejskiej jest on jednak średniej wielkości, a w przypadku konsumpcji gazu na mieszkańca z ilością 531 m³ rocznie Polska plasuje się w gronie państw o niewielkim zużyciu.

Tabela 1. KONSUMPCJA GAZU W POLSCE NA TLE WYBRANYCH PAŃSTW UE W ROKU 2019.

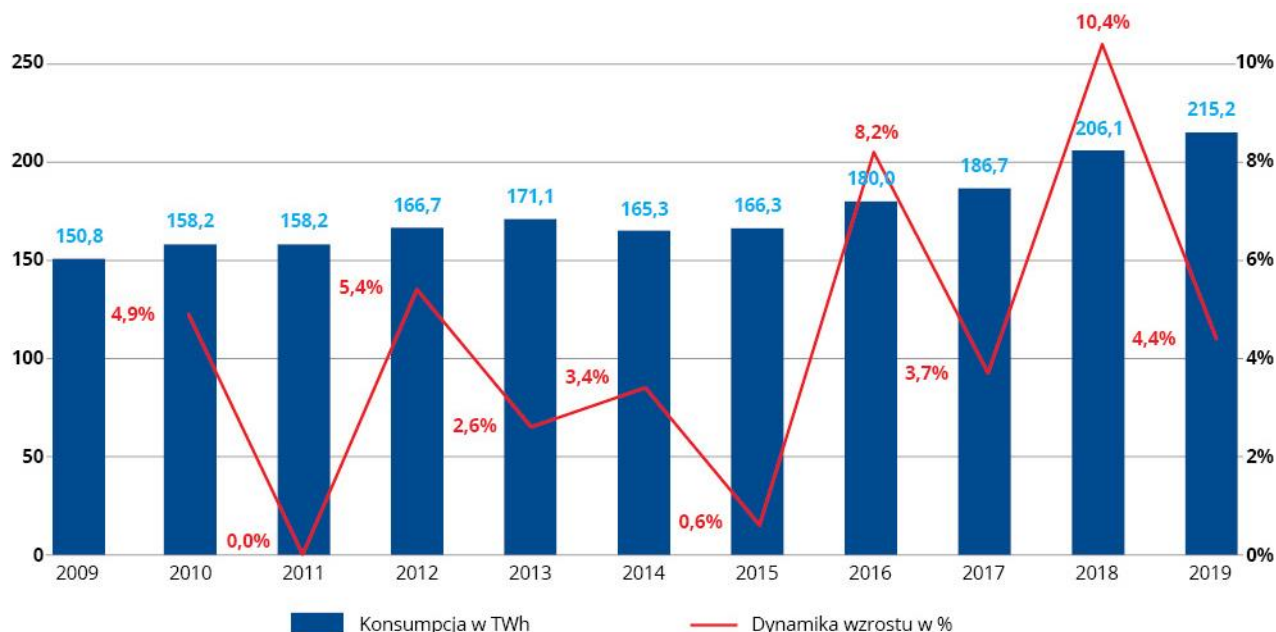
I.p.	Państwo	Liczba ludności w mln	Konsumpcja gazu w 2019 r. w mld m ³	Konsumpcja gazu w 2019 r. w TWh	Konsumpcja gazu per capita w 2019 r. w m ³
1.	Austria	8,8	8,9	93,9	1 011
2.	Belgia	11,3	17,4	183,5	1 540
3.	Bułgaria	7,0	3,0	31,6	428
4.	Chorwacja	4,1	2,4	25,3	585
5.	Czechy	10,6	8,3	87,5	783
6.	Dania	5,8	2,4	25,3	414
7.	Estonia	1,3	1,3	13,7	1 000
8.	Finlandia	5,5	2,0	21,1	363
9.	Francja	67,0	43,4	457,8	647
10.	Grecja	10,7	5,1	53,8	476
11.	Hiszpania	47,0	36,1	308,5	768
12.	Holandia	17,3	36,8	388,2	2 127
13.	Litwa	2,8	2,3	24,2	821
14.	Łotwa	2,0	1,4	14,7	700
15.	Niemcy	83	88,7	935,7	1 068
16.	Polska	38,4	20,4	215,2	531
17.	Portugalia	10,8	6,1	64,3	565
18.	Rumunia	19,2	10,9	115,0	567
19.	Słowacja	5,4	4,6	48,5	852
20.	Słowenia	2,0	0,9	9,5	450
21.	Szwecja	10,3	1,0	10,55	97
22.	Węgry	9,8	9,8	103,4	1 000
23.	Włochy	60,4	70,8	746,9	1 172

Źródło: Opracowanie własne m.in. na podstawie danych zawartych w: BP, Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition, s.36.

¹ W regionie Trójmorza, którego granice określają wybrzeża trzech mórz: Adriatyku, Bałtyku i Czarnego, leży 12 państw należących do Unii Europejskiej: Austria, Bułgaria, Chorwacja, Czechy, Estonia, Litwa, Łotwa, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry.

Pośród większości państw należących do UE Polskę wyróżnia konsekwentny wzrost wolumenu konsumowanego gazu od co najmniej dekady. Tendencję tę ukazuje poniższy rysunek.

Rysunek 1. **DYNAMIKA KONSUMPCJI GAZU ZIEMNEGO W POLSCE W LATACH 1990 – 2019.**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów Urzędu Regulacji Energetyki oraz P. Kosowski, J. Stopa, S. Rychlicki, *Prognozy zapotrzebowania na podziemne magazynowanie gazu w Polsce na tle sytuacji bieżącej i scenariuszu rynku gazowego*, „Rynek Energii”, nr 5/2013.

W przeciągu dziesięciolecia pomiędzy 2009 r. a 2019 r. konsumpcja gazu ziemnego w Polsce wzrosła o ok. 43 proc. Przyczyną tego wzrostu jest ogólny rozwój gospodarczy państwa, a szczególnie wzrost produkcji przemysłowej, przez co zwiększa się zużycie energii i gazu. W 2019 r. wartość produkcji przemysłowej była wyższa w stosunku do roku 2015 o 24,1 proc.² Istotny wpływ na wzrost produkcji przemysłowej miała natomiast rosnąca siła nabywcza społeczeństwa. Między 2010 a 2018 rokiem produkt krajowy brutto na mieszkańca wyrażony w cenach bieżących zwiększył się z 37 524 PLN do 55 077 PLN (czyli o ok. 47 proc.)³. Nie bez znaczenia dla poziomu zużycia gazu była rozbudowa infrastruktury gazowej w kraju. W konsekwencji strategii realizowanej przez największego operatora systemu dystrybucyjnego rozwój odsetek zgazyfikowanych gmin zwiększył się z 58 proc. w 2016 r. do 65 proc w 2020 r.⁴

Według danych Ministerstwa Klimatu w 2019 r. w Polsce było ponad 7,2 mln odbiorców końcowych gazu ziemnego. Najlichnieszą kategorią odbiorców były gospodarstwa domowe w liczbie 6 955 887, co stanowiło 93,3 proc. wszystkich konsumentów. Natomiast grupą odbiorców, którzy posiadają największy udział w konsumpcji gazu są przedsiębiorstwa przemysłowe w liczbie 55 967, stanowiące jedynie 0,8 proc. całej liczby konsumentów. W 2019 r. przemysł odpowiadał za 65,9 proc. skonsumowanego wolumenu gazu ziemnego w Polsce⁵, a gałęzie przemysłu, które dotychczas w największym stopniu odpowiadały za zużycie gazu ziemnego to przemysł chemiczny (produkcja nawozów sztucznych) oraz petrochemiczny.

Według danych URE, w 2019 r. na polskim rynku gazu funkcjonowało 189 podmiotów posiadających koncesję na obrót paliwem gazowym, natomiast aktywną działalność w tym zakresie prowadziło 99 przedsiębiorstw⁶.

² GUS, *Produkcja wyrobów przemysłowych w latach 2015-2019*, Warszawa, 2020 r., s. 17.

³ Główny Urząd Statystyczny, *Polska w liczbach 2019*, Warszawa 2019 r., s. 31.

⁴ Według danych PSG w 2016 r. było 1434 zgazyfikowanych gmin (<https://www.psgaz.pl/-/strategia-polskiej-spolki-gazownictwa-zaprezentowana-na-v-kongresie-polskiego-przemyslu-gazowniczego>). Natomiast w 2020 r. liczba gmin z dostępem do gazu wzrosła do 1608 (<https://biznesalert.pl/pgnig-polska-gaz-energetyka-gazyfikacja-kwiecinski/>).

⁵ Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.*, Warszawa, lipiec 2020 r., s. 27.

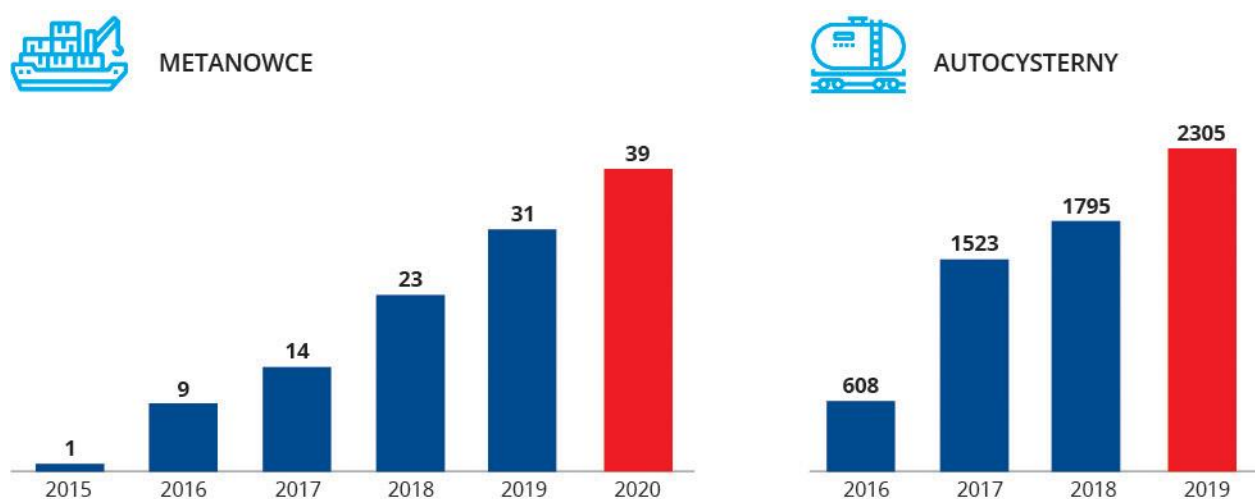
⁶ URE, *Charakterystyka rynku paliw gazowych 2019 r.*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynk/8899,2019.html>

b. Struktura dostaw

Dostawy gazu ziemnego na polski rynek aktualnie realizowane są z dwóch źródeł: wydobycia krajowego, które w 2019 r. wyniosło 44,3 TWh i pokryło 21 proc. zapotrzebowania wewnętrznego, oraz z importu, który wyniósł 188,1 TWh i odpowiadał za 79 proc. gazu ziemnego dostarczonego na rynek⁷. W strukturze importu nadal dominują dostawy z kierunku wschodniego w ramach długoterminowego kontraktu z rosyjskim Gazpromem. W 2019 r. dostawy z Rosji wyniosły 102,5 TWh i stanowiły 54,5 proc. całości importu. Od czterech lat konsekwentnie spada udział rosyjskiego surowca w polskim imporcie.

Fundamentem dywersyfikacji jest Terminal LNG w Świnoujściu - TLNG, który odnotował prawie trzykrotny wzrost liczby rozładunków gazowców od komercyjnego uruchomienia instalacji w 2016 roku. Do końca 2020 roku do Terminala najprawdopodobniej dotrze 39 metanowców i będzie to rekord w historii funkcjonowania TLNG. W 2019 r. import paliw gazowych przez TLNG w stosunku do roku poprzedniego wzrósł o 26 proc., a dostawy pochodziły m.in. z Kataru, Norwegii i USA⁸.

Rysunek 2. ILOŚĆ ZAWINIĘĆ GAZOWCÓW ORAZ LICZBA ZAŁADOWANYCH AUTOCYSTERN W ŚWINOUJŚCIU.



⁷ Ibidem, s. 14,17.

⁸ Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.*

W pierwszym handlowym roku funkcjonowania gazoportu zrealizowano dziewięć dostaw LNG, przy czym należy zaznaczyć, że instalacja rozpoczęła komercyjne działanie dopiero w czerwcu 2016 r. W kolejnych latach liczba dostaw znacząco wzrosła.

To nie jedyna usługa oferowana przez gazoport, która jest coraz bardziej popularna. Przeładunek LNG na autocysterny umożliwia racjonalne i ekonomicznie uzasadnione dostawy LNG w miejsca, gdzie nie jest dostępna sieć dystrybucyjna czy przesyłowa. W bieżącym roku liczba przeładunków przekroczyła już w sumie 6 tysięcy. Mimo że wolumen LNG przeładowywany na autocysterny stanowi niewielki procent w stosunku do zregazyfikowanego surowca wtłaczanego do krajowej sieci przesyłowej z TLNG, należy odnotować skokowy przyrost operacji załadunku autocystern LNG z roku na rok.

c. Model rynku

Aktualny model polskiego rynku gazu oparty został na rozwiązaniach wynikających z trzeciego pakietu energetycznego UE z 2009 r.⁹ Wdrażanie zawartych w pakietach regulacji na gruncie prawa polskiego oznaczało wprowadzenie w życie następujących zasad, na których opiera się funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Polsce:

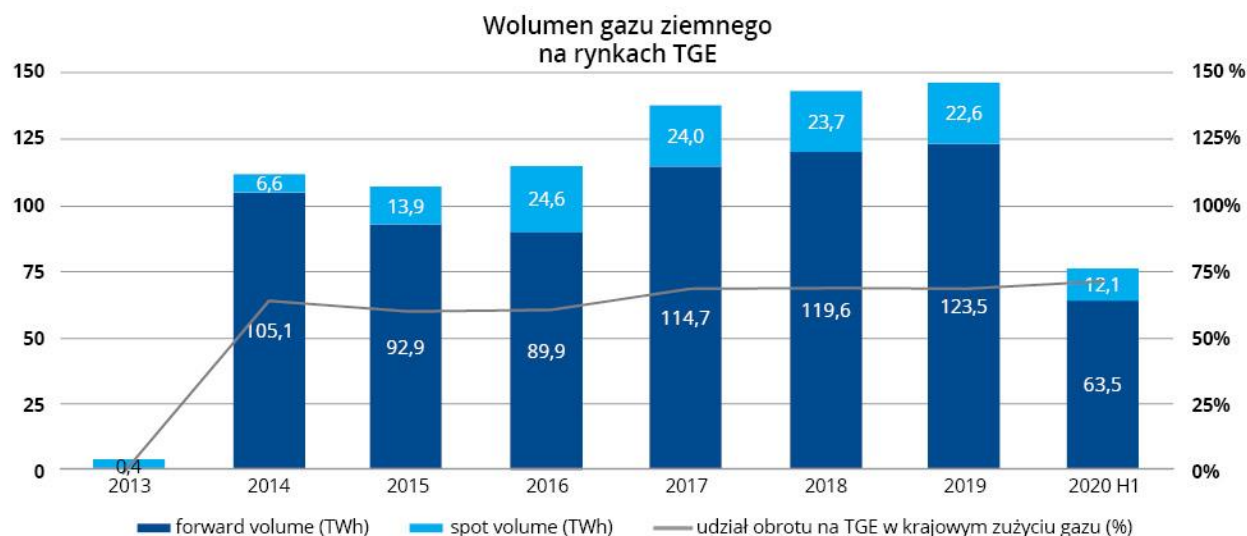
- **Oddzielenie działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej (unbundling).** W przypadku Polski nastąpiło wyodrębnienie z pionowo zintegrowanego i dominującego na rynku gazu podmiotu GK PGNiG nowego, niezależnego operatora systemu przesyłowego (OSP) pod nazwą Gaz-System S.A., który przejął operatorstwo nad infrastrukturą przesyłową i stał się w 100 proc. własnością Skarbu Państwa. Gaz-System jest obecnie właścicielem spółki Polskie LNG S.A., będącej operatorem Terminala LNG w Świnoujściu. W październiku 2020 roku spółki podpisały porozumienie o przyjęcie Planu połączenia, więc docelowo to Gaz-System będzie pełnił funkcję operatora terminalu LNG w Świnoujściu.
- **Zasada dostępu stron trzecich do infrastruktury przesyłowej (ang. Third Party Access - TPA).** Zakłada ona swobodny dostęp podmiotów gospodarczych do sieci nie będącej ich własnością (pod warunkiem m.in. posiadania odpowiednich koncesji na obrót paliwem gazowym), co ma umożliwić odbiorcom zakup paliwa gazowego bezpośrednio u wytwórcy i korzystanie z usług przesyłowych przedsiębiorstwa „sieciowego”. Ma to na celu zwiększenie konkurencji po stronie pozyskania gazu¹⁰.
- **Możliwość zmiany dostawcy przez odbiorcę końcowego.** Na gruncie prawa krajowego rozwiązanie to zostało wprowadzone w 2011 r. W latach 2011 – 2019 liczba zmian sprzedawców gazu wyniosła łącznie 244 243¹¹.
- **Konkurencyjny mechanizm ustalania cen gazu realizowany przede wszystkim dzięki giełdzie gazu prowadzonej przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).** Rynek giełdowy dla gazu ziemnego został uruchomiony 20 grudnia 2012 roku. Od tego czasu TGE stała się największym giełdowym rynkiem gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Obecnie dla paliwa gazowego prowadzone są trzy rynki: Rynek Dnia Bieżącego gazu (RDBg), Rynek Dnia Następnego gazu (RDNg) oraz Zorganizowana Platforma Obrotu, na której oferowane są kontrakty terminowe z fizyczną dostawą (tygodniowe, miesięczne, kwartalne i roczne). W 2019 r. łączne obroty gazem na TGE osiągnęły poziom 146,2 TWh (ok. 13,5 mld m³).

⁹ Trzeci pakiet energetyczny został przyjęty przez parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej w 2009 r., a w marcu 2011 r. wszedł w życie. Na pakiet składają się 2 dyrektywy rynkowe, 2 rozporządzenia przesyłowe oraz rozporządzenie ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Przyjęcie regulacji zawartych w pakiecie służyć miało dokończeniu procesu budowy jednolitego, konkurencyjnego rynku energii i gazu w UE, <https://old.ure.gov.pl/old/urząd/wspolpraca-miedzynarod/trzeci-pakiet-energety>

¹⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/liberalizacja-ryнку-ga>

¹¹ URE, *Zmiany sprzedawców gazu - stan na koniec 2019 r.*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/zmiana-sprzedawcy-gazu/8722,Zmiany-sprzedawcow-gazu-stan-na-koniec-2019-r.html>

Rysunek 3. ROZWÓJ RYNKU GAZU NA TGE W LATACH 2013-2020.



Źródło: TGE.

d. Bezpieczeństwo rynku gazu

Zaopatrzenie polskiego rynku gazu ziemnego w 79 proc. pochodzi z importu, przez co kwestia ciągłości i pewności dostaw jest szczególnie istotna. W takich warunkach kluczową kwestią do rozwiązania przez państwo jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego dla przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Zagadnienie to należy rozpatrywać na dwóch płaszczyznach: strategicznej i operacyjnej. W pierwszym przypadku podstawowym wyzwaniem jest zabezpieczenie ciągłości i przewidywalności dostaw pochodzących z importu. W drugim przypadku problem bezpieczeństwa sprowadza się do zapewnienia niezakłóconego dostępu oraz odpowiedniej jakości gazu dla odbiorców końcowych.

Na poziomie strategicznym uznano, że bezpieczeństwo rynku gazu zapewnione zostanie dzięki zdywersyfikowaniu źródeł i kierunków dostaw. Przyjęcie takiej opcji podyktowane było świadomością niemal pełnego uzależnienia importu gazu od jednego dostawcy - rosyjskiego Gazpromu. Potencjalne zagrożenia dla ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski z zagranicy 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. Jednocześnie podkreślono, że na ewentualne zakłócenia w dostawach realizowanych tranzytem przez terytoria Białorusi i Ukrainy narażone są także inne państwa europejskie (w tym państwa sąsiadujące z Polską). W dokumencie przyjęto łącznie 18 scenariuszy możliwych zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do Polski i państw sąsiednich. Jednocześnie oceniono, że przy założeniu szczytowego krajowego zapotrzebowania na gaz najgroźniejszy byłby tzw. wschodni wariant scenariusza, czyli całkowite i jednoczesne wstrzymanie dostaw z kierunku białoruskiego i kierunku 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 Nord Stream 2.”¹²

Źródło: Minister Energii, Plan Działań Zapobiegawczych, Warszawa, 2019 r.

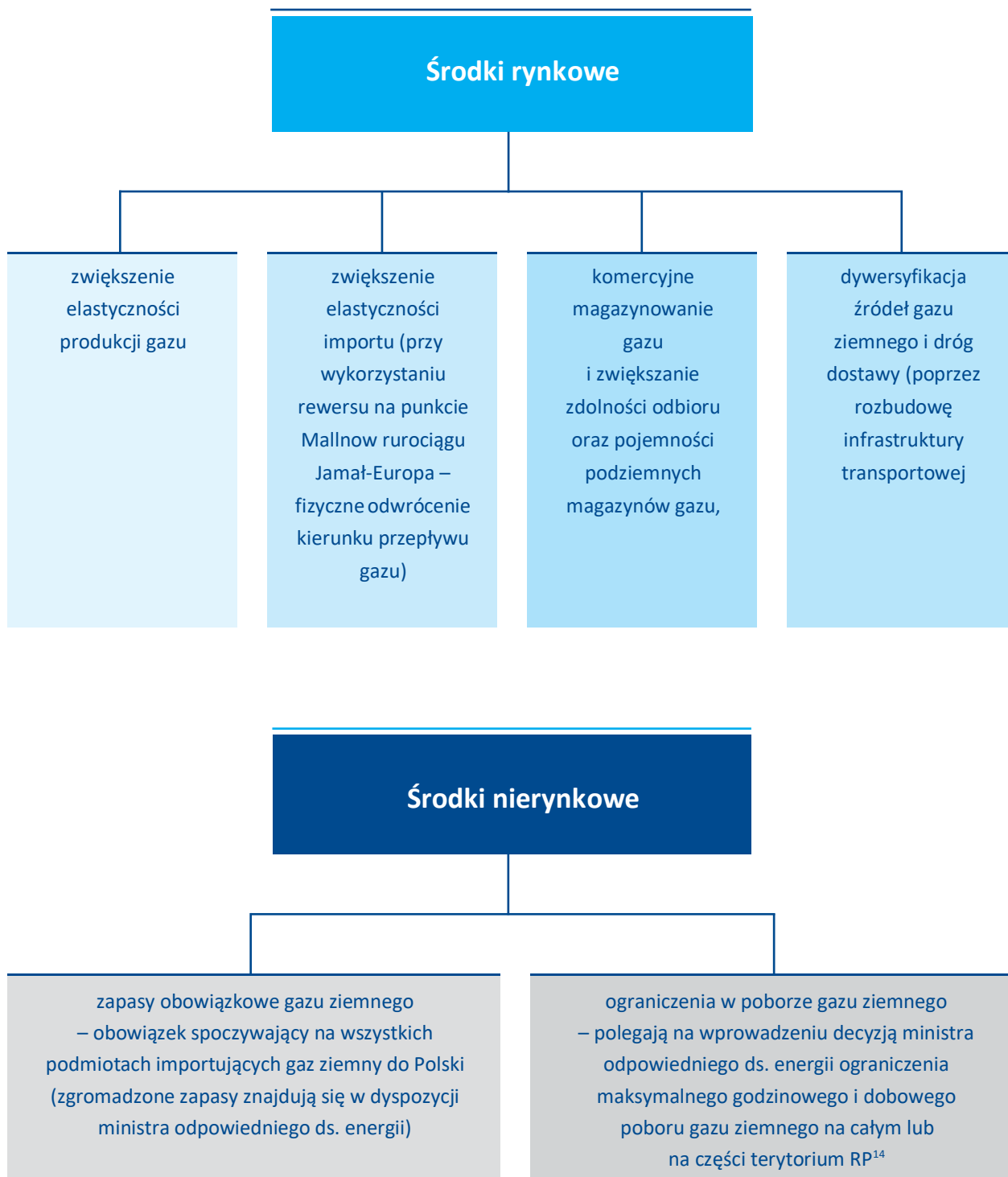
W świetle obowiązującego ustawodawstwa organem odpowiedzialnym za bezpieczeństwo energetyczne kraju, a tym samym za bezpieczeństwo rynku gazu jest minister odpowiedzialny za kwestie energii. Od dnia 6 października 2020 roku organem odpowiedzialnym za politykę energetyczną i politykę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego państwa (w tym bezpieczeństwo dostaw gazu) jest minister klimatu i środowiska. To jemu podlega m.in. prezes Agencji Rezerw Materiałowych nadzorujący rezerwy strategiczne państwa oraz zapasy obowiązkowe gazu gromadzone przez importerów¹³.

¹² Ibidem, s. 26.

¹³ Ustawa z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej, Art. 7a. 1., Dz. U. 1997 Nr 141 poz. 943.

Zgodnie z Ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne (dalej Prawo energetyczne), gdyby wystąpiło ryzyko zakłóceń w dostawach importowanego gazu, jak obniżenie poziomu lub ustanie dostaw, państwo może posłużyć się dwoma kategoriami środków:

Rysunek 5. **KATEGORIE ŚRODKÓW ZGODNIE Z USTAWĄ Z DNIA 10 KWIETNIA 1997 R., PRAWO ENERGETYCZNE.**



Źródło: Minister Energii, Plan Działań Zapobiegawczych, Warszawa, 2019 r., s. 9.

¹⁴ Minister Energii, *Plan Działań Zapobiegawczych*, Warszawa, 2019 r., s. 9.

Powyższy schemat w odniesieniu do środków rynkowych należy jeszcze uzupełnić o zdolności importowe, jakie posiadają interkonektory na granicy z Niemcami - Lasów - 15, mld m³ gazu rocznie, oraz na granicy z Czechami w Cieszynie – 0,5 mld m³ gazu rocznie. Zastosowanie środków nierynkowych traktowane jest przy tym jako pewna ostateczność w sytuacjach skrajnych. Wprowadzenie przez ministra klimatu i środowiska ograniczenia w poborze gazu nie może jednak dotyczyć gospodarstw domowych, które posiadają status odbiorcy chronionego¹⁵.

W pierwszej kolejności sięga się po środki rynkowe, czyli realizację projektów umożliwiających dywersyfikację dostaw gazu do Polski: rurociągi międzysystemowe oraz terminale LNG. Wdrażana od końca 2015 r. strategia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przyjęła postać „Bramy Północnej”, na który składają się następujące przedsięwzięcia:

- **Terminal LNG w Świnoujściu** – aktualnie jego moce regazyfikacyjne wynoszą 5 mld m³ gazu rocznie, a w perspektywie roku 2023 po rozbudowie mają wynieść 8,3 mld m³ rocznie.
- **Baltic Pipe** – gazociąg łączący Polskę ze złożami gazu na Morzu Norweskim i Morzu Północnym. Po zaplanowanym na grudzień 2022 r. zakończeniu budowy, będzie on mógł przesyłać do Polski 10 mld m³ gazu rocznie oraz 3 mld m³ w kierunku Danii.
- **FSRU, czyli pływający terminal u wybrzeży Zatoki Gdańskiej** – zostanie uruchomiony w 2025 r; ma mieć zdolność regazyfikacyjną na poziomie 4,5 mld m³ gazu rocznie¹⁶.

Do 2025 roku łączne zdolności importowe wymienionej wyżej infrastruktury wynieść mają 22,8 mld m³ gazu rocznie.

Dodatkowo trwa rozbudowa połączeń międzysystemowych z państwami sąsiednimi w postaci:

- **Rurociągu GIPL łączącego Polskę i Litwę.** Po zakończeniu budowy w 2021 r. interkonektor ten umożliwi import gazu ziemnego do Polski w wysokości 1,7 mld m³ rocznie oraz eksport w kierunku krajów bałtyckich na poziomie 2,4 mld m³.
- **Rurociągu STORK II łączącego rynki gazu Polski i Czech.** Możliwości przesyłowe tego rurociągu w kierunku Polski wynieść mają 6,5 mld m³ gazu rocznie, a w kierunku Czech na poziomie 5,0 mld m³. Budowa rurociągu ma być ukończona w 2022 r.
- **Rurociąg łączący Polskę i Słowację.** Po zakończeniu jego budowy w 2021 r. do Polski tą drogą będzie można sprowadzać do 5,7 mld m³ gazu ziemnego rocznie, a na Słowację 4,7 mld m³¹⁷.

Podsumowując, zdolności importowe nowych interkonektorów mają wynieść w perspektywie roku 2022 roku łącznie 13,9 mld m³ gazu rocznie.

Ważnym elementem bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego na rynek jest wydobywanie ze źródeł krajowych. W 2019 r. dzięki eksploatacji krajowych złóż dostarczono na rynek ok. 4,0 mld m³ (42,5 TWh) gazu, co pozwoliło na pokrycie całego krajowego zapotrzebowania w 21 proc.¹⁸ Krajowym liderem w zakresie wydobywania gazu ziemnego jest PGNiG, które prowadzi eksploatację złóż znajdujących się przede wszystkim w zachodniej i południowo-wschodniej części kraju. Firma prognozuje, że w okresie lat 2019-2021 wydobywanie ze złóż krajowych utrzymywać się będzie na poziomie 4 mld. m³. Będąc w dyspozycji GK PGNiG krajowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego wynosiły 88,7 mld m³¹⁹. Grupa Lotos koncentruje się natomiast na pozyskiwaniu gazu z zasobów

¹⁵ Ibidem.

¹⁶ Strategia Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa, 2020 r., s.34.

¹⁷ W praktyce operatorzy podpisali stosowne umowy i uruchomili budowę rurociągów GIPL oraz interkonektora polsko-słowackiego. W przypadku STORK II nie ma oficjalnych informacji o postępie w realizacji projektu.

¹⁸ Ibidem.

¹⁹ GK PGNiG, Prezentacja Spółki, maj 2019 r., https://pgnig.pl/documents/10184/2580770/Company-Overview_PL_May2019.pdf/5da1eb-13-8aaf-47ef-93b2-a8a18a6aae5c

znajdujących się pod dnem Morza Bałtyckiego w obrębie trzech obszarów koncesyjnych o łącznej powierzchni 3 177 km². Według publikowanych przez Lotos informacji, jego zasoby wydobywalne gazu wynoszą 4,5 mld m³ ²⁰. Wkład w wydobycie krajowe gazu posiada także jedna ze spółek PKN Orlen - Orlen Upstream, która prowadzi samodzielnie działalność poszukiwawczo-wydobywczą na 11 obszarach koncesyjnych, i na 18 wspólnie z PGNiG. Krajowe zasoby gazu ziemnego posiadane przez Orlen wynosiły na koniec 2019 r. 10,1 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej²¹.

Przy dominującym udziale importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania na gaz bardzo ważną rolę w zapewnieniu ciągłości dostaw odgrywają podziemne magazyny gazu (PMG). W Polsce jedynym operatorem systemu magazynowego gazu (OSM) jest należący do PGNiG Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP).

Tabela 2. MAKSYMALNE ZDOLNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNOWYCH W SEZONIE 2019/2020.

Magazyn	Pojemność czynna w mln m ³	Pojemność czynna w GWh	Max. moc załaczania w mln m ³ / dobę	Max. moc załaczania w GWh / dobę	Max. moc odbioru w mln m ³ / dobę	Max. moc odbioru w GWh / dobę
KPMG Mogilno	585,4	6 521,4	9,60	106,9	18,00	200,5
KPMG Kosakowo	239,4	2 669,3	2,40	26,8	9,60	107,0
PMG Husów	500,0	5 625,0	4,15	46,7	5,76	64,6
PMG Strachocina	360,0	4 050,0	2,64	29,7	3,36	37,9
PMG Swarzędz	90,0	1 008,0	1,00	11,2	0,93	10,4
PMG Brzeźnica	100,0	1 125,0	1,44	16,2	1,44	16,1
PMG Wierzbrowice	1 200,0	13 200,0	6,0	67,2	9,60	105,6
Razem	3 074,8	34 198,7	27,23	304,7	48,69	542,1

Źródło: Gas Storage Poland, <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=jak-zostac-klientem-uzycownikiem/lista-zum/>

Spośród zarządzanych przez GSP magazynów, dwa są wykonane w technologii kawernowej (Mogilno, Kosakowo), natomiast pozostałe pięć to magazyny gazu ziemnego w wyeksploatowanych złożach.

W wymiarze operacyjnym, rozumianym jako zapewnienie dostępu odbiorcom końcowym do niezakłóconych dostaw gazu o odpowiedniej jakości, odpowiadają w pierwszej kolejności: operatorzy przysyłowi (OSP) i dystrybucyjni (OSD), a następnie sprzedawcy paliwa gazowego (spółki obrotu) oraz importerzy. Obowiązki w tym zakresie określone zostały przede wszystkim w ustawie prawo energetyczne z 2007 r. oraz ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego z 2007 r. Na OSP i OSD spoczywa obowiązek zachowania sprawności i pełnej zdolności do funkcjonowania zarządzanej infrastruktury²². Szczególnym obowiązkiem nałożonym na operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych jest także zapewnienie odpowiedniej jakości dostarczanego paliwa gazowego²³.

²⁰ https://www.lotos.pl/148/poznaj_lotos/dzialalnosc_spolki/wydobywca

²¹ <https://www.ornenupstream.pl/PL/Projekty/dzialalnoscwpolsce/ORLEN%20Upstream%20test/Strony/default.aspx>

²² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, Art. 4, Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348.

²³ Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 16 maja 2018 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, „Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej”, Warszawa dnia 15 czerwca 2018 r., Poz. 1158.

Tabela 3. **OBOWIĄZKI OSP i OSD.**

OSP Gaz-System S.A.	
▶ uzyskanie koncesji na działalność operatorską,	▶ odpowiedzialny za monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego pod kątem wystąpienia zagrożeń „(...) w zakresie bezpieczeństwa fizycznego, technicznego, prawnego, osobowego i teleinformatycznego”,
▶ transportowanie gazu sieciami rurociągów wysokiego ciśnienia znajdujących się na terytorium Polski ²⁴	▶ dysponuje Gazowym Pogotowiem Technicznym Działającym 24h na dobę,
▶ zachowanie bezpieczeństwa działania rurociągów przesyłowych gazu ziemnego,	▶ pełni obowiązki operatora dla liczącego 684 km polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał – Europa należącego do polsko-rosyjskiej spółki EuroPolgas.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych	
W segmencie dystrybucji gazu ziemnego w Polsce na dzień 31 grudnia 2018 działało 55 podmiotów posiadających status operatorów systemu dystrybucyjnego – OSD ²⁵ .	
▶ uzyskanie koncesji na działalność operatorską,	▶ dysponować odpowiednimi zdolnościami technicznymi i organizacyjnymi pozwalającymi na sprawną reakcję w sytuacji otrzymania zgłoszenia o awarii,
▶ zorganizowanie i utrzymywanie Pogotowia Gazowe, które zapobieganie powstaniu zagrożeń oraz eliminuje powstałe zagrożenia,	▶ usuwanie skutków spowodowanych wystąpieniem awarii lub sytuacji nadzwyczajnej, które mogą powodować ograniczenia w dostarczaniu, dystrybucji lub poborze paliwa gazowego,
▶ opracowania planów w zakresie wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego ²⁶ .	

Źródło: Opracowanie własne.

²⁴ Łączna długość sieci przesyłowej należącej do Gaz Systemu na koniec 2019 r. wynosiła 10 927 km, Gaz System, 2019 Raport zrównoważonego rozwoju, s.13.

²⁵ Status OSD otrzymuje się na mocy decyzji Prezesa URE, po złożeniu odpowiedniego wniosku. *Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2019*, lipiec 2019 r., s. 50.

²⁶ Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411).

Obowiązki sprzedawców paliwa gazowego (spółek obrotu) w zakresie bezpieczeństwa odbiorców końcowych

Odbiorca końcowy pozyskuje paliwo gazowe w konsekwencji zawarcia umowy ze spółką obrotu. Podobnie jak w przypadku operatorów, podmioty zajmujące się sprzedażą gazu muszą uzyskać na swoją działalność koncesję wydawaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej URE).

Od 2011 r. konsumenci gazu mają prawo do zmiany jego sprzedawcy. Swoboda w wyborze sprzedawcy została wprowadzona w konsekwencji implementacji dyrektyw gazowych Unii Europejskiej. Konkurencja na rynku gazu daje odbiorcom końcowym komfort wyboru ich zdaniem najlepszej oferty, ale niesie ze sobą także ryzyko utraty dostawcy w konsekwencji na przykład jego bankructwa. W takich przypadkach gwarancje bezpieczeństwa w zakresie zachowania ciągłości dostaw odbiorcy końcowi czerpią z rozwiązania prawnego, jakim jest „sprzedaż rezerwowa”. Odpowiednie regulacje w tym zakresie wprowadzono w listopadzie 2018 r., dając tym samym odbiorcy końcowemu możliwość wyboru sprzedawcy rezerwowego gazu lub energii elektrycznej. Sprzedawcą rezerwowym może zostać przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwem gazowym wskazane przez odbiorę końcowego. Odbiorca końcowy może przy tym upoważnić operatora dystrybucyjnego do sieci, czyjej jest przyłączony do zawarcia w jego imieniu stosownej umowy ze wskazanym sprzedawcą rezerwowym²⁷.

²⁷ „(...) sprzedaż rezerwowa – sprzedaż paliw gazowych lub energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej gazowej dokonywana przez sprzedawcę rezerwowego w przypadku zaprzestania sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, realizowana na podstawie umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3, zwanej dalej „umową kompleksową” Ustawa z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, art. 6b), Dz.U. 2018 poz. 2348.

Obowiązki importerów paliwa gazowego (spółek obrotu) w zakresie bezpieczeństwa odbiorców końcowych

Na podmiotach zajmujących się importem gazu ziemnego spoczywają następujące ustawowe obowiązki:

- uzyskanie koncesji na obrót paliwem gazowym,
- posiadanie procedury postępowania stosowane w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu do systemu gazowego (muszą określać sposoby uruchamiania dostaw z nowych źródeł) albo w sytuacji nieprzewidzianego, gwałtownego wzrostu zapotrzebowania na gaz,
- utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- podejmowanie innych działań rynkowych mających przeciwdziałać zakłóceniom w dostawach gazu.

Przyjęte przez importerów procedury muszą być wcześniej uzgodnione z operatorami infrastrukturalnymi odpowiedzialnymi za ich realizację, a następnie przekazane OSP.

W świetle aktualnie obowiązujących regulacji znajdujących się w ustawie o zapasach, firmy, które sprowadzają gaz z zagranicy, muszą zgromadzić zapasy odpowiadające co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu importowi surowca. Zapasy takie mogą być gromadzone w magazynach gazu znajdujących się na terytorium Polski, państw należących do Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym²⁸. Obiekty magazynowe, w których gromadzone są zapasy muszą natomiast być podłączone do sieci przesyłowej umożliwiającej transport gazu na rynek polski. Parametry techniczne takich magazynów oraz przyłączonych do nich rurociągów muszą także zapewnić techniczną zdolność dostarczenia na rynek polski w ciągu 40 dni całkowitej ilości zgromadzonego poza granicami zapasu gazu. Ponadto importer musi wykupić w systemie takie zdolności przesyłowe, które umożliwią transport zgromadzonego gazu. Importer nie może ich użyć do realizacji normalnej działalności handlowej²⁹.

Opisana wyżej infrastruktura gazowa oraz posiadane przez Polskę zasoby gazu ziemnego stanowią fundament, na którym opiera się ciągłość dostaw gazu ziemnego na rynek krajowy, a w konsekwencji bezpieczeństwo odbiorców końcowych paliwa gazowego. Ważnym elementem rozwiązań systemowych w zakresie bezpieczeństwa rynku gazu ziemnego są także instrumenty w dyspozycji państwa polskiego oraz ustawowe obowiązki ciężące na operatorach infrastrukturalnych oraz spółkach obrotu, które służą zapewnieniu bezpieczeństwa odbiorcom końcowym gazu.

²⁸ Odpowiedzią rynku na obowiązek gromadzenia przez importerów zapasów obowiązkowych było pojawienie się usługi biletowej. Usługa świadczona przez GK PGNiG umożliwia klientom wypełnienie obowiązku utworzenia zapasu bez konieczności zakupu dodatkowego gazu ziemnego albo w oparciu o gaz ziemny, który staje się własnością zleceniodawcy w momencie rozpoczęcia świadczenia usługi. <http://pgnig.pl/charakterystyka-uslugi-biletowej>

²⁹ Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, Art.24a), Dz. U. z 2020 r. poz. 411.

1.2. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej

Ochrona klimatu stała się naczelnym priorytetem Komisji Europejskiej (KE), któremu podporządkowuje się kolejne strategie dotyczące energetyki i innych zagadnień gospodarczo-społecznych Unii Europejskiej. Ambicje i cele KE w tym zakresie wyrażone zostały w ogłoszonej w grudniu 2019 r. nowej strategii nazwanej *Europejskim Zielonym Ładem* (ang. *European Green Deal*). Dokument zawiera całościową, choć ogólną wizję przemian społeczno-ekonomicznych określonych mianem transformacji. Jej przeprowadzenie ma umożliwić zrealizowanie strategicznego celu w postaci neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Nowy, przyjazny klimatowi i środowisku model społeczno-gospodarczy ma więc się opierać na eliminacji emisji gazów cieplarnianych generowanych przez człowieka oraz wprowadzeniu gospodarki obiegu zamkniętego.

Zapowiedziana przez KE transformacja ma dotyczyć dziewięciu sektorów gospodarczych: rolnictwa, przemysłu spożywczego, przemysłu stalowego, przemysłu chemicznego, energetyki, przemysłu cementowego, przemysłu tekstylnego, budownictwa i transportu. W nowym „zielonym” modelu gospodarki, pozyskiwanie zasobów naturalnych ma być maksymalnie ograniczone. Jednocześnie dążyć się będzie do jak najpełniejszego i wielokrotnego wykorzystania produktów wytworzonych przez przemysł. Wsparcie otrzymają innowacyjne inwestycje tworzące nowe miejsca pracy w ramach nowej, „czystej” gospodarki działającej w obiegu zamkniętym. Głębokiej transformacji poddany ma być sektor energetyczny jako główny emitent CO₂ w państwach UE, który odpowiada za ponad 75 proc. emisji³⁰.

Wprowadzane zmiany mają doprowadzić do zupełnego odejścia od węgla w europejskiej energetyce, ponieważ paliwo to jest najbardziej emisyjne. Transformacja energetyczna w przypadku sektora gazu ma natomiast polegać na maksymalnym ograniczeniu jego emisyjności. Wdrożeniu tego postulatu służyć miało m.in. przyjęcie w październiku 2020 r. przez KE strategii w zakresie redukcji emisji metanu – „UE strategy to reduce methane emissions”. Strategia ta zakłada m.in. wprowadzenie prawnego obowiązku dokonywania pomiarów, sprawozdawczości i weryfikacji wszystkich emisji metanu związanych z energią³¹ w oparciu o metodologię wypracowaną w ramach programu badawczego Koalicję na rzecz Klimatu i Czystego Powietrza i (Climate and Clean Air Coalition - CCAC) opublikowaną w dokumencie „OIL & GAS Methane Partnership Overview”³². Jednocześnie dokument zwraca uwagę na problem zewnętrznych emisji metanu generowanych w procesie pozyskiwania gazu ziemnego trafiającego następnie na rynek UE.

Według Przewodniczącej KE, „(...) stary model wzrostu, oparty na paliwach kopalnych i zanieczyszczeniach jest przestarzały”³³. Podstawą, na której ma się opierać energetyka w UE, będą odnawialne źródła energii. Komisja nie określiła jednak procentowego udziału OZE w przyszłym docelowym miksie energetycznym. W grudniu 2020 roku państwa Unii Europejskiej osiągnęły porozumienie co do zwiększenia celu redukcji emisji CO₂ do 55 procent w stosunku do 1990 roku.

³⁰ Komisja Europejska, KOMUNIKAT KOMISJI DO ..., op. cit., s. 6.

³¹ European Commission, FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on an EU strategy to reduce methane emissions, Brussels. 14.10.2020, s.10.

³² <https://www.ccacoalition.org/en/resources/oil-gas-methane-partnership-ogmp-overview>

³³ „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>

Ostateczna rola gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej nie została jeszcze sprecyzowana przez Komisję Europejską. Przyjęcie tak ambitnych celów klimatycznych dało natomiast silny impuls do dyskusji m.in. o miejscu i roli paliwa gazowego w transformacji europejskiej energetyki. Aktualnie ścierają się ze sobą dwa stanowiska wobec tego zagadnienia:

radikalne – zmierzające do wejścia na szybką ścieżkę odchodzenia od paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego, w celu zdynamizowania tempa redukcji CO₂. Przejawem takiej silnej tendencji było poparcie przez Parlament Europejski 7 października 2020 r. wiążącego celu UE, którym ma być zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 60 proc. do 2030 r. w porównaniu z poziomem z 1990 r.³⁴

ewolucyjne – wskazujące na konieczność uwzględnienia indywidualnych uwarunkowań poszczególnych państw członkowskich i wykorzystania rozwiązań pomostowych, w tym przede wszystkim gazu ziemnego.

KE ocenia, że zewnętrzne emisje metanu uwalniane w procesie produkcji i dostarczania gazu ziemnego do Europy są od trzech do ośmiu razy większe niż emisje występujące w samej UE. W związku z tym Komisja zamierza zmobilizować koalicję głównych krajów importujących gaz do koordynacji wysiłków w zakresie emisji metanu w sektorze energetycznym³⁵.

³⁴ Za przyjęciem stanowiska PE głosowało 392 eurodeputowanych, 161 było przeciw, a 142 głosy były wstrzymujące się. <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20201002IPR88431/unijne-prawo-klimatyczne-poslowie-chca-redukcji-emisji-co2-o-60-do-2030>

³⁵ European Commission, FROM THE COMMISSION ..., op. cit., s.16.

1.3. Ewolucja polityki energetycznej Polski

Rosnące w ostatnich latach ambicje Komisji Europejskiej w zakresie ochrony klimatu spowodowały znaczącą korektę prowadzonej po 2015 r. polityki energetycznej Polski. Pierwszym dokumentem, w którym nakreślone zostały ramy i kierunki w polityce wobec szeroko rozumianej energetyki jest „Strategia na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)” przyjęta 14 lutego 2017 r. (SOR). Strategia ta wskazuje, że jednym z naczelných wyzwań stojących przed Polską jest „(...) zapewnienie gospodarce, instytucjom i obywatelom stabilnych i optymalnie dostosowanych do potrzeb dostaw energii, w akceptowalnej ekonomicznie cenie”³⁶. Osiągnięcie tego celu ma nastąpić przy racjonalnym i efektywnym wykorzystaniu:

- lokalnie dostępnych surowców,
- mających wartość energetyczną odpadów,
- odnawialnych źródeł energii.

Strategia wskazuje także na konieczność zwiększenia efektywności energetycznej przez przedsiębiorstwa, sektor publiczny i gospodarstwa domowe oraz wykorzystanie potencjału innowacji znajdującego się w krajowym sektorze energetycznym³⁷. Deklarowane jest także dążenie do gospodarki niskoemisyjnej, a następnie zeroemisyjnej. To poważane wyzwanie, któremu należy sprostać m.in. pobudzając innowacje i kreatywność także w sektorze energetycznym. Wyraźnie zaznaczone tam jest, że trzeba zmniejszać emisyjność energetyki, ale jednocześnie SOR akcentuje istotną rolę węgla w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa: „(...) ze względów bezpieczeństwa własne zasoby węgla mają zapewnić stabilne dostawy paliwa do polskich elektrowni węglowych”³⁸. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa nie spowodowało oczywiście jedynie do utrzymania elektroenergetyki opartej na własnych zasobach węglowych. Wskazuje się bowiem na konieczność zróżnicowania źródeł, surowców, sposobu wytwarzania i dystrybucji energii, i zróżnicowania źródeł przede wszystkim w przypadku dostaw gazu poprzez rozbudowę infrastruktury transportowej. Energetyka konwencjonalna ma także pełnić rolę stabilizatora odnawialnych źródeł energii, które mają zwiększać swój udział w krajowej produkcji energii.

Streszczenie najnowszej wersji projektu „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.” (dalej PEP2040), opublikowane 8 września 2020 r., zawiera już mocne akcenty odwołujące się w pierwszej kolejności do kwestii ochrony klimatu. Zagadnienie to jest traktowane jako pierwszoplanowe i w największym stopniu wpływające na kierunki strategii energetycznej Polski. Dokument w swoich założeniach zwraca uwagę na wyzwania stawiane w porozumieniu paryskim i polityce klimatyczno-energetycznej UE wyrażonej w *Europejskim Zielonym Ładzie*. W konsekwencji nowy projekt PEP2040 koncentruje się na zagadnieniu transformacji energetycznej w Polsce, uwzględniając wyznaczoną przez Komisję Europejską datę osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Dokument w swojej obecnej wersji łączy założenia polityki energetycznej i klimatycznej, podkreślając zarazem konieczność przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i „nie pozostawiający nikogo samemu sobie”³⁹. W PEP2040 wyznaczono cele polityki energetycznej oraz wyodrębniono trzy filary transformacji energetycznej.

³⁶ *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, Warszawa 2017 r., s. 320.

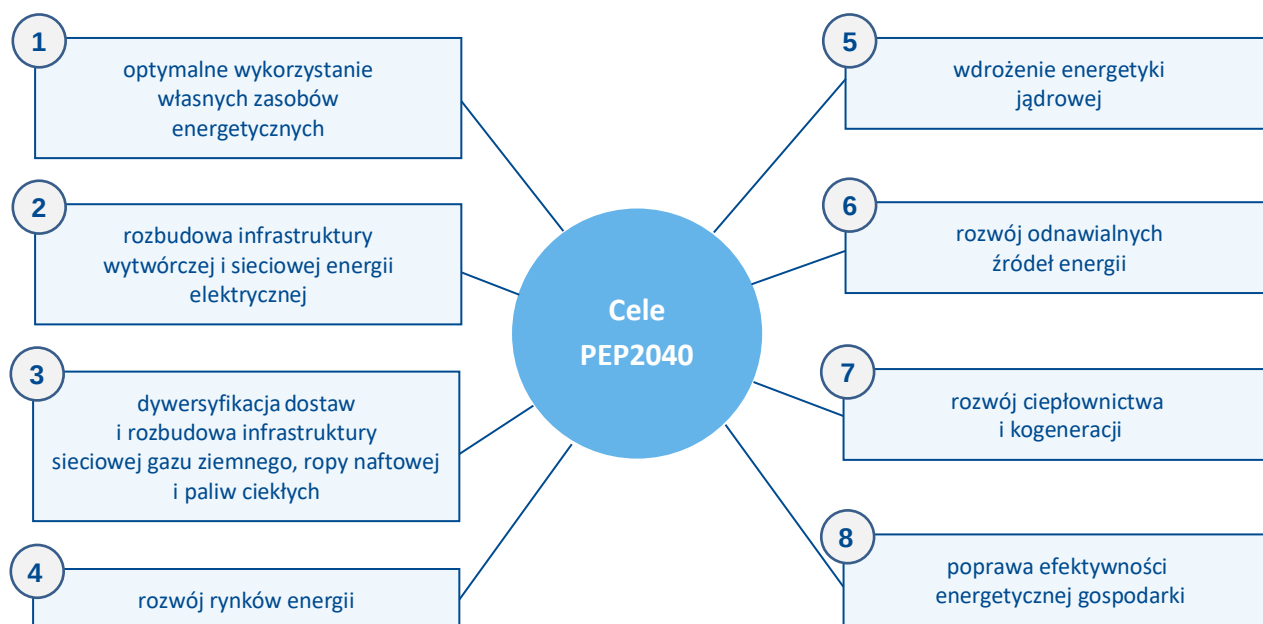
³⁷ Ibidem.

³⁸ W momencie publikacji SOR rząd stał na stanowisku zachowania energetyki opartej na własnych zasobach węgla jako podstawy dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Utrzymanie zmniejszonego choć nadal istotnego udziału węgla strukturze produkcji energii elektrycznej ograniczało możliwości większego rozwoju źródeł wytwórczych opartych na gazie ziemnym.

³⁹ Ministerstwo Klimatu, *Polityka Energetyczna...*, op. cit., s. 2,3. <https://www.gov.pl/attachment/114c135e-bd7e-4152-8666-d3f64a53765b>

Nadrzędnym celem PEP2040 jest nadal zachowanie bezpieczeństwa energetycznego „(...) przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko”⁴⁰. Jego realizację podzielono na działania w obrębie ośmiu celów szczegółowych:⁴¹

Rysunek 6. **CELE PEP2040.**



Źródło: Ibidem, s. 5.

Realizacja celów wskazanych w PEP2040 ma przyczynić się do wdrożenia transformacji polskiej energetyki opartej na trzech filarach: sprawiedliwej transformacji, zeroemisyjnym systemie energetycznym i dobrej jakości powietrza.

Rysunek 7. **TRZY FILARY TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ.**



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

⁴⁰ Ibidem, s. 6.

⁴¹ Ibidem, s. 5.

Wymierne efekty wdrożenia planowanej transformacji będzie mierzone poprzez osiągnięcie następujących wskaźników:

- 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.)⁴².

W przeciwieństwie do SOR, projekt PEP2040 nie traktuje krajowych zasobów węgla jako kluczowych dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego Polski. Konsekwencją odchodzenia od węgla na rzecz OZE będzie natomiast zwiększenie roli gazu ziemnego jako paliwa dla elektroenergetyki i ciepłownictwa. W aktualnym projekcie PEP2040 gaz ziemny został określony jako **paliwo pomostowe w procesie transformacji energetycznej**. Oceniono, że nowe bloki energetyczne opalane gazem, obok rozwoju magazynów energii, będą niezbędne dla bilansowania pracy niestabilnych źródeł odnawialnych. Założono, że będą one istotnym wsparciem dla niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), podnosząc jednocześnie poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju⁴³.

Przyjęciu przez gaz ziemny roli paliwa pomostowego muszą towarzyszyć gwarancje bezpieczeństwa dla dostaw na rynek. W tym zakresie PEP2040 powtarza i rozwija tezy zadania wskazane w SOR odnoszące się do budowy niezbędnej infrastruktury oraz utworzenia hubu gazowego o zasięgu regionalnym⁴⁴.

⁴² Ibidem, s. 10.

⁴³ Ibidem, s. 8, 12.

⁴⁴ Ibidem, s. 12

W projekcie PEP2040 wskazano także na konieczność rozwijania rynku wodoru, który w długiej perspektywie ma przyczynić się do wzrostu udziału OZE w bilansie energetycznym kraju. Przyszła stopniowa dystrybucja wodoru jako mieszanki z gazem ziemnym (w początkowym etapie) ma następować przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Założono, że w „(...) 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszanki zawierającej ok. 10 proc. gazów zdekarbonizowanych”⁴⁵. Wodór ma odegrać istotną rolę w procesie dekarbonizacji transportu i przemysłu⁴⁶.

Polskie stanowisko wobec pomostowej roli gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej wyrażone zostało także w liście ośmiu państw członkowskich Unii Europejskiej skierowanym do Komisji Europejskiej z 20 maja 2020 r. W gronie sygnatariuszy tego listu obok Polski znalazły się także Bułgaria, Czechy, Grecja, Litwa, Rumunia, Słowacja i Węgry⁴⁷.

Kluczowe postulaty zawarte w liście:

- gaz ziemny zapewnia najszybszą i najtańszą pośrednią drogę do gospodarki niskoemisyjnej, poprawę jakości powietrza i pozwala na stopniowe i skuteczne przyczynianie się do neutralności klimatycznej UE do 2050 r.;
- gaz ziemny jest istotnym źródłem rezerwowym i bilansującym dla rozwoju odnawialnych źródeł energii;
- zaprzestanie wspierania dalszego rozwoju infrastruktury gazowej przyczyniającej się do transformacji energetycznej i usprawniającej ją bardzo utrudni wielu państwom członkowskim sfinansowanie inwestycji koniecznych, by pokryć ogromne zapotrzebowanie na kluczowe projekty infrastrukturalne;
- infrastrukturę gazową należy uznać za jeden z czynników umożliwiających przeprowadzenie zmian prowadzących do przejścia na czystsze technologie wytwarzania energii, ciepła, chłodu i paliw dla transportu;
- należy utrzymać wsparcie i pomoc finansową UE dla rozwoju infrastruktury gazowej m.in. poprzez fundusze strukturalne i kredyty inwestycyjne⁴⁸.

⁴⁵ Ibidem, s. 8.

⁴⁶ Ibidem, s. 13, 14.

⁴⁷ Przesłanie zawarte w liście zostało także poparte przez Cypr, Bankier.pl., *Koalicja 8 państw UE popiera inwestycje w gaz*, 28.05.2020 r., <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Koalicja-8-panstw-UE-popiera-inwestycje-w-gaz-7894151.html>

⁴⁸ 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/>

1.4. Nowe obszary zastosowania gazu ziemnego – transport i ciepłownictwo

Poza elektroenergetyką można wskazać jeszcze na dwa obszary szerszego niż dotychczas zastosowania gazu ziemnego - są nimi transport i ciepłownictwo. W perspektywie kolejnego dziesięciolecia gaz ziemny może stać się atrakcyjną alternatywą wobec dotychczas wykorzystywanych paliw w tych sektorach. W kontekście unijnej polityki klimatycznej, fakt, że gaz jest o wiele mniej emisyjny od ropy i węgla, może mieć decydujące znaczenie.

a. Gaz w transporcie

Paliwo gazowe w praktyce wykorzystywane jest w dwóch rodzajach transportu: morskim i drogowym.

Upowszechnieniu paliwa gazowego w formie skroplonej (LNG) w transporcie morskim sprzyja przede wszystkim tzw. Dyrektywa siarkowa. Wymaga ona od statków poruszających się w strefie kontroli emisji siarki (ang. Sulphur Emission Control Areas - SECA) stosowania paliw nie przekraczających 0,1 proc. siarki na jednostkę masy od 1 stycznia 2015 r. Obszar obowiązywania strefy SECA obejmuje Morze Bałtyckie, Cieśniny Duńskie, Morze Północne i Kanał La Manche⁴⁹. W Europie liderem w rozbudowie infrastruktury służącej zaopatrywaniu transportu morskiego w paliwo gazowe, czyli bunkrowania, jest Finlandia. Kraj ten postanowił wybudować, w oparciu o istniejące porty morskie, sześć niewielkich terminali LNG (small LNG), których zadaniem będzie dystrybucja gazu skroplonego dla transportu morskiego i jednocześnie transport drogowy. Unia Europejska poparła tę strategię inwestycyjną. W 2016 r. Komisja Europejska zatwierdziła decyzję rządu fińskiego o przyznaniu 28 mln euro na budowę terminala LNG w miejscowości Hamina położonej na południowo-wschodnim wybrzeżu kraju⁵⁰. Następnie rząd fiński podjął decyzję o przeznaczeniu kolejnych 65,2 mln euro dotacji dla trzech kolejnych terminali zlokalizowanych w portach w Tornio, Pori i Rauma⁵¹. W czerwcu 2019 r. uruchomiony został natomiast największy fiński terminal LNG Manga zlokalizowany w porcie Tornio o zdolności regazyfikacyjnej na poziomie ok. 210 mln m³ rocznie⁵².

Polska stawia dopiero pierwsze kroki, jeśli chodzi o bunkrowanie LNG w transporcie morskim. Zainteresowane tą formą działalności są przede wszystkim zarządy portów morskich oraz OSP Gaz-System. Pierwsze wspólne działania w tej dziedzinie podjęły także PGNiG OD I Grupa Lotos.

- ✓ **GDYNIA** – Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A. podpisał porozumienie z PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i Gas-Trading S.A. z GK PGNiG (19.06.2018 r.) o wykorzystaniu paliwa LNG. Zakłada ono m. in. budowę barki przystosowanej do bunkrowania LNG innych statków. Firmy będą prowadzić prace nad technologiczną instrukcją bunkrowania statków i mobilnym punktem bunkrowania paliwem LNG w Porcie Gdynia oraz nad umożliwieniem armatorom bunkrowania z morza przy wykorzystaniu technologii ship-to-ship.
- ✓ **GDAŃSK** – Gaz-System w sierpniu 2017 roku podpisał z Grupą LOTOS umowę dotyczącą realizacji projektu „The small-scale LNG Reloading Terminal in Gdańsk and bunkering”. Projekt otrzymał dofinansowanie z UE. Aktualnie trwają konieczne formalne uzgodnienia „Instrukcji realizacji usługi bunkrowania LNG w Porcie Gdańsk”, w tym warunków bezpieczeństwa. Firmy, które zadeklarowały realizację usługi bunkrowania statków ciekłym gazem naturalnym (LNG) w Porcie Gdańsk: Barter S.A., Cryogas M&T Poland SA, DUON Dystrybucja SA, Gaspol SA.

⁴⁹ Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L 327/1, DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2012/33/UE z dnia 21 listopada 2012 r. zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych.

⁵⁰ <https://www.offshore-energy.biz/eu-approves-finnish-lng-terminal-aid/>

⁵¹ <http://www.gasprocessingnews.com/news/finland-grants-permission-to-construct-three-new-lng-terminals.aspx>

⁵² <https://www.reuters.com/article/finland-lng/finland-opens-largest-nordic-lng-terminal-after-delay-idINL8N23I2UC>

- ✓ **GAZ-System/Polskie LNG** – Realizowany jest projekt rozbudowy terminala LNG w Świnoujściu, który zakłada m.in. budowę drugiego nabrzeża z infrastrukturą służącą do bezpośredniego tankowania statków albo załadunku specjalistycznych jednostek bunkrujących statki.
- ✓ **PGNiG OD/Grupa LOTOS** – firmy te współpracują ze sobą w zakresie bunkrowania statków. W latach 2016-2018 przeprowadzono 36 bunkrowań technicznych w obrębie Stoczni Remontowej w Gdańsku. Opracowano techniczną instrukcję tankowania statków paliwem LNG. W listopadzie 2020 r. przeprowadzono pierwsze bunkrowanie statku skroplonym gazem ziemnym w na nabrzeżu portu w Szczecinie.

Ramy prawne dla rozwoju transportu drogowego opartego na paliwach gazowych tworzy natomiast Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z 11 stycznia 2018 r.⁵³

W przyjętym przez polski rząd w marcu 2017 r. dokumencie „Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych” założono m.in., że do roku 2025 wybudowane zostaną:

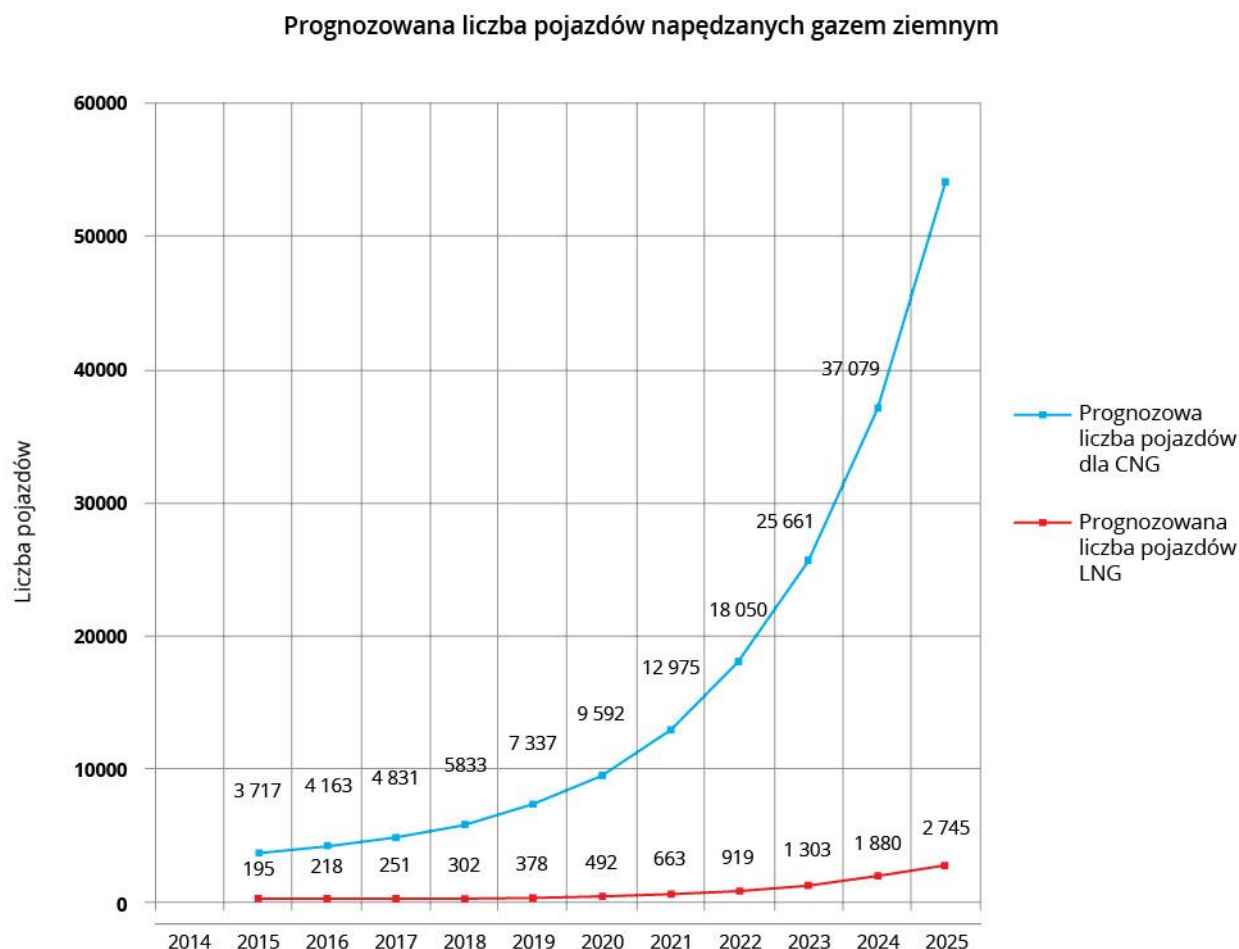
- ✓ 32 ogólnodostępne punkty tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG),
- ✓ 14 punktów tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) wzdłuż drogowej sieci bazowej TEN-T,
- ✓ instalacje do bunkrowania statków skroplonym gazem ziemnym LNG w portach: Gdańsk, Gdynia, Szczecin, Świnoujście⁵⁴.

Rządowe prognozy zakładają jednocześnie, że do roku 2025 na polskich drogach poruszać się będzie 57 tys. pojazdów korzystających z paliw gazowych (54 206 na CNG i 2745 na LNG)⁵⁵.

⁵³ Wspomniana Ustawa jest implementacją Dyrektywy w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Dokument ten zakłada zbudowanie sieci punktów bunkrowania LNG na wybrzeżach europejskich do 2025 roku

⁵⁴ Ministerstwo Energii, *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, Warszawa, 29.03.2017 r.

⁵⁵ Ibidem.



Źródło: Ministerstwo Energii, *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych*, Warszawa, 29.03.2017 r., s. 28.

Obniżenie akcyzy na gaz przeznaczony do silników spalinowych dało impuls dla rozwoju transportu drogowego (a konkretnie skroplony gaz ziemny LNG i sprężony gaz ziemny CNG, biogaz, wodór i biowodór). Zmienione przepisy ustawy z dnia 4 lipca 2019 roku o zmianie ustawy podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw w zakresie zmiany ustawy o podatku akcyzowym weszły w życie 14 sierpnia 2019 r.⁵⁶

Paliwo gazowe w transporcie drogowym w Polsce wykorzystywane jest najczęściej w transporcie publicznym organizowanym przez samorządy. Według danych Polskiego Związku Przemysłu Motoryzacyjnego, w 2019 roku na łączną liczbę 1032 zakupionych autobusów miejskich, 182 wyposażono w napęd CNG (22 proc.). Na dzień 31 marca 2020 r. zarejestrowanych w Polsce było także 2 848 samochodów ciężarowych wykorzystujących paliwo gazowe, 1724 samochodów dostawczych oraz blisko 3000 samochodów osobowych⁵⁷. Dalszy rozwój motoryzacji wykorzystującej paliwa CNG/LNG w dużej mierze zależeć będzie od tempa wzrostu ilości stacji tankowania, które ostatecznie powinny stworzyć sieć ogólnokrajową. Bezpośrednią konkurencją dla gazu jako paliwa alternatywnego w transporcie drogowym jest natomiast napęd elektryczny, którego podstawowym atutem jest zerowa emisyjność. Na koniec maja 2020 zarejestrowanych w Polsce było 11 658 samochodów z napędem elektrycznym i funkcjonowały 1173 stacje ładowania.

⁵⁶ <https://pim.pl/rewolucja-gazowa-w-transporte-towarowym/>

⁵⁷ <https://www.transport-publiczny.pl/wiadomosci/autobusy-gazowe-zdobывают-polskie-miasta-rosnie-udzial-w-sprzedazy-64503.html>

b. Gaz w ciepłownictwie

Gaz ziemny może zostać wykorzystany w transformacji polskiego ciepłownictwa jako paliwo pomostowe. Obecnie produkcja ciepła w Polsce, indywidualna i systemowa, przyczynia się do emisji CO₂ na poziomie 68 mln ton rocznie, stanowiąc 25 proc. krajowej emisji tego gazu, ponieważ w sektorze tym dominują źródła węglowe. Łącznie na potrzeby wytwarzania ciepła w Polsce zużywanych jest ok. 26 mln ton węgla rocznie⁵⁸. W przypadku ogrzewania indywidualnego udział węgla w roku 2017 wyniósł 47,7 proc., a w ciepłownictwie systemowym, wg danych za rok 2018, udział ten był na poziomie aż 72,5 proc.⁵⁹ Warto przypomnieć, że spalanie węgla w domach jednorodzinnych przyczynia się do powstawania smogu, szczególnie przy bezwietrznej pogodzie i dużej wilgotności⁶⁰.

Większemu wykorzystaniu gazu ziemnego w ciepłownictwie sprzyjają realizowane obecnie programy rządowe zmierzające do modernizacji tego sektora oraz specjalne programy przeznaczone dla odbiorców indywidualnych.

Oto rządowe programy wspierające transformację ciepłownictwa:

Program Czyste powietrze

- ✓ to ogólnopolski program wsparcia finansowego dla wymiany źródeł ciepła,
- ✓ ma na celu likwidację starych kotłów grzewczych będących źródłem smogu,
- ✓ jest on skierowany do właścicieli domów jednorodzinnych,
- ✓ jest realizowany w okresie 2018-2028,
- ✓ całkowita wartość programu wynosi 103 mld PLN,
- ✓ dotacja obejmuje wymianę źródeł ciepła oraz prace związane z termoizolacją budynku,
- ✓ program dofinansowuje m.in. zakup i montaż kondensacyjnego kotła gazowego i przyłącza gazowego,
- ✓ do 24 kwietnia 2020 rozpatrzono 131 623 wnioski o wartości 2,8 mld złotych⁶¹.

Program Ciepłownictwo powiatowe

- ✓ jego celem jest zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw ciepłowniczych na środowisko naturalne i poprawa jakości powietrza, zmniejszenie zużycia surowców pierwotnych i zmniejszenie emisji CO₂,
- ✓ dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji lub pożyczki,
- ✓ program jest realizowany w okresie 2019-2025,
- ✓ wsparcie obejmuje m.in. projekty polegające na wymianie paliwa stałego na mniej emisyjne paliwo gazowe, mieszkankę gazów, gaz syntetyczny lub wodór,
- ✓ beneficjentami programu są spółki należące do jednostek samorządu terytorialnego, których celem jest produkcja energii cieplnej na cele komunalne i bytowe⁶².

⁵⁸ Ibidem, s.16.

⁵⁹ Forum Energii, *Ciepłownictwo w Polsce*, Edycja 2019, s. 15.

⁶⁰ Więcej na temat smogu m.in. w: Polski Instytut Ekonomiczny, *Smog w Polsce i jego konsekwencje*, Warszawa, grudzień 2019 r., https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2020/03/PIE-WP_5-2019.pdf

⁶¹ <http://czystepowietrze.gov.pl/wez-dofinansowanie/>

⁶² Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, *Program priorytetowy: Ciepłownictwo powiatowe*, s.6.

<http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/cieplownictwo-powiatowe--pilotaz/nabor-ii-wnioskow-2020-2021/>

Modernizacja ciepłownictwa w Polsce stwarza nowe perspektywy dla biznesu. Przykładem strategii w tym obszarze jest m.in. program „Przełącz się na gaz” oferowany przez PGNiG Obrót Detaliczny. Oto jego założenia:

- ✓ zmiana dotychczasowego źródła ogrzewania na źródło gazowe,
- ✓ oferowana jest kompleksowa pomoc w rozpoczęciu użytkowania paliwa gazowego do celów grzewczych,
- ✓ doradztwo w zakresie uzyskania finansowania lub dofinansowania wymiany źródła ogrzewania ze źródeł zewnętrznych,
- ✓ oferowany jest darmowy kosztorys oraz doradztwo w zakresie przejścia na ogrzewanie gazowe,
- ✓ dedykowany odbiorcom indywidualnym⁶³.

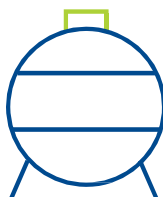
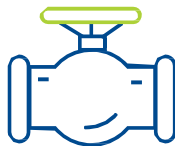
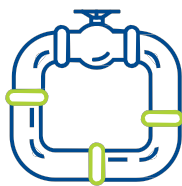
W projekcie PEP2040 w odniesieniu do ciepłownictwa założono, że do 2040 r. zapotrzebowanie na ciepło wszystkich gospodarstw domowych pokrywane ma być przez źródła systemowe oraz zeroemisyjne lub niskoemisyjne źródła indywidualne. Tak jak w przypadku transformacji elektroenergetyki, w ciepłownictwie również gaz ziemny ma odegrać rolę paliwa pomostowego. Do roku 2030 sieci gazownicze mają osiągnąć zdolność transportowania mieszaniny zawierającej ok. 10 proc. gazów zdekarbonizowanych. Ma to przede wszystkim umożliwić istotne obniżenie emisyjności wytwarzania ciepła w kogeneracji. Natomiast jednym z docelowych rozwiązań ma być upowszechnienie technologii wodorowych pozwalających na produkcję „zielonego wodoru” jako paliwa dla lokalnego ciepłownictwa. Technologie takie mają funkcjonować w ramach lokalnych „kłastrów wodorowych” opierających się na lokalnej produkcji i zaspokajających lokalne zapotrzebowanie na ciepło⁶⁴.

⁶³ <http://pgnig.pl/dla-domu/oferta/przelacz-sie>

⁶⁴ <https://www.gov.pl/web/klimat/cieplownictwo-i-kogeneracja>

WNIOSKI

- Ambicje Komisji Europejskiej w zakresie ochrony klimatu, wyrażone w *Europejskim Zielonym Ładzie*, już wpłynęły na proces kształtowania się polskiej polityki energetycznej datowany od momentu przyjęcia SOR w 2017 r.
- Kluczowym wyzwaniem dla polskiej polityki energetycznej stało się ustalenie odpowiedniego modelu transformacji energetycznej, który zachowałby spójność pomiędzy realizacją celów wskazywanych przez Komisję Europejską, a modernizacją krajowej energetyki i zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego.
- Gaz ziemny określony został mianem „paliwa pomostowego” w procesie transformacji energetycznej, czego skutkiem muszą być nowe inwestycje w niskoemisyjne moce gazowe.



STAN OBECNY I PERSPEKTYWA WYKORZYSTANIA GAZU W ELEKTROENERGETYCE W POLSCE I UNII EUROPEJSKIEJ



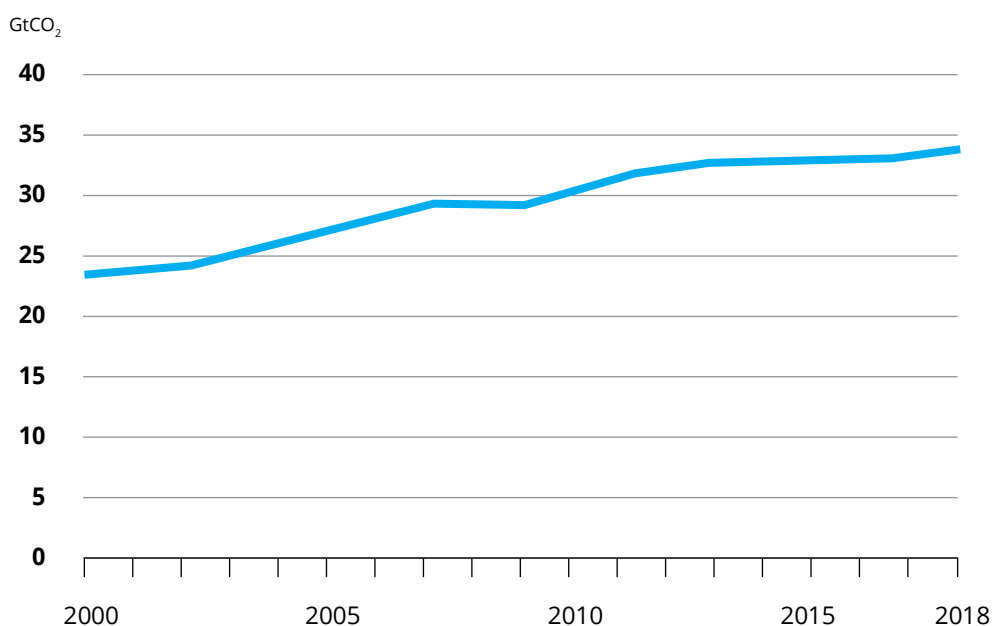
2. Stan obecny i perspektywa wykorzystania gazu w elektroenergetyce w Polsce i Unii Europejskiej

Sektor energetyczny jest jednym z fundamentów rozwoju w Unii Europejskiej. Głównym wektorem polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej jest osiągnięcie w 2050 roku tzw. neutralności klimatycznej przez ograniczanie emisji gazów cieplarnianych. Dążenie do tego celu będzie wspierane mechanizmami regulacyjnymi i stymulującymi. Dzięki temu w przyszłości zmodernizowane zostaną jednostki wytwórcze i powstanie więcej rodzajów źródeł wytwarzania energii.

2.1. Paliwa kopalne i emisyjność CO₂ w sektorze elektroenergetycznym

Węgiel jest głównym powodem, dla którego wytwarzanie energii wiąże się z tak dużymi emisjami. W ujęciu globalnym emisja dwutlenku węgla na skutek spalania paliw kopalnych w ostatnich latach systematycznie rosła, przekraczając obecnie poziom 30 Gt CO₂ rocznie. Niemal liniowy wzrost emisji CO₂ do atmosfery został przerwany jedynie na chwilę światowym kryzysem gospodarczym w latach 2007-2009, co wyraźnie widać na poniższym wykresie (patrz rysunek 9).

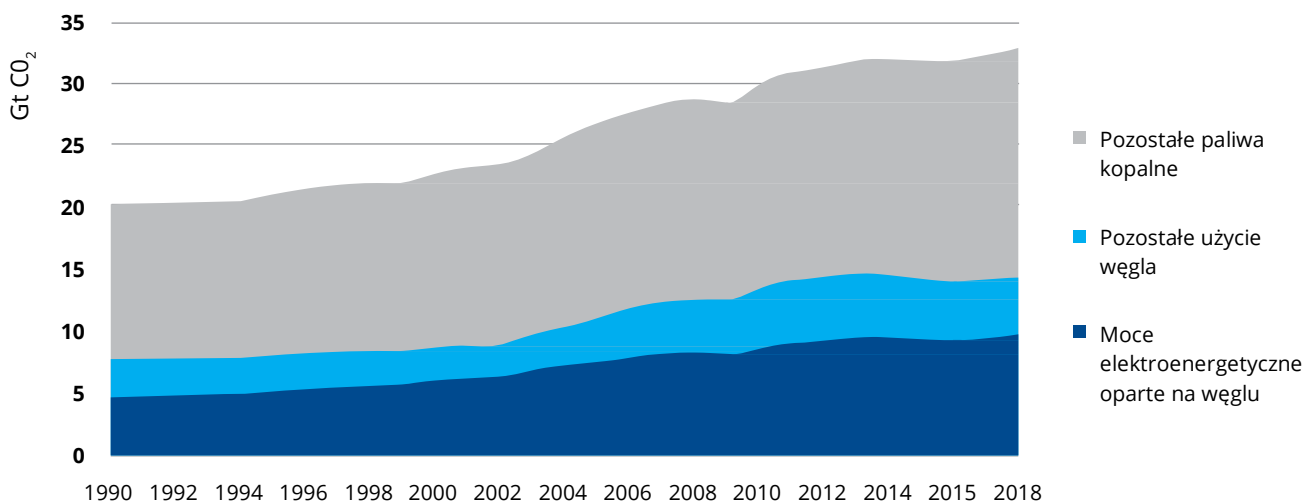
Rysunek 9. **GLOBALNA EMISJA DWUTLENKU WĘGLA W WYNIKU SPALANIA PALIW KOPALNYCH.**



Źródło: IEA (2019), CO₂ Emissions From Fuel Combustion Highlights, Report 2019, IEA, Paris
<https://webstore.iea.org/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019>.

Warto zaznaczyć, że sam sektor elektroenergetyczny oparty na węglu odpowiada za niemal jedną trzecią całkowitej emisji dwutlenku węgla na świecie (patrz rysunek 10). Zużycie węgla w elektroenergetyce w ujęciu rocznym przyczyniło się do emisji 10Gt CO₂ w 2018 roku⁶⁵.

Rysunek 10. **EMISJA DWUTLENKU WĘGLA NA ŚWIECIE 1990-2018.**



Źródło: IEA (2019), Global Energy & CO₂ Status Report 2019, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>

Dlatego w procesie transformacji energetycznej jednym z kluczowych parametrów charakteryzujących moce wytwórcze jest poziom emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Według Międzypaństwowego Zespołu ds. Zmian Klimatu działającego przy Organizacji Narodów Zjednoczonych (ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change*, w skrócie IPCC), emisyjność źródeł energii uwzględniająca pełny cykl życia inwestycji (m.in. bezpośrednią emisję dwutlenku węgla przy produkcji oraz wynikającą z budowy i eksploatacji obiektu wraz z łańcuchem dostaw) klasyfikuje gaz ziemny jako paliwo emitujące średnio w przeliczeniu o prawie połowę mniej CO₂ przy wytwarzaniu energii w porównaniu z węglem⁶⁶, tj.:

- Węgiel – 820 g CO₂/kWh
- Gaz – 490 g CO₂/kWh
- Atom - 12 g CO₂/kWh

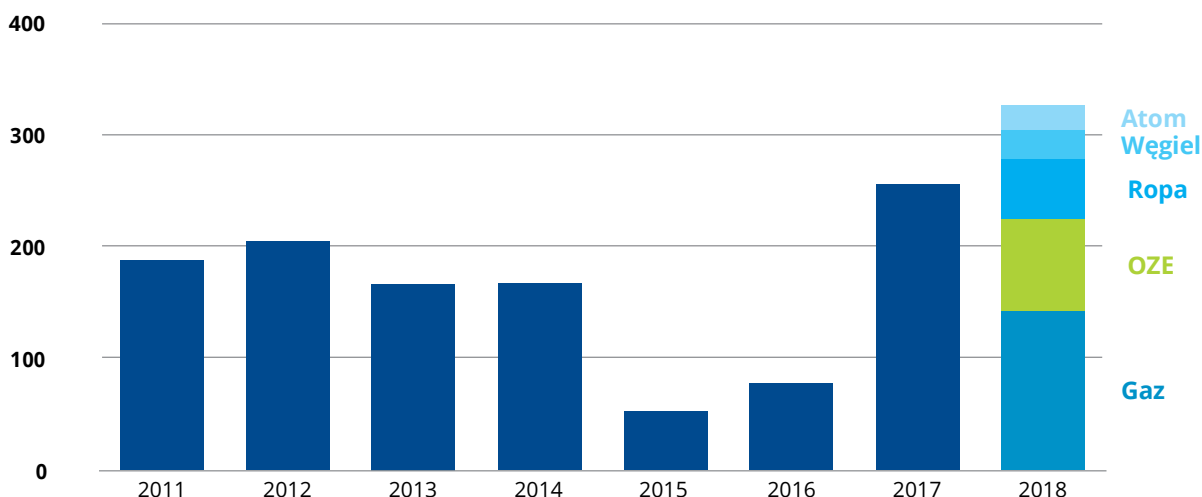
Jest to istotny parametr biorąc pod uwagę fakt, że średnioroczny wskaźnik wzrostu zużycia energii pierwotnej na świecie systematycznie rośnie, a w okresie 2010-2018 wzrósł niemal dwukrotnie⁶⁷. Na skutek rozwoju gospodarczego na świecie zużycie wszystkich paliw wzrasta, przy czym największy wzrost widoczny jest w przypadku gazu ziemnego oraz źródeł odnawialnych. Zapotrzebowanie na prąd elektryczny stanowiło ponad połowę wzrostu zapotrzebowania na energię ogółem w tym okresie. Najmniejszy wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną dotyczył atomu i węgla (patrz rysunek 11).

⁶⁵ IEA (2019), Global Energy & CO₂ Status Report 2019, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>, s. 7.

⁶⁶ S. Schlömer, T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA; https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf; s. 1335.

⁶⁷ IEA (2019), Global Energy & CO₂ Status Report 2019 ..., op. cit., s. 4.

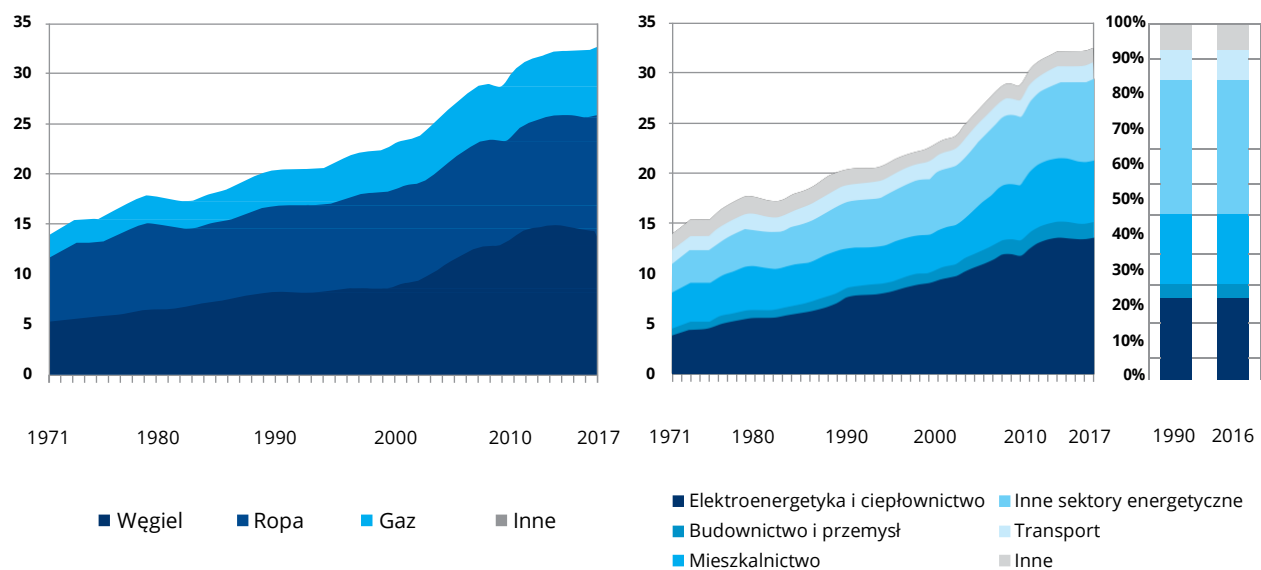
Rysunek 11. ŚREDNI ROCZNY WSKAŹNIK WZROSTU ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ W LATACH 2010-2018.



Źródło: IEA (2019), Global Energy & CO₂ Status Report 2019, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>

Ciekawy jest fakt, że dotychczas największą emisyjnością CO₂ cechował się sektor energetyczny i ciepłowniczy (z uwagi na wspomniany udział węgla w produkcji), natomiast dwoma następnymi wysokoemisyjnymi sektorami są przemysł i budownictwo (razem) oraz transport, przy czym suma ich obydwu jest porównywalna z emisyjnością sektora energetycznego i ciepłowniczego (patrz rysunek 12). Stąd też największego pola do ograniczania emisji CO₂ można upatrywać w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym, który charakteryzuje się wysokim stanem skupienia (relatywnie mało obiektów, duża moc jednostkowa każdego z nich) w porównaniu z sektorami przemysłu i budownictwa oraz transportu, które mają charakter zdecydowanie bardziej rozproszony i zróżnicowany w skali.

Rysunek 12. EMISYJNOŚĆ DWUTLENKU WĘGLA W PODZIALE NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ (RYS. Z LEWEJ) I SEKTOR GOSPODARKI (RYS. Z PRAWYJ), W MLD TON CO₂.



Źródło: IEA (2019), CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2019 Highlights, IAE, Paris <https://webstore.iea.org/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019>.

Dlatego też dla całego sektora gazowego w Europie okres transformacji energetycznej jest szczególnie istotny. Dla państw takich jak Polska, gdzie zależność od węgla jest znacznie wyższa od innych państw UE, gaz ziemny może odgrywać kluczową rolę w procesie transformacji jako czyste i efektywne paliwo pozwalające racjonalnie odejść od jej obecnego modelu energetycznego.

2.2. Rola gazu ziemnego w energetyce w ujęciu europejskim i polskim

Osiągnięcie celów określonych w *Europejskim Zielonym Ładzie* uwzględniające specyfikę poszczególnych krajów członkowskich oznacza, że Polska powinna w znacznie większym zakresie uwzględnić rolę gazu ziemnego. Jego szersze zastosowanie może ułatwić stopniowe przechodzenie do docelowej struktury wytwarzania energii w perspektywie 2050 r. z dominującą rolą źródeł odnawialnych i atomu. Według założeń PEP2040⁶⁸ gaz ziemny ma się stać paliwem pomostowym w transformacji energetycznej, podczas gdy udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej nie będzie przekraczał 56 proc. już w 2030 roku, otwierając drogę do zainstalowania w 2040 r., w najbardziej optymistycznym wariantcie, nawet 36 GW nowej mocy [11 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na morzu, 16 GW mocy zainstalowanej w fotowoltaice i ok. 9 GW mocy w ramach programu jądrowego (PPEJ⁶⁹)].

Warto zastanowić się jakie potencjalne scenariusze rozwoju dla gazu ziemnego mogą pojawić się w nadchodzących latach, zwłaszcza dzisiaj, kiedy wpływ pandemii COVID-19 na gospodarkę światową wciąż jest ogromny. Proces transformacji energetycznej i inwestycje z nią związane mogą w dużym stopniu przyczynić się do wychodzenia z kryzysu gospodarczego dla wielu państw na świecie.

Autorzy najnowszej prognozy World Energy Outlook 2020⁷⁰ opublikowanej przez Międzynarodową Agencję Energii są zdania, że pandemia COVID-19 przyspieszy przejście na odnawialne źródła energii. Z raportu wynika, że do 2025 roku na świecie zostanie wycofanych z użycia 275 GW mocy w elektrowniach węglowych. Stanowi to obecnie 13 proc. całej mocy zainstalowanej w tym źródle.

Zgodnie z przedstawionymi w prognozie scenariuszami, źródła odnawialne mogą zaspokoić nawet 80 proc. wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu najbliższych 10 lat. Do 2025 roku zastąpią one węgiel jako podstawowe źródło wytwarzania energii elektrycznej. Według raportu, jeśli ziszczy się bardziej optymistyczny scenariusz, odnawialne źródła energii będą odgrywać jeszcze większą rolę w ciągu najbliższych pięciu lat.

Inne analizy przedstawione przez British Petroleum⁷¹, trzeciego największego koncernu w branży ropy i gazu, zakładają trzy ścieżki rozwoju globalnego rynku gazu ziemnego. Co ciekawe, przyjmuje się, że tego typu wieloletnie prognozy mają dla gazu ziemnego są bardziej pewne niż analogiczne zestawienia dla ropy czy węgla. Jest to spowodowane rosnącym popytem na świecie i dostępnością tego surowca w globalnym łańcuchu dostaw, zwłaszcza w postaci skroplonej. Przyjmując rok 2020 jako punkt wyjścia, zakładane prognozy dla gazu ziemnego w ujęciu globalnym przedstawiono poniżej.

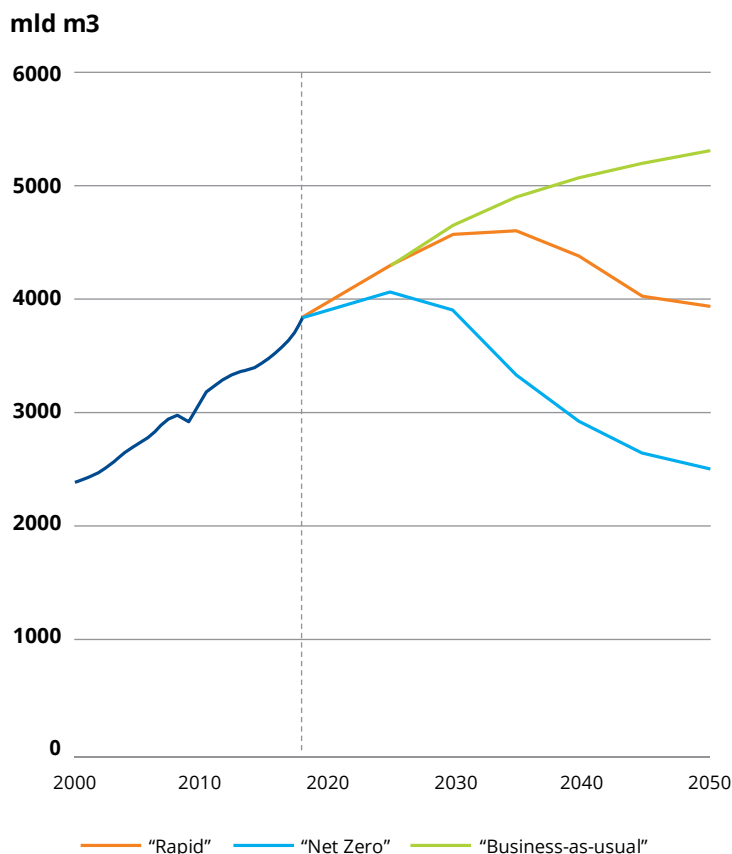
⁶⁸ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>

⁶⁹ <https://www.gov.pl/web/klimat/aktualizacja-programu-program-polskiej-energetyki-jadrowej>

⁷⁰ World Energy Outlook 2020, International Energy Agency; <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

⁷¹ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/demand-by-fuel/natural-gas.html#role-of-natural-gas>

Rysunek 13. PROGNOZA ZUŻYCIA GAZU NA ŚWIECIE W LATACH 2000-2050.



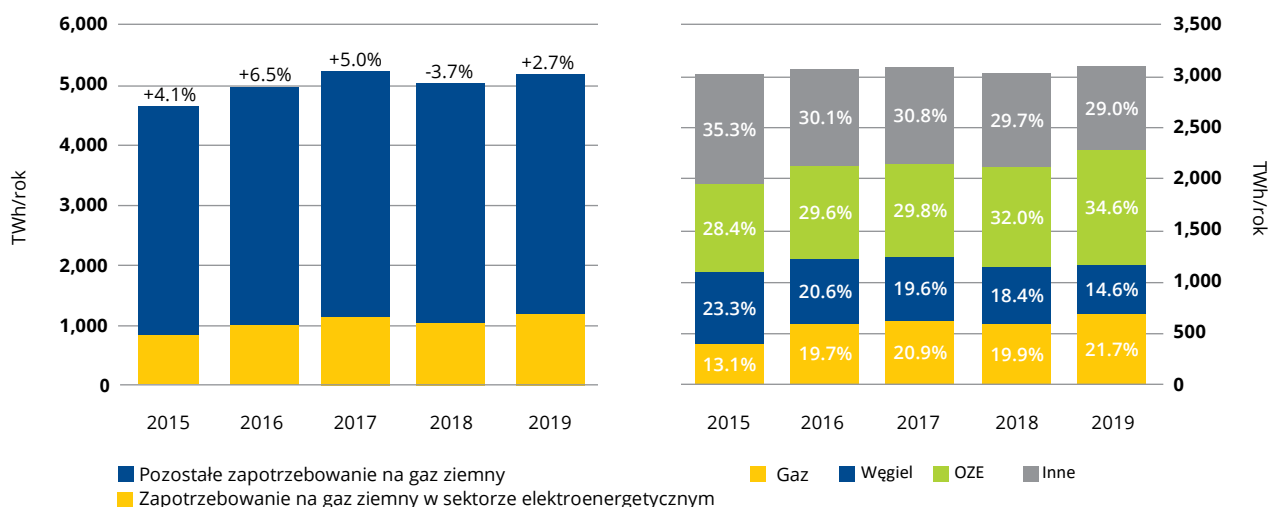
Źródło: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/demand-by-fuel/natural-gas.html#role-of-natural-gas>.

Pierwszy scenariusz („Rapid”, kolor pomarańczowy na rysunku 13.) zakłada wzrost zapotrzebowania na gaz po krótkotrwałym spadku wywołanym sytuacją związaną z COVID-19 i szybki wzrost przez następne 15 lat. Źródłem popytu byłyby głównie rozwijające się rynki Chin oraz Indii szukające paliw, które pozwoliłyby im zmniejszyć emisje CO₂. Przez następny 15-letni okres popyt na surowiec ten spadałby wraz z malejącym popytem ze strony rynków azjatyckich i zmniejszeniem zużycia w krajach rozwiniętych. W prognozowanym okresie do 2050 roku popyt na gaz wróciłby do obecnego poziomu (wartość na poziomie 4 bln m³ w ujęciu globalnym).

Drugi scenariusz („Net-zero”, kolor niebieski na rysunku 13.) zakłada szybsze wyhamowanie wzrostu zużycia gazu ziemnego i osiągnięcie szczytu ok. 2025 roku, a następnie przewiduje również szybszy spadek, który na koniec badanej perspektywy byłby o ok. 1/3 niższy w porównaniu z rokiem 2018.

Największy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny przewiduje scenariusz trzeci („Business-as-Usual”, kolor zielony na rysunku 13.), który zakłada duży i stabilny wzrost zużycia gazu przez najbliższe 30 lat osiągając na koniec analizowanego okresu poziom ok. 5,3 bln m³. Miałoby się tak stać z powodu wzrostu zużycia gazu ziemnego w Azji, Afryce i na Bliskim Wschodzie.

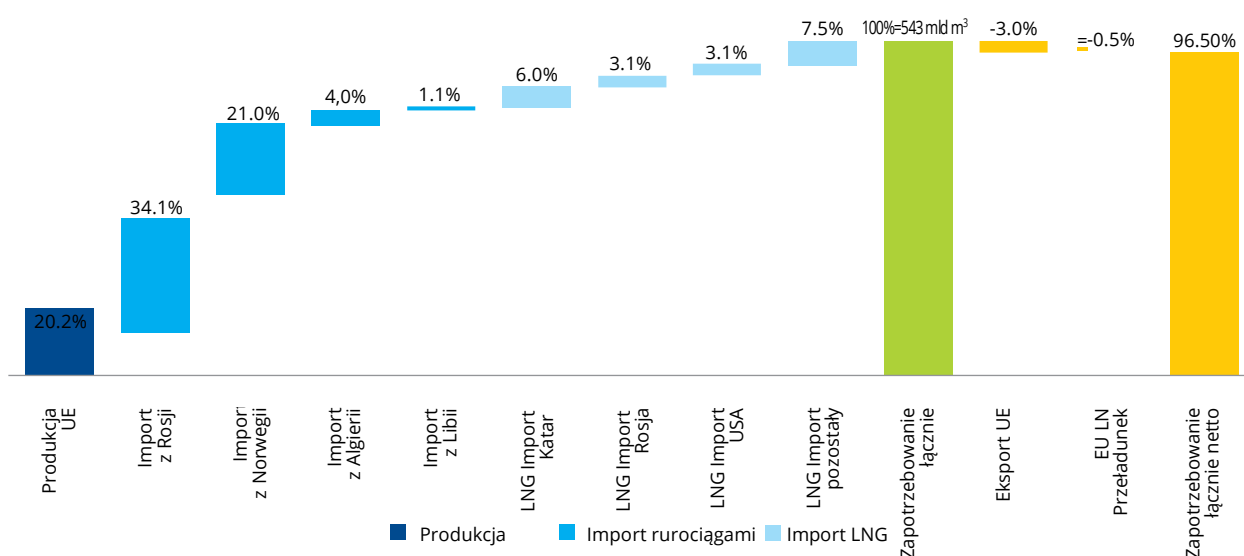
Rysunek 14. ROLA GAZU ZIEMNEGO W UE W LATACH 2015-2019 [Z LEWEJ]: ZUŻYCIE GAZU BRUTTO W UE Z UWZGLĘDNIENIEM ZUŻYCIA NA CELE ELEKTROENERGETYCZNE; [Z PRAWYJ]: PODZIAŁ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ POD WZGLĘDEM TECHNOLOGII.



Źródło: ACER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019, Gas Wholesale Markets Volume; September 2020; s. 16.

Powyższe scenariusze i analizy uzasadniają tendencje obserwowane na rynku unijnym w latach 2015-2019. Perspektywa ostatnich pięciu lat pokazuje wzrost zużycia gazu ziemnego nie tylko w ujęciu generalnym (patrz rysunek 14. – grafika z lewej strony), ale także w ujęciu szczegółowym dotyczącym produkcji energii elektrycznej (wykres z prawej strony). I tak, ogólne zużycie gazu w Unii Europejskiej notuje kilkuprocentowy wzrost rok do roku, przekraczając poziom ponad 5000 TWh/rok na koniec 2019 r. W szczególności wzrost ten należy odnotować w sektorze elektroenergetycznym, gdzie udział gazu ziemnego w produkcji prądu wzrósł z poziomu 13,1 proc. w roku 2015 do poziomu 21,7 proc. w roku 2019. Co ważne, w tym samym okresie zauważalnie rośnie także udział odnawialnych źródeł energii z poziomu 28,4 proc. w 2015 r. do 34,6 proc. w roku 2019. Wzrost udziału gazu i OZE odbywa się kosztem węgla, gdzie jego udział w produkcji energii elektrycznej systematycznie maleje z poziomu 23,3 proc. w 2015 do 14,6 proc. w roku 2019.

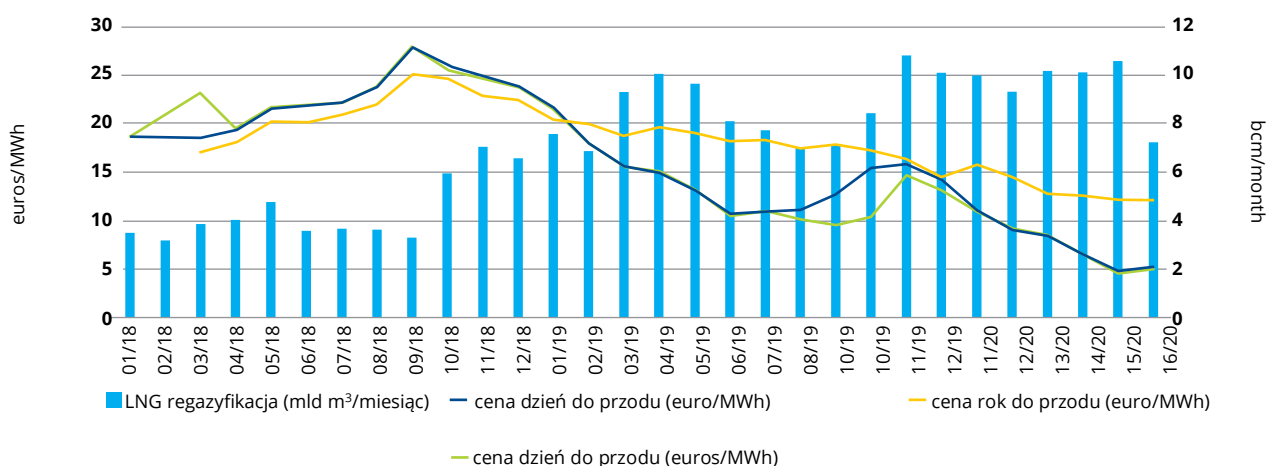
Rysunek 15. STRUKTURA DOSTAW GAZU DO UE WG. POCHODZENIA W 2019 R. (100 = 543 mld m³, %).



Źródło: ACER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019, Gas Wholesale Markets Volume; September 2020; s. 17.

Ze względu na wykazaną rolę gazu ziemnego warto również zwrócić uwagę na strukturę pochodzenia tego surowca, zwłaszcza że ryzyko braku ciągłości dostaw i zakłócenia przesyłu są stałym elementem monitorowanym przez wyspecjalizowane instytucje unijne takie jak ACER⁷² i wynikają z negatywnych doświadczeń w nieodległej historii⁷³. Na poziomie wspólnotowym 20,2 proc. zapotrzebowania jest pokrywane z produkcji własnej, ale aż 55,1 proc. pokrywają dwaj najwięksi producenci paliw kopalnych, czyli Rosja (34,1 proc.) i Norwegia (21 proc.). Pozostała część zapotrzebowania pochodzi z dynamicznie rozwijającego się globalnego rynku LNG, głównie z Kataru, Algierii i Stanów Zjednoczonych. Należy się spodziewać, że w przyszłych latach udział LNG będzie systematycznie rósł, ponieważ jego coraz większa dostępność i atrakcyjna cena splota się z planami rozbudowy infrastruktury umożliwiającej import tego surowca do Europy. Przykładem jest m.in. realizowany w Polsce program rozbudowy Terminala LNG w Świnoujściu uruchomiony zaledwie po dwóch latach od komercyjnego uruchomienia instalacji (której poziom wykorzystania jest jednym z najwyższych w całej UE) oraz plany budowy drugiego obiektu w rejonie Zatoki Gdańskiej (FSRU). Podobne plany realizuje również np. Chorwacja,⁷⁴ gdzie dostawy LNG rozpoczną się w styczniu 2021 r., a moce regazyfikacyjne są już teraz w 100 proc. zakontraktowane, podobnie jak w Polsce.

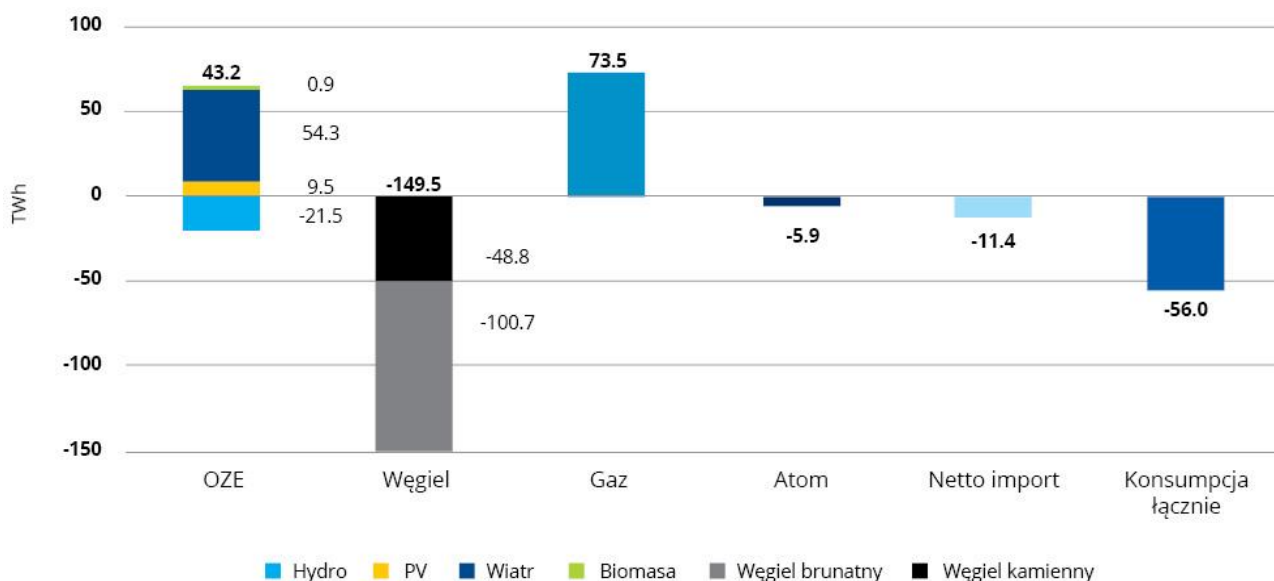
Rysunek 16. ZMIANA CEN W KONTRAKTACH SPOTOWYCH I TERMINOWYCH VS. IMPORT LNG W OKRESIE 2018-2020 W RAMACH HOLENDERSKIEGO HUBU GAZOWEGO TTF [€/MWh].



2.3. Gaz ziemny jako paliwo alternatywne wobec węgla w elektroenergetyce

Należy zwrócić szczególną uwagę z jednej strony na szanse dla elektroenergetyki pojawiające się w obszarze gazu ziemnego, ale z drugiej strony na tendencje dla tego sektora w kontekście sytuacji węgla kamiennego i brunatnego, ponieważ dynamika zmian w Europie wydaje się coraz większa. Widać, że w ostatnich latach gaz i OZE coraz częściej zastępują węgiel w elektroenergetyce (patrz rysunek 17).

Rysunek 17. **ZMIANA MOCY WYTWÓRCZYCH W ELEKTROENERGETYCE W UNII EUROPEJSKIEJ W LATACH 2018-2019.**



Źródło: Agora, Energiewende and Sandbag (2020): *The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*, s. 9.

Analizując lata 2018-2019, przyrost mocy wytwórczych opartych o gaz ziemny wyniósł 73,5 TWh, a dla odnawialnych źródeł energii wyniósł 43,2 TWh, przy czym na bilans mocy nałożył się ujemny wynik 21,5 TWh dla elektrowni wodnych. Sumując dodatni wynik dla elektrowni wiatrowych, paneli fotowoltaicznych i biomasy wraz z gazem ziemnym ($\Sigma 138,2$ TWh) otrzymujemy wynik niemal pokrywający się z ubytkiem mocy w elektrowniach węglowych (-149,5 TWh).

[illegible]

Z perspektywy polskiego sektora elektroenergetycznego opisywana wyżej tendencja zastępowania jednych źródeł na drugie ma szczególne znaczenie, ponieważ wzrost konsumpcji energii elektrycznej na terenie UE nie zachodzi w sposób równomierny. W ciągu ostatniej dekady w krajach Europy Środkowo-Wschodniej obserwuje się zdecydowanie większy wzrost konsumpcji energii elektrycznej niż w krajach tzw. „starej Unii”, gdzie zauważalny jest średnio kilkuprocentowy spadek. Jeden z największych wzrostów użycia energii elektrycznej w latach 2010-2019 przypada na rynek polski i wynosi 11 proc., gdzie na przykład sąsiednie Czechy czy Słowacja odnotowały wzrost 3-4 procentowy. Największy wzrost procentowy odnotowała Litwa (14 proc.) (patrz rysunek 18).

2.4. Rola gazu ziemnego w polskim miksie energetycznym

Polski mikś energetyczny jest zdominowany przez źródła węglowe bazujące przede wszystkim na krajowych zasobach węgla kamiennego i brunatnego. W 2019 roku elektrownie węglowe (na węgiel kamienny i brunatny łącznie) odpowiedzialne były za ok. 75 proc. produkcji energii elektrycznej. Taki stan rzeczy jest przede wszystkim dziedzictwem historii rozwoju gospodarczego w XX wieku, w której własne zasoby węgla kamiennego zlokalizowane przede wszystkim na Górnym Śląsku oraz Zagłębiu Dąbrowskim, stały się podstawą dla rozwoju sektora oraz industrializacji kraju. Wysokie tempo rozwoju energetyki węglowej przypada na okres Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej. W latach 70. uformował się ostatecznie model oparty na węglu kamiennym i brunatnym, który stał się podstawą Krajowego Systemu Energetycznego (KSE). W 1990 r. - pierwszym roku transformacji gospodarczej, udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosił 98 proc.⁷⁵ Taka homogeniczna struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce utrzymywała się do początku pierwszej dekady XXI wieku. Następnie po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej rozpoczęła się ewolucyjna zmiana miksu polegająca na systematycznym (ale powolnym) spadku udziału generacji węglowej na rzecz OZE, a w dalszej kolejności na rzecz gazu ziemnego. W efekcie udział OZE w miksie energetycznym w latach 2005-2019 wzrósł z 0 proc. do 9,03 proc., a gazu ziemnego w tym samym okresie z 2,6 proc. do 7,62 proc. Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE), na koniec 2019 r. moc zainstalowana elektrowni zawodowych opartych na gazie w KSE wyniosła 2 788,1 MW, natomiast produkcja z generacji gazowej osiągnęła poziom 12 099 GWh⁷⁶. Tabela nr 4 przedstawia parametry głównych działających elektrowni gazowych w Polsce.

Tabela 4. ISTNIEJĄCE ELEKTROWNIE OPARTE NA PALIWIE GAZOWYM W POLSCE.

Inwestor	Lokalizacja	Moc zainstalowana w MW	Rok uruchomienia	Roczne zużycie gazu
Tauron/GK PGNiG	Stalowa Wola	450	2020	0,60 mld m ³
PKN ORLEN	Płock	600	2018	0,80 mld m ³
PKN ORLEN	Włocławek	463	2017	0,65 mld m ³
KGHM	Połkowice	42	2014	b.d.
PGE	Gorzów Wlkp.	138	2017	b.d.
PGE/Kogeneracja SA	Zielona Góra	126	2004	b.d.
PGE	Rzeszów	101	2003	b.d.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych grup energetycznych.

⁷⁵ <https://wysokienapiecie.pl/27524-energetyka-w-polsce-w-2019-roku-moc-produkcja-energii-wg-danych-pse/>

⁷⁶ Ibidem.

Według danych podawanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, w ostatniej dekadzie udział gazu w produkcji energii elektrycznej systematycznie rósł od poziomu 3,1 proc. w 2010 r. do wartości 8,8 proc. w roku 2019. Szczegółowe zestawienie prezentuje tabela nr 5. Zakładając możliwy dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego, warto zastanowić się jak będzie się rozwijał rynek tego surowca w Polsce w najbliższych latach.

Tabela 5. **PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z PALIW GAZOWYCH W POLSCE [TWh].**

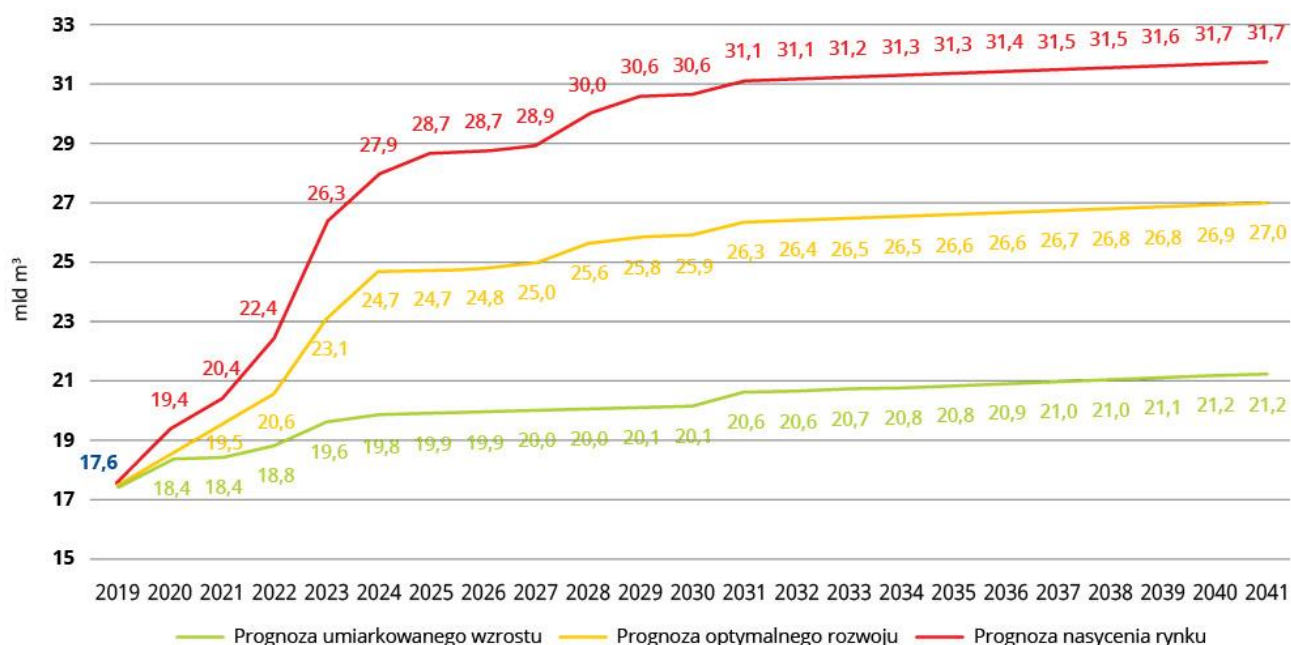
Rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem	Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych	%
2010	157,7	4,9	3,1%
2015	164,9	6,4	3,9%
2016	166,6	7,9	4,7%
2017	170,5	10,1	5,9%
2018	170,0	12,7	7,5%
2019	163,9	14,5	8,8%

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.*, s. 29.

W 2019 roku udział źródeł gazowych w strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosił około 9%. To głównie bloki gazowo-parowe, które są częścią elektrociepłowni komunalnych lub przemysłowych, a ich moc elektryczna wynosi około 2,7 GW (5,7% mocy w KSE)⁷⁷. Jak wynika z porównania zaprezentowanego w powyższej tabeli udział energii elektrycznej wytworzonej z gazu ziemnego w Polsce wzrósł o 1,3% (rok do roku) i wyniósł 8,8% w 2019 w porównaniu z 7,5% w roku 2018.

Dalsze scenariusze ewolucji polskiego miks energetycznego i krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny są przedmiotem badań polskiego operatora systemu przesyłowego, spółki Gaz-System S.A.⁷⁸ Prognozują one przyszłe zapotrzebowanie polskiego rynku na gaz m.in. pod kątem przyszłych potrzeb na usługę przesyłu tego paliwa.

Rysunek 19. **PROGNOZA ROZWOJU POLSKIEGO RYNKU GAZU.**



Źródło: Gaz-System S.A., Plan Rozwoju w Zakresie Zaspokojenia Obecnego i Przyszłego Zapotrzebowania na Paliwa Gazowe na lata 2020-2029, część A – wyciąg; 2020 r.

⁷⁷ Forum Energii, Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020, www.forum-energii.eu

⁷⁸ www.gaz-system.pl

Takie prognozy powstają na podstawie zebranych doświadczeń na polskim rynku gazu ziemnego w relacji z obecnymi i przyszłymi użytkownikami systemu przesyłowego. W szczególności estymacje opierają się na analizie podpisywanych umów przyłączeniowych między operatorem a uczestnikiem rynku (nawet jeśli mają charakter warunkowy) oraz szczegółowych analiz dotyczących aktywności inwestycyjnej podmiotu, z którym operator zawiera umowę (np. wybór generalnego wykonawcy inwestycji, wykonane prace projektowe, uzyskiwane decyzje administracyjne itd.). Na tej podstawie przyjmowane są trzy warianty rozwoju dla polskiego rynku: wariant Umiarkowanego Rozwoju (UR), wariant Optymalnego Rozwoju (OR) oraz wariant Nasycenia Rynku (NR).

Dla wariantu Umiarkowanego Wzrostu (UW, kolor zielony na rysunku 19.) przyjmuje się zapotrzebowanie na taką usługę przesyłową, jaka wynika z realizacji zawartych umów przesyłowych z uczestnikami rynku. Uwzględnia się między innymi odbiorców, którzy zużywają gaz na potrzeby wytwarzania prądu i ciepła (elektroenergetyka) za pośrednictwem sieci dystrybucyjnych, nie tylko przesyłowych. Jest to opcja bazowa (zachowawcza) dla dalszych dwóch scenariuszy. Dodatkowo uwzględnia on dwie podpisane umowy o przyłączenie⁷⁹ dla rozpoczętych inwestycji w budowę nowych bloków parowo-gazowych w dwóch lokalizacjach. W tym scenariuszu rynek gazu w Polsce urośnie do poziomu 21,2 mld m³ w perspektywie 2041 r.

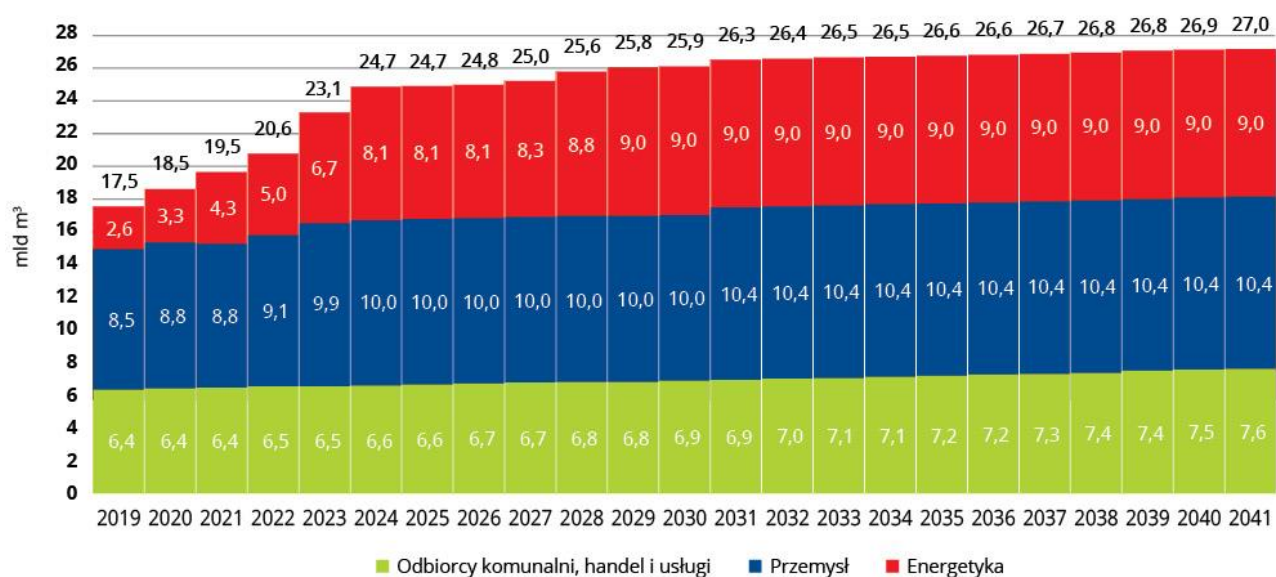
Wariant Optymalnego Rozwoju (OR, linia środkowa w kolorze żółtym na rysunku 19) oprócz założeń z wariantu wcześniejszego uwzględnia zwiększenie zapotrzebowania wynikające ze wszystkich podpisanych umów o przyłączenie dla nowych podmiotów w deklarowanych przez nich ilościach. Jest on traktowany jako optymistyczny, a jednocześnie optymalny pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego i planowanych inwestycji liniowych w nadchodzących latach.

Istotne jest w jaki sposób operator systemu przesyłowego postrzega rozwijanie się popytu krajowego w dla energetyki, przemysłu i mniejszych odbiorców (odbiorcy komunalni, handel i usługi). Największy skok w zapotrzebowaniu na gaz ze strony sektora energetycznego przewiduje się do roku 2024, gdzie przyjmuje się wzrost z 3,3 do 8,1 mld m³. W kolejnych latach operator zakłada dalszy wzrost w sektorze energetycznym do 9,0 mld m³ i ustabilizowanie się popytu przez kolejną dekadę do 2041 roku.

W tym miejscu warto zaznaczyć, że podawane przez Gaz-System wolumeny nie wynikają wyłącznie z prognozy popytu. Uwzględniają one również potrzeby tranzytowe eksportowe, które wpływają na wielkości przesyłanego gazu i mają znaczenie dla parametrów nowo planowanej infrastruktury gazowej. W założeniach przewidziano utrzymanie wydobycia krajowego na obecnym poziomie, pełną operacyjność gazociągu Baltic Pipe, rozbudowę Terminalu LNG w Świnoujściu w perspektywie 2023 roku oraz przyłączenie FSRU w Zatoce Gdańskiej po 2024 roku oraz uruchomienie kolejnych połączeń transgranicznych tj. nowych interkonektorów z Litwą, Ukrainą, Czechami i Słowacją.

⁷⁹ Umowa przesyłowa jest zdecydowanie bardziej rzetelnym instrumentem do rzeczywistej oceny rozwoju rynku, nie mniej umowy o przyłączenie z podmiotami wykazującymi dużą aktywność inwestycyjną słusznie są ujmowane w prognozie.

Rysunek 20. WARIANT OPTYMALNEGO ROZWOJU – POPYT KRAJOWY WG SEKTORÓW.



Źródło: Gaz-System S.A. Plan Rozwoju w Zakresie Zaspokojenia Obecnego i Przyszłego Zapotrzebowania na Paliwa Gazowe na lata 2020-2029, część A wyciąg, 2020 r.

Wariant Nasycenia Rynku (NR) uwzględnia przyrost zapotrzebowania na gaz oszacowany na podstawie wszelkiego rodzaju zgłoszeń ze strony potencjalnych odbiorców, w tym na podstawie wyników akcji ankietowej. W tym przypadku zgłoszone zapotrzebowanie nie podlega weryfikacji ani analizom technicznym i ekonomicznym. Jest to wariant mało prawdopodobny, ale pokazuje zainteresowanie i potencjał rynku w przyszłości.

Trzeba pamiętać, że w ocenie operatora systemu przesyłowego, posiadającego przekrojową wiedzę na temat obecnych i potencjalnych odbiorców gazu ziemnego w kraju, wzrastające zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie generowane głównie przez energetykę. Według stanu obecnego spółka identyfikuje 29 obiektów znajdujących się na etapie analiz lub procesów inwestycyjnych. Przewiduje się, że dalsze decyzje inwestycyjne będą oparte o możliwą lokalizację obiektów, potencjał rozwojowy oraz czas eksploatacji jednostek węglowych⁸⁰.

⁸⁰ Gaz-System Forum; Strategia Gaz-System a rozwój energetyki gazowej, Warszawa, Wrzesień 2020; https://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/open_season/6_Strategia_GAZ_SYSTEM_a_rozwoj_energetyki_gazowej.pdf

2.5. Perspektywy wykorzystania zielonego wodoru i biometanu w polskiej energetyce

Wodór

Wodór można rozpatrywać co najmniej w trzech kategoriach: jako nośnik energii, czyste paliwo i surowiec przemysłowy. Na potrzeby niniejszego raportu przedstawimy surowiec ten z punktu widzenia branży energetycznej w procesie transformacji, zatem będzie miał dla nas znaczenie przede wszystkim jako nośnik energii i czyste paliwo. Zatem zastosowanie wodoru jako surowca przemysłowego, np. w procesie rafinacji ropy naftowej w celu jej odsiarczenia, nie jest objęte poniższymi rozważaniami.

Wodór jest bardzo elastycznym i wszechstronnym nośnikiem czystej energii, ponieważ może być wytwarzany z prawie wszystkich źródeł i jest przydatny w wielu różnych zastosowaniach, a podczas spalania nie emituje CO₂, tylko parę wodną jako produkt uboczny. Jako nośnik czystej energii, może być on transportowany, przechowywany i do pewnego stopnia mieszany z obecnymi paliwami. Jest to kluczowa zaleta, która pozwoli na dekarbonizację w przystępny i konkurencyjny sposób w porównaniu z innymi rozwiązaniami brany pod uwagę w procesie transformacji energetycznej. Może on pomóc w rozwiązaniu wielu istotnych problemów w energetyce, w tym w szczególności w integracji niestabilnych odnawialnych źródeł energii na dużą skalę, umożliwieniu bilansowania sieci i sezonowego magazynowania, a także dekarbonizacji szeregu sektorów - w tym sektorów trudnych do ograniczenia lub wyłączenia, np. produkcji żelaza i stali, które są niezbędne z punktu widzenia nowoczesnej infrastruktury, a sektor ten jest wysoce energochłonny i wyjątkowo trudny do dekarbonizacji⁸¹.

Jako paliwo wodór może być rozpatrywany jako wymienne i przenośne źródło zasilania (ogniwa wodorowe) w szeroko pojętym transporcie, nie tylko drogowym, ale również kolejowym, morskim, a nawet powietrznym⁸². Paliwo wodorowe może mieć zastosowanie dla obiektów przemysłowych, w tym nawet dla elektrowni czy elektrociepłowni; np. w Los Angeles planuje się budowę elektrowni gazowej o mocy 840 MW zasilanej mieszaniną gazu ziemnego (70 proc.) oraz wodoru (30 proc.)⁸³, która miałaby zostać uruchomiona już w 2025 r., zmniejszając tym samym emisję dwutlenku węgla o 75 proc. w stosunku do obecnie pracującej elektrowni zasilanej węglem. Takie projekty mogą wydawać się nieco awangardowe z polskiej perspektywy, ale należy zauważyć, że na świecie podejście do zastosowania wodoru jako paliwa badane jest bardzo szeroko. Dlatego też może on pomóc nie tylko w poprawie jakości powietrza, z czym intuicyjnie od razu się kojarzy, ale także służyć wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego *sensu largo*.

⁸¹ Ciekawą metodę technologicznego wykorzystania wodoru w celu redukcji śladu węglowego przy przemysłowej produkcji stali i innych metali żelaznych przeanalizowali eksperci z Baker Institute w USA:

<https://www.bakerinstitute.org/research/steel-hydrogen-and-renewables-strange-bedfellows-maybe-not/>

⁸² Np. firma Airbus przedstawiła projekt samolotu napędzanego czystym wodorem o nazwie "Maveric":

<https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2020/09/23/airbus-unveils-designs-for-hydrogen-powered-aircraft-which-could-be-flying-by-2035/>

⁸³ Los Angeles Department of Water and Power: Los Angeles wants to build a hydrogen-fueled power plant. It's never been done before;

<https://www.latimes.com/environment/story/2019-12-10/los-angeles-hydrogen-fueled-intermountain-power-plant>

Rysunek 21. **NARODOWE STRATEGIE WODOROWE. NAKŁADY INWESTYCYJNE I DOCELOWA MOC ELEKTROLIZERÓW DO 2030R. [GW; MLD EUR]**



Źródło: Factsheet on national hydrogen strategies, Hydrogen Europe, Grudzień 2020;
https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Map_%20National%20H2%20Strategies.pdf

W debacie publicznej na temat zmian klimatu oraz transformacji energetycznej zauważyć można, że istnieje bezprecedensowy impuls polityczny i biznesowy dla czystego wodoru. Na przestrzeni 2020 roku w Europie szereg instytucji oraz rządów państw ogłosiło swoje strategie wodorowe, m.in.:

- 3 czerwca rząd Norwegii przyjął *Regjeringens hydrogenstrategi*⁸⁴
- 10 czerwca rząd Niemiec przyjął *Nationale Wasserstoffstrategie*⁸⁵,
- 8 lipca Komisja Europejska przedstawiła dokument pn.: *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*⁸⁶,
- 10 września rząd Francji przyjął *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France*⁸⁷.

Kluczowi gracze na światowym rynku energii również aktywnie dostosowują się do tego trendu. 12 listopada 2020 r. Amerykański Departament Energii opublikował *Hydrogen Program Plan*⁸⁸ stawiający w uprzywilejowanej pozycji tzw. wodór fioletowy (którego produkcja oparta jest o atomowe źródła energii). Z kolei 22 października rząd Federacji Rosyjskiej przyjął mapę drogową dla rozwoju energetyki wodorowej⁸⁹. Jest to o tyle ciekawa informacja, że może to być nowe pole sporu geopolitycznego i rywalizacji gospodarczej, tak jak jest to widoczne w przypadku innych nośników energii. Polski system energetyczny wielokrotnie doświadczał zakłóceń w dostawach w segmencie gazu ziemnego i ropy naftowej będąc uzależnionym od importu tych surowców. Dlatego też polski interes gospodarczy powinien uwzględniać możliwość wytwarzania wodoru (jako nośnika energii i paliwa) w oparciu w jak największym stopniu o krajowe zasoby i technologie.

⁸⁴ <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/regjeringens-hydrogenstrategi.pdf>

⁸⁵ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

⁸⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

⁸⁷ <https://www.entreprises.gouv.fr/fr/actualites/industrie/politique-industrielle/strategie-nationale-pour-developpement-de-l-hydrogene>

⁸⁸ <https://www.energy.gov/articles/energy-department-releases-its-hydrogen-program-plan>

⁸⁹ <https://minenergo.gov.ru/node/19194>

Na poziomie Unii Europejskiej w lipcu 2020 r. równolegle do ogłoszonej strategii wodorowej powstała inicjatywa pod nazwą *European Clean Hydrogen Alliance (ECH2A)*. Jej celem jest wdrożenie technologii wodorowych do 2030 r. poprzez współpracę i partnerstwo między biznesem, przemysłem, sektorem R&D oraz sektorem publicznym w UE. Dzięki takiemu sojuszowi UE chce być globalnym liderem w tej dziedzinie, aby wspierać swoje zobowiązanie do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Zrzeszonych jest obecnie ok. 814 podmiotów z różnych dziedzin życia gospodarczego, naukowego i publicznego UE, przy czym tylko 13 podmiotów pochodzi z Polski, m.in. PKN Orlen⁹⁰. Na obecnym etapie trudno jakiego rodzaju projekty będą zrealizowane, ponieważ istnieje ona zbyt krótko. Niemniej na podstawie różnorodności zainteresowanych podmiotów oraz bardzo świeżych dokumentów kierunkowych, można wyciągnąć wniosek, że działania te będą koncentrowały się na wykorzystaniu wodoru m.in. w przemyśle metalurgicznym, transporcie ciężarowym, kolejowym i wodnym. Inicjatywa ECH2A wpisuje się bezpośrednio w plan Komisji Europejskiej, wynikający z przyjętej strategii. Planuje się, że rozwój rynku wodoru ma przebiegać w trzech fazach:

1. Faza inicjująca w latach 2020–2024 – osiągnięcie produkcji wodoru do poziomu 1 mln t, głównie w procesie elektrolizy, gdzie łączna moc zainstalowana wyniosłaby ok. 6 GW – jest to etap inicjujący i wdrażający wodór do przemysłu i transportu ciężkiego,
2. Faza rozwinięta: w latach 2025–2030 moc elektrolizy miałaby wzrosnąć do 40 GW, a produkcja w UE wynieść do 10 mln t „zielonego” wodoru.
3. Faza dojrzała: w latach 2030–2050 technologie wytwarzania „zielonego” wodoru powinny osiągnąć dojrzałość i być stosowane we wszystkich trudnych do zdekarbonizowania sektorach.

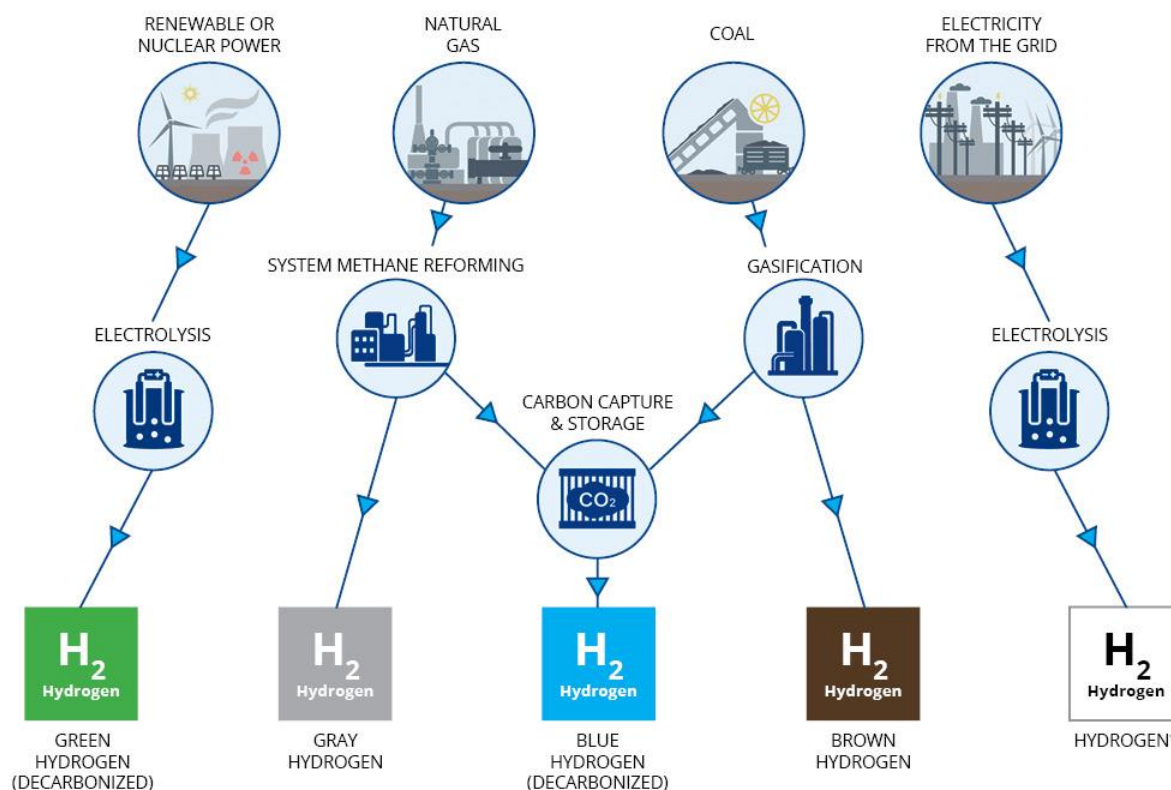
Warto nadmienić, iż osią europejskiej strategii wodorowej jest zielony wodór, czyli wytwarzany z energii z OZE. Dlatego też w energetycznej nomenklaturze wodorowej używa się oznaczeń kolorów wyjaśniających sposób wytworzenia wodoru i źródła pozyskania energii do jego produkcji. Do wytwarzania wodoru można użyć wielu sposobów i różnych paliw, tj.:

- zielony wodór z OZE,
- niebieski wodór z gazu ziemnego wraz z CCS,
- szary wodór z gazu ziemnego (bez wychwytywania CO₂),
- fioletowy wodór z energii elektrycznej pochodzącej z atomu,
- brązowy wodór z węgla.

Brązowy i szary wodór powodują duże emisje CO₂ podczas gdy niebieski jest wytwarzany metodą niskoemisyjną, a zielony jest metodą zeroemisyjną. Zatem potencjał wodoru jako niskoemisyjnej alternatywy dla innych paliw zależy od tego, według jakich procesów przemysłowych zostanie on wytworzony (rysunek 22) oraz w jakich łańcuchach wartości będzie funkcjonował.

⁹⁰ Polscy członkowie European Clean Hydrogen Alliance (stan na 23.11.2020): Columbus Energy, Gaz-System, Lotos Asphalt, PERN, Peruweld, Pesa Bydgoszcz, PGNiG, PKN Orlen, Polenergia, Solaris, ZE PAK, Górnośląsko-Zagłębiowska Metropolia oraz CEEP (jako organizacje zrzeszająca w dużej mierze polskie firmy), https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en

Rysunek 22. **KATEGORYZACJA WODURU W ZALEŻNOŚCI OD SPOSOBU JEGO WYTWORZENIA.**



Źródło: www.resourceomag.org/on-the-issues/on-the-issues-jpmorgans-new-climate-commitments-hydrogens-low-carbon-potential-and-more/

Uwzględniając europejski kontekst i strategiczne znaczenie wodoru w transformacji energetycznej, należy zadać pytanie, czy w chwili obecnej Polska posiada odpowiedni potencjał do rozwoju, produkcji, a nawet eksportu technologii wodorowych. Z całą pewnością jest to zupełnie nowy sektor gospodarki we wczesnej fazie rozwoju. Z pewnością pozytywnie należy odnotować inicjatywę powołania partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej pod egidą Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Ta inicjatywa uruchomiona w lipcu 2020 ma animować szereg działań i projektów między polskimi przedsiębiorstwami, instytucjami naukowymi i administracją publiczną a dotyczącymi rozwijania w szczególności:

- instalacji do produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych;
- sieci dystrybucji wodoru, w tym wybudowania wodorowego rurociągu dystrybucyjnego;
- magazynów wodoru;
- infrastruktury tankowania wodoru do celów transportowych;
- produkcji ogniw paliwowych wykorzystywanych w energetyce, ciepłownictwie; transporcie i innych sektorach gospodarki⁹¹.

Jednocześnie inicjatywa przewiduje **wykluczenie z obrotu wodoru produkowanego ze źródeł konwencjonalnych**. Jest to istotne, ponieważ na polskim rynku wódór funkcjonuje głównie jako surowiec wytworzony z konwencjonalnych źródeł energii lub dodatkowy efekt innych kluczowych procesów produkcyjnych, takich jak rafinacja i produkcja metanolu czy amoniaku (w procesie reformingu parowo-metanowego). Nie jest to tzw. wódór „zielony”. W ramach inicjatywy przewidywane jest uruchomienie pracy kilku grup roboczych składających się z przedstawicieli członków sygnatariuszy partnerstwa wodorowego, które będą wypracowywały rozwiązania i projekty w poszczególnych obszarach tematycznych. W tę inicjatywę włączona jest grupa PKN Orlen. W czasie pisania niniejszego raportu nie została upubliczniona ostateczna lista sygnatariuszy oraz szczegółowa lista projektów będąca przedmiotem pracy grup roboczych.

⁹¹ <https://www.gov.pl/web/klimat/podpisanie-listu-intencyjnego-o-ustanowieniu-partnerstwa-na-rzecz-budowy-gospodarki-wodorowej>

Jeśli chodzi o regulacje, zapowiadane jest przyjęcie krajowej strategii wodorowej oraz uchwalenie prawa wodorowego. Z wypowiedzi przedstawicieli Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Pełnomocnika rządu ds. gospodarki wodorowej wynika, że strategia wodorowa miałaby być gotowa z końcem bieżącego roku, a ustawa miałaby być gotowa w trzecim kwartale 2021 r. Oprócz wytyczenia kierunków strategicznych dla tworzenia gospodarki wodorowej należy się spodziewać propozycji i uporządkowania kwestii bezpieczeństwa technologicznego, bez którego trudno będzie wypracowywać standardy technologiczne do szerokiego zastosowania tego surowca w gospodarce i przemyśle.

Na poziomie konkretnych rozwiązań przemysłowych ciekawą inicjatywę przedstawił PKN Orlen w połowie 2020 r. Powstanie tzw. hubu wodorowego⁹² we Włocławku może połączyć istniejącą produkcję wodoru procesie elektrolizy solanki jako produkt uboczny procesu pozyskiwania chloru z nowymi i uzupełniającymi mocami produkcji „oczyszczonego” wodoru do zastosowań w transporcie publicznym i cargo. Takie rozwiązanie miałoby charakter innowacyjny na polskim rynku energetycznym i mogłoby być inspiracją do kolejnych inicjatyw innych spółek energetycznych i przemysłowych, przy czym w przedsięwzięciach o charakterze innowacyjnym należy precyzyjnie określić, przy jakiej skali osiąga się ekonomiczną opłacalność takiej inwestycji.

Podsumowując, wodór jako nośnik energii oraz paliwo jest w obszarze olbrzymiego zainteresowania na całym świecie, a w szczególności w Europie produkcja „zielonego” wodoru traktowana jest jako idealne rozwiązanie w ramach walki o ochronę klimatu w procesie transformacji energetycznej. Dalszy rozwój i szerokie upowszechnienie wodoru w dużej mierze zależęć będzie od obecnie kształtowanych polityk i strategii. W przypadku Polski mamy obecnie do czynienia z rozpoczęciem tworzenia ram legislacyjnych i bodźców rozwojowych przy dopiero tworzącym się rynku technologii wodorowych jako nośnika energii i paliwa.

Biometaan

Perspektywa wykorzystania biometanu w Polsce ma zupełnie inny charakter niż opisywany wyżej wodór, ponieważ gaz ziemny jest od kilkadziesiąt lat szeroko wykorzystywany w krajowej gospodarce, ma usystematyzowaną technologię i rozpoznane sposoby eksploatacji infrastruktury i urządzeń. Jedyną różnicą między biometanem a gazem ziemnym dostępnym w sieci jest inny sposób pozyskania surowca. Biometan⁹³ to biogaz powstający z odnawialnych źródeł energii, odpowiednio oczyszczony i o parametrach fizyko-chemicznych zbliżonych do gazu ziemnego dostępnego w sieci gazowej. Zatem może być wykorzystywany analogicznie do gazu ziemnego, włączając również możliwość jego skroplenia; wówczas mamy do czynienia z tzw. bioLNG.

Produkcja biometanu odbywa się z wykorzystaniem odpadów organicznych poddawanych procesowi beztlenowej fermentacji metanowej lub gazyfikacji i metanizacji biomasy. Produkcja zorganizowana jest w pełen cykl technologiczny nie tylko w biogazowniach, ale też na składowiskach odpadów i oczyszczalniach ścieków. Najważniejszy jest szeroki dostęp do odpadów pochodzenia organicznego. Dlatego też zagospodarowanie biogazu jest istotne dlatego, że w ten sposób można efektywnie radzić sobie z rosnącą ilością odpadów powstających w rozwijającej się gospodarce i społeczeństwie.

Według danych zebranych przez Europejskie Stowarzyszenie Biogazu⁹⁴ liczba wytwórni biometanu w Europie wzrosła o 51 proc. w ciągu ostatnich dwóch lat, z 483 w 2018 r. do 729 w 2020 r. Obecnie w Europie 18 krajów produkuje biometan. Najwięcej tego typu zakładów, bo aż 232, znajduje się w Niemczech, we Francji jest ich 131, a w Wielkiej Brytanii 80. Niestety, w Polsce nie funkcjonuje ani jedna. Wymowną ilustracją graficzną takiego stanu rzeczy jest zamieszczony poniżej fragment mapy Europy z najnowszymi danymi z 2020 roku, na którym widać kontrast między ilością instalacji biometanu w Polsce i u lidera rankingu, w Niemczech.

⁹² <https://www.orken.pl/PL/BiuroPrasowe/Strony/PKN-ORKEN-wybuduje-hub-wodorowy-we-W%C5%82oc%C5%82awku.aspx>

⁹³ Biometan jest często mylnie utożsamiany z biogazem. Biogaz to mieszanina metanu i innych substancji, która nie może być wtłaczana do sieci gazowej ze względu na inne właściwości fizyko-chemiczne niż gaz ziemny. Biogaz musi zostać poddany procesowi oczyszczania by mógł być zatłoczony do sieci gazowej.

⁹⁴ <https://www.europeanbiogas.eu>

Rysunek 23. **BIOMETANOWA MAPA Niemiec i Polski 2020 (porównanie geograficznego rozmieszczenia biometanowni).**



Zdrojto: European Biomethane Map 2020, The European Biogas Association (EBA) and Gas Infrastructure Europe (GIE); https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/06/GIE_EBA_BIO_2020_A0_FULL_FINAL.pdf

Brak instalacji biometanowych w Polsce nie odzwierciedla jednak rynkowego potencjału produkcji biometanu na naszym rynku. Według badań przeprowadzonych przez Komisję Europejską w ramach raportu *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*⁹⁵, polski potencjał rynkowy do produkcji biometanu na tle całej UE oszacowany został na poziomie 83 TWh/rocznie, uwzględniając łącznie najważniejsze źródła pozyskiwania odpadów organicznych i biomasy. To bardzo dużo, ponieważ wtedy Polska ustępowałaby tylko Niemcom, Francji i Hiszpanii⁹⁶. W związku z tym należałoby poddać osobnej analizie fakt, że mimo ogromnego potencjału do produkcji tego surowca w Polsce, do tej pory nie został on w zasadzie w ogóle wykorzystany, na co wskazuje brak instalacji biometanowych. Przyczyny takiego stanu rzeczy mogą mieć charakter strukturalny, regulacyjny lub rynkowy, jednak tego rodzaju rozważania nie są przedmiotem niniejszego raportu.

Według informacji podawanych przez Pracownię Ekotechnologii Instytutu Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu⁹⁷ na podstawie przeprowadzonych samodzielnie badań w 2018 r., szacunki rocznego potencjału produkcji biometanu w Polsce wynoszą 13,5 mld m³ biogazu, w tym 7,8 mld m³ biometanu⁹⁸. Biorąc pod uwagę wielkość rynku gazu ziemnego w Polsce i jego roczną konsumpcję oraz scenariusze rozwojowe (patrz rozdział 1 i 2), należałoby uznać taki potencjał za istotny sposób na zmniejszenie zależności od importu gazu ziemnego z zagranicy.

⁹⁵ *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*, Komisja Europejska, Kwiecień 2020 https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/10e93b15-8b56-11ea-812f-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.rja_c=37085&WT.rja_f=3608&WT.rja_ev=search

⁹⁶ Impact of the use of biomethane.... str. 13.

⁹⁷ <https://magazynbiomasa.pl/potencjal-biogazowy-w-polsce-aktualne-dane/>

⁹⁸ Jest to wartość odpowiadająca obecnie aż prawie 1/3 zapotrzebowania na gaz ziemny w ogóle

Jeśli uznamy, że jedną z przyczyn braku rozwoju rynku biometanu w Polsce jest brak instrumentów wsparcia oraz brak odpowiednich regulacji, to warto odnotować fakt, iż w połowie października 2020 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, analogicznie do sektorowego porozumienia wodorowego wspomnianego we wcześniejszej części raportu, zainicjowało porozumienie sektorowe w obszarze biogazu i biometanu. Zgodnie z deklaracjami przedstawicieli administracji, interdyscyplinarność oraz wielokierunkowość zastosowania biogazu i biometanu to przesłanki do tego, by stworzyć warunki rozwoju, które zdynamizują ten sektor. Ponadto gaz ze źródeł odnawialnych wpisuje się w proces transformacji energetycznej i jako jeden z nielicznych elementów systemu energetycznego zapewnia rozproszony charakter tego typu instalacji w Polsce, tworząc dodatkowe miejsca pracy w sektorze rolno-spożywczym. Uczestnikami inicjatywy porozumienia sektorowego są takie podmioty jak PGNiG, PKN Orlen, PSG, Gaz-System oraz wiele organizacji zrzeszających producentów biogazu rolniczego⁹⁹.

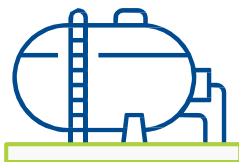
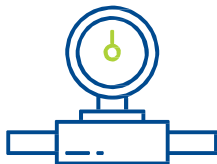
Wydaje się, że najbardziej kompetentnym podmiotem do zaangażowania w sektor biogazu i biometanu jest właśnie PGNiG z racji posiadania dominującej pozycji na polskim rynku gazu ziemnego (zarówno hurtowego, jak i detalicznego), posiadając w swojej strukturze m.in. operatora systemu dystrybucyjnego i magazynowego. Z medialnych wypowiedzi przedstawicieli spółki wnioskować można, iż jest ona zainteresowana takim kierunkiem rozwoju. Składana publicznie deklaracja dotyczy zbudowania w ciągu najbliższych 10 lat mocy produkcyjnych odpowiadających 4 mld m³ biometanu rocznie¹⁰⁰. Zatem jest to wielkość odpowiadająca dzisiejszemu poziomowi rocznego wydobycia gazu ziemnego ze źródeł konwencjonalnych. Jednak przeszkodą w osiągnięciu takiego efektu skali może być rozproszony charakter ośrodków produkcji biogazu i biometanu, wymagający dużych nakładów inwestycyjnych i sprawnego systemu koordynacji wielu organizacji zrzeszających przedstawicieli branży rolno-spożywczej. Na chwilę obecną nie można jednoznacznie ocenić, czy opracowywana przez PGNiG strategia w tym zakresie jest wystarczającym i skutecznym sposobem na rozwój sektora biogazu i biometanu w Polsce.

⁹⁹ Impact of the use of biomethane..., str. 13.

¹⁰⁰ <https://magazynbiomasa.pl/potencjal-biogazowy-w-polsce-aktualne-dane/>

WNIOSKI

- Sektor elektroenergetyczny jest uważany za jednego z największych emitentów CO₂, do czego w największym stopniu przyczynia się węgiel kamienny i brunatny jako paliwo.
- Z punktu widzenia celu neutralności klimatycznej, największych możliwości ograniczenia emisji CO₂ należy upatrywać w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym.
- W ostatnich latach największy ubytek mocy zainstalowanej w elektroenergetyce UE dotyczył jednostek węglowych, zastępowanych prawie całkowicie gazem ziemnym i OZE.
- Perspektywy rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce i UE w nadchodzących latach są optymistyczne, a gaz ziemny jako paliwo ma największy potencjał substytucyjny w elektroenergetyce.



ROLA GENERACJI GAZOWEJ W BILANSIE ENERGETYCZNYM



3. Rola generacji gazowej w bilansie energetycznym

Wraz z rozwojem cywilizacji systematycznie rośnie zapotrzebowanie na energię w różnych formach. Dzieje się tak od początku rewolucji przemysłowej w XIX wieku, poprzez okres międzywojenny i czas po II wojnie światowej. Szczególnie bliski nam okres powojenny to lata nacechowane ogromną dynamiką przemian gospodarczych i gruntowną transformacją ustrojową, których rezultatem stało się ostatecznie przejście od systemu gospodarki centralnie planowanej do systemu rynkowego, umożliwiającego funkcjonowanie gospodarki na zasadach konkurencji. Zwięzły opis minionych przemian ma jednak silny związek z procesem globalnego zaspokajania zapotrzebowania na energię, której pozyskanie powinno następować w sposób neutralny dla klimatu i przyjazny dla środowiska.

3.1. Inwestycje wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo w energetyce w wybranych państwach Unii Europejskiej

Opublikowany przez Global Energy Monitor na początku 2020 r. raport w sprawie zaangażowania się Unii Europejskiej w proces transformacji energetyki wskazuje, że kraje członkowskie planują zainwestować prawie 120 miliardów euro środków prywatnych i publicznych w elektrownie gazowe, terminale LNG i rurociągi gazowe z Rosji, Turkmenistanu i Izraela¹⁰¹. Realizacja inwestycji w nakładach na wskazanym poziomie dałaby Europie możliwość do importowania o 30 procent więcej gazu ziemnego¹⁰¹. Zważywszy, że coraz więcej państw unijnych decyduje się na odejście od węgla, w dalszej części rozdziału przywołano przykłady inwestycji zrealizowanych bądź będących w planach do realizacji z użyciem gazu ziemnego jako paliwa:

- Elektrownia jądrowa Gundremmingen, w Bawarii (Niemcy) zostanie zamknięta w roku 2021 i ma zostać zastąpiona elektrownią gazową; przesadzają o tym przede wszystkim dwa czynniki: region chce pozostać nadal ważną lokalizacją w punktu widzenia energetyki oraz to, że Bawarii zależy na stabilności dostaw energii¹⁰². Obecnie trwa proces przetargowy na budowę jednostki¹⁰².
- W Finlandii od 1 maja 2029 roku produkcja energii elektrycznej z węgla będzie uznana jako działalność nielegalna¹⁰³. Na początku roku 2020 z wykorzystaniem rurociągu Balticconnector uruchomiono przesył gazu z magazynu na Łotwie do Finlandii i Estonii. Wspólny fińsko-estońsko-łotewski rynek gazu jest pierwszym tego typu przedsięwzięciem w Europie¹⁰⁴.
- W Grecji, w związku z planowanym zamknięciem bloków opalanych węglem brunatnym, Europejski Bank Inwestycyjny przystąpi do współfinansowania inwestycji związanych z budową elektrowni gazowej o mocy 826 MW¹⁰⁵. Nowa jednostka będzie wykonana w technologii umożliwiającej uzyskanie emisji na poziomie 320 g CO₂/kWh, co jest zgodne ze standardem emisji Europejskiego Banku Inwestycyjnego¹⁰⁶.

¹⁰¹ <https://www.cire.pl/item,193734,2,0,0,0,0,120-mld-euro-na-inwestycje-gazowe-w-europie.html>

¹⁰² <https://www.energetyka24.com/niemcy-elektrownia-gazowa-zastapi-elektrownie-jadowa>

¹⁰³ <https://smoglab.pl/parlament-zdecydowal-ze-od-1-maja-2029-roku-produkcja-pradu-z-wegla-bedzie-w-finlandii-nielegalna/>

¹⁰⁴ <https://serwisy.gazetaprawna.pl/energetyka/artykuly/1446785,balticconnector-gazociag-finlandia-estonia-lotwa.html>

¹⁰⁵ <https://www.cire.pl/item,201775,1,0,0,0,0,grecka-inwestycja-w-elektrownie-gazowa-z-finansowaniem-ebi.html>

¹⁰⁶ <https://onoze.pl/2020/07/22/grecka-inwestycja-w-elektrownie-gazowa-z-finansowaniem-ebi/>

- Energetyka ciepła w Holandii zdominowana jest przez elektrownie gazowe (procentowy udział energii elektrycznej wytworzonej ze spalania gazu szacuje się około 50-60 procent)¹⁰⁷. Spółka energetyczna Nuon należąca do koncernu Vattenfall uruchomiła dwie instalacje w rejonie Amsterdamu¹⁰⁸. Elektrownie gazowe Hemweg 9 (o mocy 440 MW) oraz Diemen 34 (434 MW) zostały zaprojektowane i wykonane przez firmę Siemens Energy¹⁰⁸. W każdej instalacji zainstalowane zostały turbiny gazowe typu SGT5-4000F, turbiny parowe SST5-5000 oraz generatory AGen5-2000H¹⁰⁸. Jak zapewnia spółka Nuon, energia elektryczna produkowana przez bloki gazowe zaspokoi potrzeby ok. miliona gospodarstw domowych¹⁰⁸.

- Niemiecki Bundestag w lipcu 2020 r. zdecydował o całkowitym odejściu od węgla do 2038 r.¹⁰⁹. W tym względzie ustalono harmonogram zamykania kopalń oraz elektrowni¹⁰⁹. Firmy energetyczne, np. Uniper, inwestują w budowę elektrociepłowni gazowych, które są korzystniejsze pod względem opłat emisyjnych. Strategia Unipera znalazła zastosowanie w elektrowni Gelsenkirchen-Scholven¹⁰⁹. Jest to jedna z największych tego typu jednostek w Niemczech, obecnie dysponuje mocą 760 MW¹⁰⁹. Moc 3406 MW była uzyskiwana, kiedy spalano olej opałowy oraz węgiel kamienny. Tak jak kotły węglowe, olej opałowy został wykluczony przez wysoką emisyjność¹⁰⁹. Pozostałe bloki również zostaną zamknięte do 2022 roku¹⁰⁹. Z uwagi na wykwalifikowaną część załogi oraz korzyści dla okolicznych mieszkańców, zakład będzie kontynuował działalność jako elektrownia gazowa¹⁰⁹.

- W Hiszpanii planowana jest zmiana elektrowni węglowej Aboño o mocy 342 MW na elektrownię gazową¹¹⁰. Proces wymiany kotła na gazowy ma zostać zakończony w ciągu kilku najbliższych lat.

Unijny cel neutralności klimatycznej oznacza, że do roku 2050 państwa Unii Europejskiej powinny podjąć wszelkie możliwe działania w celu ograniczenia obecnej emisji gazów, by w efekcie emitować tyle samo, co pochłaniać.

3.2. Równoważenie krajowej generacji rozproszonej (w szczególności OZE) gazowymi źródłami energii

Z danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA – International Energy Agency) wynika, że w ciągu ostatnich 20 lat średnie zużycie energii na osobę na świecie wzrosło o 40 proc., przy czym największy jednostkowy wzrost odnotowano w Chinach, Indiach i w USA. W krajach Unii Europejskiej wzrost ten był umiarkowany i wyniósł ok. 7 proc. Z danych Agencji wynika również, że w perspektywie 2035 r. światowe zapotrzebowanie na energię wzrośnie co najmniej o 35 proc. w stosunku do 2010 r., przy czym zdecydowana większość tego wzrostu będzie wynikiem rozwoju gospodarek Rosji, państw azjatyckich, Ameryki Środkowej i Afryki.

Z danych bilansowych opisujących światową konsumpcję energii wynika, że nadal najważniejszym surowcem energetycznym jest ropa naftowa, która pokrywa ponad 30 proc. zapotrzebowania na energię pierwotną. Kolejnym istotnym surowcem energetycznym jest węgiel, którego wykorzystywanie budzi wiele kontrowersji z powodu wysokiej emisyjności. Na uwagę w tym rankingu zasługuje wysoka pozycja gazu ziemnego – zajmuje on trzecie miejsce z ponad 20-procentowym udziałem w globalnym bilansie energetycznym. Istotne jest również i to, że udział błękitnego paliwa w zaspokajaniu światowych potrzeb energetycznych lawinowo wzrasta, a według prognoz długoterminowych gaz ziemny, potraktowany jako paliwo przejściowe, może wkrótce zdeklasować zarówno węgiel, jak i ropę naftową.

¹⁰⁷ Miśkiewicz M., „Europejskie systemy elektroenergetyczne – podstawowe dane porównawcze”, 2015

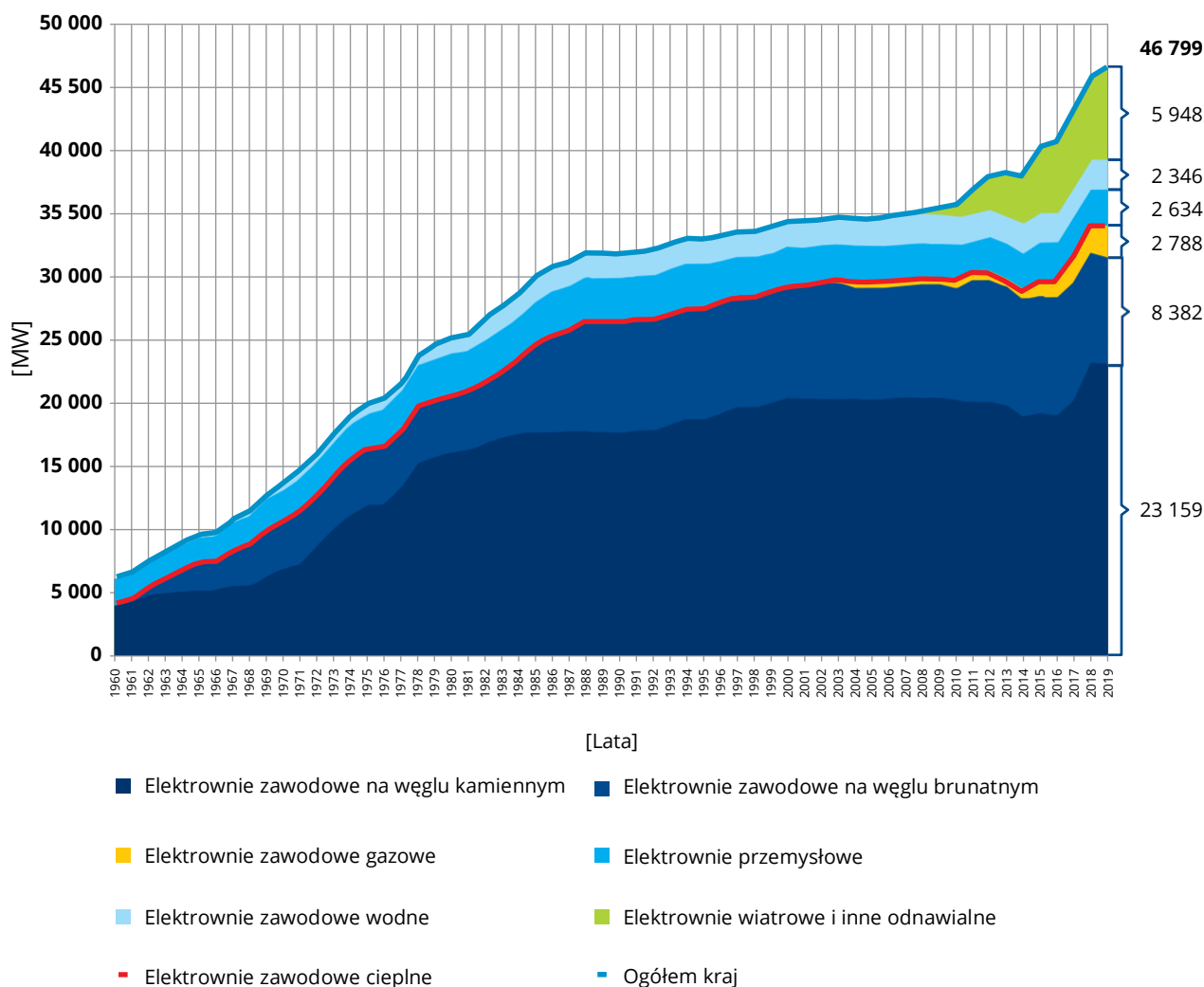
¹⁰⁸ <https://inzynieria.com/energetyka/wiadomosci/34065,holandia-otwarto-dwie-elektrownie-gazowe>

¹⁰⁹ <https://energia.rp.pl/energetyka-zawodowa/23491-reload-elektrociepłowni-węglowych-w-niemczech>

¹¹⁰ <https://biznesalert.pl/edp-portugalia-wegiel-dekarbonizacja-produkcja-zielony-wodor-elektrownia-wegiel-energetyka/>

Istotnym elementem polskiego miksu energetycznego jest udział różnych dostępnych nośników energii i technologii jej wytwarzania. Póki co, w obecnym bilansie energetycznym kraju dominuje węgiel kamienny i brunatny, który stanowi z prawie 73 proc. aktywów wytwórczych w łącznej mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (patrz rysunek 24). Oznacza to, że węgiel dominuje w polskiej energetyce. Niemniej sytuacja ta ulega stopniowej zmianie na rzecz technologii źródeł odnawialnych oraz niskoemisyjnych. Obecnie rynek paliw gazowych i towarzyszących im rozwiązań zdominowany jest przez gaz ziemny oraz infrastrukturę do jego przesyłu i spalania. W krajowym miksie energetycznym udział bloków gazowych w mocy zainstalowanej jest nadal niewielki (patrz rysunek 24 oraz rozdział 2). Jednak dzięki rozwojowi gazowych połączeń międzysystemowych sieci gazowniczej w kraju tworzy się obecnie warunki do jego szerokiego wykorzystania, co z powodzeniem może zaspokoić część potrzeb energetycznych. W tworzonego polskim modelu transformacji energetycznej paliwo gazowe może zyskać status paliwa przejściowego, pełniąc rolę regulacyjną i bilansującą w generacji/kogeneracji oraz w szczególnych przypadkach pracując w podstawie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Jednak w przyszłości należy spodziewać się budowy rynku gazu opartego na zdekarbonizowanych paliwach, w pozyskaniu których nie miałyby udziału polskie rolnictwo energetyczne.

Rysunek 24. WZROST MOCY ZAINSTALOWANEJ W KSE W LATACH 1960-2019
Z PODZIAŁEM NA ŹRÓDŁA GENERACJI.

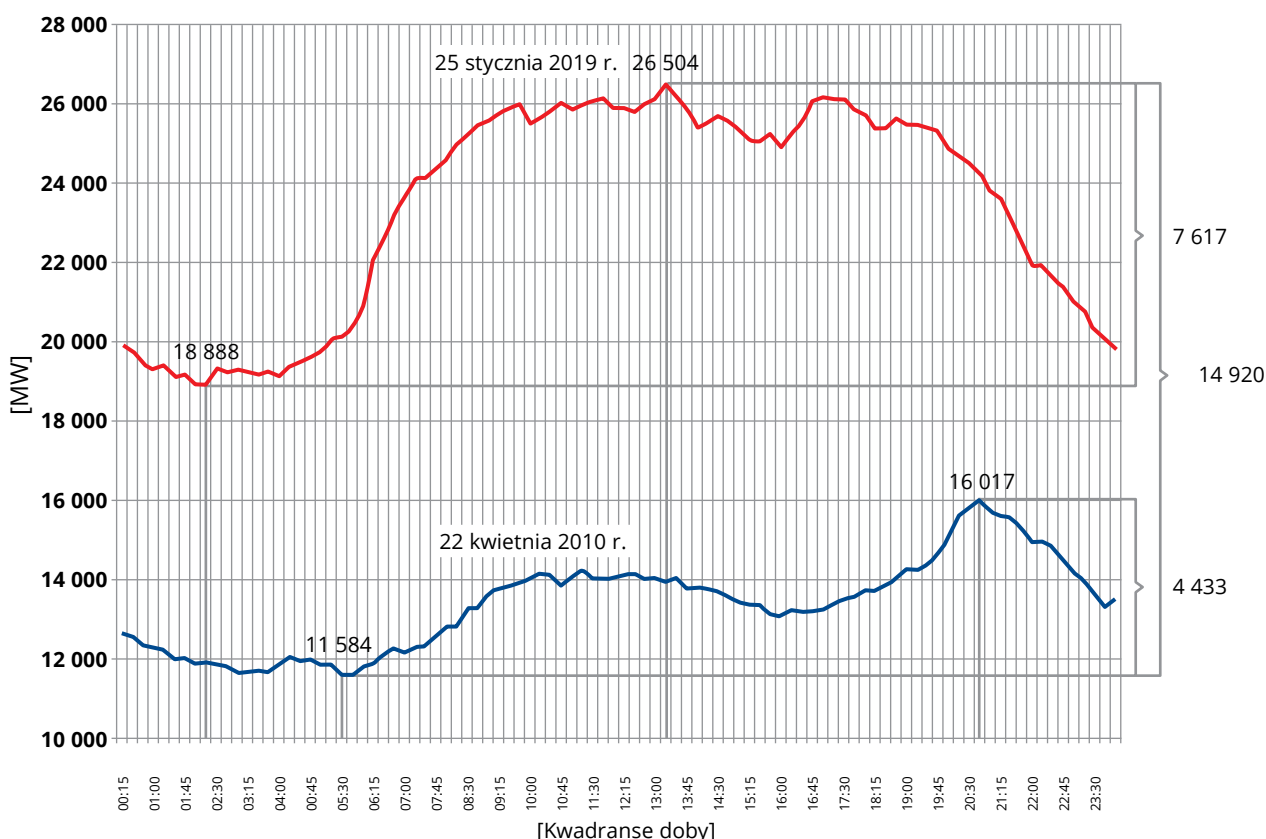


Źródło: Materiały PSE S.A.

Dzisiejsze deterministyczne nastawienie społeczności państw wspólnoty europejskiej i świata na prowadzenie modernizacji i transformacji gospodarczej w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej sprawia, że dotychczasowe strategie dekarbonizacji wymagają pilnego wprowadzenia do eksploatacji nowych technologii. Chodzi w szczególności o szerokie wykorzystanie odnawialnych źródeł energii wspieranych źródłami gazowymi. Takie rozwiązania – poza produkcją energii elektrycznej – mogą stanowić atrakcyjną rynkowo formułę współpracy różnych rozwiązań, prowadząc do stabilizacji produkcji energii w czasie¹¹¹. Obecnie dobowe przebiegi zapotrzebowania na energię elektryczną w wybranych dniach roku wskazują na znaczącą różnicę między wartościami minimalnymi i maksymalnymi. Z zamieszczonych na rysunku 25 danych wynika, że istnieją w ciągu roku takie przypadki, w których różnica krańcowych wartości wynosi od 4,4 GW do ponad 7,6 GW. W sytuacji, gdy w miksie energetycznym dominują konwencjonalne (węglowe) wielkoskalowe źródła generacji, charakteryzujące się dużą inercją regulacji w zakresie mocy dyspozycyjnej bloków wytwórczych, utrzymanie elastyczności pracy takich układów na satysfakcjonującym poziomie jest praktycznie niemożliwe. Wzmocnieniem tego niepożądanego stanu jest udział w miksie energetycznym technologii odnawialnych źródeł energii (OZE) opartych na energii wiatru i słońca. Technologie te, choć należą do rozwiązań proekologicznych, charakteryzują się dużą niestabilnością i zastosowanie ich w systemie elektroenergetycznym bez wsparcia instalacji kompensujących ich niepewność stanowi ogromne wyzwanie dla procesu bilansowania i stabilności energetycznej kraju.

¹¹¹ Więcej na ten temat w: T. Chmielniak, S. Lepsi, *Możliwości rozwoju energetyki gazowej*, „Wiadomości Naftowe i Gazowe”, Nr 8 (238)/2018; P. Pikus, A. Korda-Burza, A. Szurlej, *Transformacja krajowego rynku gazu ziemnego – aspekty strukturalne i regulacyjne*, „Rynek Energii”, Nr 4 (149)/2020; M. Ruszel, *Ocena bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – stan obecny i perspektywa do 2025 r.*, „Energy Policy Journal”, Tom 20, Zeszyt 1, 2017 r.

Rysunek 25. PRZEBIEGI ZAPOTRZEBOWANIA W DNIACH MINIMALNEGO I MAKSYMALNEGO KRAJOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W 2019 ROKU.



Źródło: Materiały PSE S.A.

Stabilność energetyczna kraju w rozumieniu zachowania bezpieczeństwa energetycznego i poprawnej pracy KSE jest w znaczącym stopniu uzależniona od źródeł odnawialnych. Produkowana przez te źródła energia elektryczna – w myśl obecnie obowiązujących regulacji prawnych – ma pierwszeństwo we wprowadzaniu jej do systemu. Skutkuje to zazwyczaj ograniczeniem rzeczywistego czasu pracy bloków węglowych, które ze względu na ich funkcję w systemie – są to jednostki centralnie dysponowane, stanowiące podstawę generacji – muszą pozostać w gotowości do podjęcia pracy podczas zastoju źródeł odnawialnych. W stanach gotowości bloki te generują wysokie koszty utrzymania. Do zmiany tej sytuacji dąży rynek mocy. Jednym z oczekiwanych rezultatów tej regulacji jest właśnie inwestowanie w nowe jednostki wytwórcze, w tym w elektrownie gazowe.

W tej sytuacji upowszechnienie energetyki gazowej i wykorzystanie jej walorów w osiąganiu celów ekologicznych i wspomagania stabilizacji systemu energetycznego, może przynieść pożądany skutek. Wprowadzenie nowych układów gazowych do systemu wytwarzania energii ma co najmniej kilka istotnych zalet¹¹². Paliwo gazowe w procesie spalania emituje dwukrotnie mniej dwutlenku węgla niż spalanie węgla w dostępnych technologiach węglowych (o czym była mowa w rozdziale 2). Zatem wysokosprawne technologie gazowe zyskują znaczną przewagę ekologiczną nad technologiami węglowymi. Autonomiczne instalacje gazowe o dużej elastyczności cieplnej mogą odgrywać istotną rolę w kompensacji niestabilności wytwarzania energii za pomocą OZE (energetyka wiatrowa, fotowoltaiczna, małe źródła biogazowe), w szczególności w szczycie oraz dolinie dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Zaletą nowoczesnych rozwiązań elektrowni inteligentnych budowanych w formie zespołów tłokowych silników gazowych jest osiągnięcie zarówno szybkiego rozruchu maszyn (osiągnięcie pełnej mocy w ciągu pięciu minut od wydania polecenia rozruchu) jak i równie szybkiego zrzutu mocy (całkowite zatrzymanie maszyny po ok. 2,5 minutach od chwili wydania polecenia). Stąd, implementacja współpracy urządzeń OZE z inteligentną generacją gazową, na przykład w strukturze hybrydowej, może stanowić rozwiązanie problemu niestabilności źródeł odnawialnych, tym samym poprawiając efektywność ekonomiczną tego typu układów.

¹¹² Więcej na ten temat w: J Klimstra, M. Hotakainen, *Smart Power Generation*, Avain Publishers, Helsinki 2012 r.; PGNiG, *W kierunku energii przyszłości. Raport: Innowacje w sektorze gazu, paliw i energii*, 2019 r.; *Nowa strategia rynku gazu i jej uwarunkowania*, „Biuletyn DISE”, Wrocław 2016 r.

Analizując głównie aktualny krajowy miks energetyczny (z dominującym udziałem wielkoskalowej konwencjonalnej generacji) w ujęciu wymaganego zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną, istniejące w kraju moce wytwórcze oraz dynamicznie przyrastająca moc źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym można uznać, że w najbliższych dwóch-trzech dekadach dostępne niskoemisyjne technologie generacji gazowej mogą odegrać znaczącą rolę w procesie krajowej transformacji energetycznej, a gaz może zyskać status paliwa przejściowego, pełniąc rolę regulacyjną i bilansującą w generacji czy kogeneracji. Wymaga to jednak znaczącego inwestycyjnego otwarcia gospodarki wytwórczej na wysokosprawne technologie gazowe.

Liczba elektrowni węglowych w Polsce będzie się stopniowo zmniejszać. W wielu analizach ekonomicznych powstająca luka wytwórcza jest zapełniana w dużej części źródłami gazowymi. Dzięki swoim możliwościom regulacyjnym są one postrzegane jako gwarant niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego. Zaletą źródeł gazowych jest duża elastyczność pracy i możliwość szybkiej zmiany mocy oddawanej do sieci (poniżej 2% Pn /min), np. blok gazowo-parowy w Płocku pozwala na zmianę mocy 35 MW/min.

Z przeprowadzonych aukcji głównych rynku mocy na lata dostaw 2021-2024 wynika, że wśród nowych, dopiero planowanych źródeł wytwórczych 17-letnie, premiovne kontrakty mocowe uzyskały dwa planowane przez PGE bloki gazowe po 700 MW w elektrowni Dolna Odra oraz elektrownia gazowa w zespole Pątnów-Adamów-Konin z obowiązkiem mocowym 40 MW.

Dokumenty planistyczne PSE (tabela 6) wskazują¹¹³, że niezależnie od scenariusza rozwoju struktury mocy wytwórczych w KSE do 2030 roku przewiduje się 4,5 GW mocy z elektrowni gazowo-parowych oraz 2,4 GW z elektrociepłowni spalających gaz ziemny. Plany zakładają, że do 2030 roku powstaną nowe bloki gazowe w ośmiu lokalizacjach (tabela 6). Ze względu na uwarunkowania ekonomiczne związane m.in. z cenami gazu oraz zmiany w systemach wsparcia poszczególnych rodzajów źródeł w przyszłości (np. kogeneracji) inwestorzy mogą zawieszać decyzje o budowie nowych źródeł, przesuwając je lub zrezygnować z realizacji projektów.

Tabela 6. POTENCJALNE LOKALIZACJE NOWYCH BLOKÓW GAZOWYCH WEDŁUG PSE DO 2030 ROKU (Z WYDANYMI WARUNKAMI PRZYŁĄCZENIA DO KSE).

Potencjalne lokalizacje nowych bloków gazowych	Moc [MW]	Inwestor	Uwagi
Gdańsk blok gazowo-parowy	456	Energia Wytwarzanie	Energia Wytwarzanie na początku 2020 roku rozpoczęła proces rozpoznania rynku. Obie inwestycje wymienione są w zestawieniu zadań inwestycyjnych w PSE w okresie 2021-2030.
Grudziądz blok gazowo-parowy	450-750		
Dolna Odra bloki gazowo-parowe	2x700	PGE Górnictwo i Energetyka konwencjonalna	Na początku 2020 roku został wybrany wykonawca budowy pod klucz. Uruchomienie bloków ma nastąpić do końca 2023 roku. Inwestycja uzyskała kontrakty mocowe na dostawę mocy od roku 2024 (17 lat).
Adamów, blok gazowy	400-600	ZE PAK	Inwestycja uzyskała kontrakt mocowy na dostawę mocy od roku 2024 (17 lat) z obowiązkiem mocowym 40 MW.
Skawina (Kraków), blok gazowy	200	CEZ	Inwestycja wymieniona jest w zestawieniu zadań inwestycyjnych w PSE w okresie 2021-2030.
Łagisza blok gazowo-parowy	520	Tauron	Projekt został zawieszony w 2016 roku ze względu na brak opłacalności. Inwestycja wymieniona jest w zestawieniu zadań inwestycyjnych w PSE w okresie 2021-2030.
Siechnice	180	PGE/Kogeneracja SA	2023 (planowane)
Żerań	650	GK PGNiG	2021 (planowane)

Źródło: PSE

Blok C elektrowni Ostrołęka (700 MW, inwestor Enea-Energia) brał udział w aukcjach rynku mocy (obowiązek mocowy pełniony od 2023 roku), lecz dla tej inwestycji nie wydano jeszcze warunków przyłączenia. Uruchomienie bloku planowane jest na 2025 roku. Gaz jest paliwem kopalnym, emisyjnym oraz w dużym stopniu importowanym, dlatego perspektywy jego wykorzystania w Polsce są ograniczone. Mimo oczekiwanego wzrostu znaczenia tego paliwa, z pewnością nie będzie ono jedynym sposobem na zastąpienie jednostek węglowych w systemie elektroenergetycznym. Ponadto trzeba pamiętać o potrzebie wykorzystania gazu w szeroko rozumianym ciepłownictwie.

¹¹³ PSE SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, Konstancin-Jeziorna 2020.

3.3. Gazowe źródła energii w energetyce zawodowej i w przemyśle

Nowy model głębokiej transformacji gospodarki zachowujący różnej wagi kompromisy między celami gospodarczymi, środowiskowymi i społecznymi jest obecnie głęboko osadzony na procesie dekarbonizacji. W szczególności sprzyja temu bieżąca wizja osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, szeroko opisana w rozdziale pierwszym. Zwiększona w odpowiedzialny sposób redukcja emisji gazów cieplarnianych wymaga jednak konfrontacji konwencjonalnej energetyki wielkoskalowej z wielkoskalową energetyką jądrową, energetyką rozproszoną w formie lokalnych jednostek kogeneracyjnych, dużymi źródłami odnawialnymi (o mocy powyżej 50 MW), energetyką prosumencką (szczególnie atrakcyjną w formie instalacji hybrydowych: mikrowiatrak + ogniwa fotowoltaiczne + zasobnik energii elektrycznej) oraz energetyką gazową – w okresie przejściowym bazującą głównie na gazie ziemnym, lecz stopniowo wspomaganą przez energetykę wodorową.

Z punktu widzenia potrzeb systemowych, zapotrzebowanie na nowe proekologiczne instalacje wytwórcze, gwarantujące osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050 można oszacować na poziomie kilkudziesięciu gigawatów. W scenariusz wprowadzenia do polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej technologii niskoemisyjnych skutecznie wpisują się technologie gazowe. Sporządzona przez krajowego Operatora Systemu Przesyłowego na potrzeby planu rozwoju sieci przesyłowych na lata 2021-2030 analiza spodziewanej struktury wytwarzania energii elektrycznej wykazała możliwy istotny wzrost liczby tych jednostek. Niewątpliwe zalety generacji gazowej, jak krótki czas budowy i rozruchu, duża szybkość zmiany obciążenia, możliwość rozruchu bez zasilania zewnętrznego, czy łatwe dopasowanie mocy do potrzeb, sprawiają, że zainteresowanie tą technologią wzrasta w szybkim tempie.

Dla przykładu opracowany przez Operatora Systemu Przesyłowego możliwy scenariusz wsparcia podsektora wytwórczego źródłami opalnymi gazem ziemnym wskazuje na możliwość lokalizacji w kraju sześciu jednostek gazowych o mocy od 500 do 700 MWe do 2030 roku, co pozwoliłoby osiągnąć moc zainstalowaną na poziomie 3–4,2 GWe. Oczywiście osiągnięcie takiego poziomu nowej generacji w krajowym systemie elektroenergetycznym we wskazanym horyzoncie czasu i w latach następnych zależy od możliwości uzyskania warunków przyłączenia oraz zawarciem umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, możliwości wykorzystania miejsc przyłączenia po wycofaniu z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych opalanych węglem, planowanych do likwidacji w perspektywie po 2030 r. oraz od rozwoju infrastruktury sieciowej, do której będzie następowało przyłączanie bloków gazowych. Faktyczna lokalizacja źródeł gazowych będzie także uzależniona od określonych przez operatorów sieciowych potrzeb koordynacji i optymalizacji rozwoju systemów przesyłowego i dystrybucyjnego – znacząco uzależnionych od tworzącego się lokalnie potencjału niestabilnej (produkcyjnie) generacji OZE.

Rysunek 26. **POTENCJALNE LOKALIZACJE NOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH OPALANYCH GAZEM ZIEMNYM W PERSPEKTYWIE 2040 R.***



*Mapa w żaden sposób nie wyklucza i nie dyskryminuje innych lokalizacji i technologii, które mogą ubiegać się o przyłączenie na zasadach ogólnych zarówno do sieci elektroenergetycznej jak i sieci gazowej.

● Potencjalne lokalizacje w okresie 2030-2040

● Lokalizacje dla roku 2030 pokrywające się z potencjalnymi lokalizacjami będącymi w obszarze analiz GAZ-System S.A.

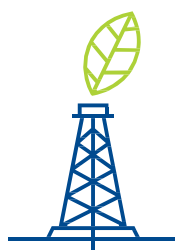
● Lokalizacje dla roku 2040 pokrywające się z potencjalnymi lokalizacjami będącymi w obszarze analiz GAZ-System S.A.

Źródło: PSA S.A., Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030; opracowanie PSE S.A.

WNIOSKI

- Jednym z istotnych czynników urzeczywistnienia terminu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. w Polsce jest wdrożenie nowych innowacyjnych technologii generacji energii elektrycznej opartych na źródłach odnawialnych, autonomicznych układach spełniających między innymi rolę regulacyjną oraz na magazynach energii. Rolę autonomicznych układów generacji z powodzeniem spełniać mogą wysokosprawne technologie gazowe. Zastosowanie takich technologii z powodzeniem wpłynie także na poprawę efektywności energetycznej. Można stwierdzić, że wprowadzenie technologii gazowych do polskiej energetyki jest pilną koniecznością.
- Instalacja znaczącej mocy w źródłach odnawialnych o charakterystycznej dla nich niestabilnej pracy (farmy wiatrowe, źródła fotowoltaiczne) wymaga pozyskania zdolnych do dynamicznych reakcji jednostek wytwórczych. Wymaganiu temu mogą sprostać źródła gazowe, w szczególności budowane w formie zespołów prądotwórczych sekwencyjnie włączanych i wyłączanych i szybko reagujących na zmianę obciążenia.
- W ostatniej dekadzie światowe i krajowe statystyki wykazują wzrost zainteresowania podmiotów energetycznych rozwojem energetyki gazowej. Wysoka efektywność wykorzystania gazu jako paliwa sprawia, że technologie gazowe charakteryzują się niskimi wskaźnikami emisji dwutlenku węgla na jednostkę produkowanej energii elektrycznej. Nie bez znaczenia – w szczególności dla środowiska naturalnego¹¹⁴ – jest również to, że gaz ziemny spala się bez powstawania dymu oraz sadzy, a dostępne obecnie urządzenia i technologie generacji gazowej charakteryzują się wysoką efektywnością w szerokim zakresie mocy. Zatem te i wiele innych zalet wynikających z użytkowania gazu ziemnego w celu generacji energii elektrycznej mają zazwyczaj znaczący wpływ na wynik ekonomiczny prowadzonej działalności wytwórczej¹¹⁴.

¹¹⁴ <https://www.psgaz.pl/zalety-gazu-ziemnego>



PRZEWAGI KONKURENCYJNE GAZU ZIEMNEGO JAKO PALIWA DLA ELEKTROENERGETYKI



4. Przewagi konkurencyjne gazu ziemnego jako paliwa dla elektroenergetyki

Bezpośrednią konsekwencją polskiej wersji transformacji energetycznej będzie zwiększony popyt na gaz ziemny traktowany jako paliwo pomostowe. Niestety nie będzie on mógł być zaspokajany przez wzrastającą produkcję ze źródeł krajowych, co wskazano w rozdziale pierwszym. W takiej sytuacji kwestią fundamentalną będzie zachowanie bieżącego i perspektywicznego dostępu do gazu oraz uzyskanie konkurencyjnych warunków jego zakupu na rynku globalnym. Na polski rynek w stopniu większym niż dotychczas wpływać będą światowe trendy w zakresie podaży i popytu oraz dynamika cen. Kluczową sprawą staje się więc informacja na temat stanu zasobów gazu ziemnego, ich rozmieszczenia na świecie oraz podaży generowanej przez głównych producentów i eksporterów tego surowca.

Ważnym czynnikiem, który także wpływa na warunki ekonomiczne wykorzystywania paliwa gazowego w elektroenergetyce, są obecne i przyszłe trendy cenowe zachodzące na rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla. W tym przypadku rozwój sytuacji nie będzie zależał jedynie od mechanizmów rynkowych, ale także od narastającej presji politycznej Unii Europejskiej na zwiększanie tempa redukcji emisji gazów cieplarnianych. W konsekwencji na dynamikę oraz ewentualny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ wpływać będzie skłonność UE do używania instrumentów administracyjno-regulacyjnych wobec ETS. W *Europejskim Zielonym Ładzie* znajduje się zapowiedź przeprowadzenia przez Komisję przeglądu „(...) wszystkich znaczących instrumentów polityki związanych z klimatem i w razie potrzeby, [Komisja] zaproponuje ich zmiany”. Przeglądem tym ma zostać objęty także system handlu uprawnieniami do emisji (ETS)^{115 116}.

4.1. Analiza dynamiki cen gazu, czynników cenotwórczych oraz dostępności gazu na rynku światowym

Poziom i dynamika hurtowych cen paliwa gazowego zależy od następujących czynników:

Tabela 7. CZYNNIKI, OD KTÓRYCH ZALEŻY POZIOM I DYNAMIKA HURTOWYCH CEN PALIWA GAZOWEGO.

Po stronie podażowej	Po stronie popytowej
wielkość produkcji	warunki klimatyczno-pogodowe
zróźnicowanie ofert handlowych	poziom wzrostu gospodarczego
dostęp do infrastruktury transportowej	dostępność i ceny paliw alternatywnych
	zdarzenia incydentalne

Źródło: Opracowanie własne.

¹¹⁵ Komisja Europejska, KOMUNIKAT KOMISJI DO ..., op. cit., s. 5.

¹¹⁶ Przypadek bezpośredniej ingerencji KE w ETS miał miejsce w lutym 2014. Podjęte przez Komisję działania polegające na wprowadzenie odpowiednich zmian w regulacjach dotyczących funkcjonowania rynku pierwotnego. W ich efekcie w okresie lat 2014 – 2015 zredukowano łącznie o 900 mln wolumen pozwoleń na emisję przeznaczonych na handlu w ramach systemu ETS.

a. Czynniki po stronie podaży

Wielkość produkcji

Ze względu na zwiększający się udział importu w zaopatrzeniu polskiego rynku coraz większe znaczenie będzie miała kwestia dostępności gazu na rynku międzynarodowym zależna od dynamiki i poziomu jego produkcji. Wydobycie krajowe jest i nadal będzie jedynie uzupełnieniem dla dostaw pochodzących z zagranicy. Wydobycie ze złóż krajowych, jak zaznaczono już w rozdziale pierwszym, jest prowadzone przez podmioty kontrolowane przez Skarb Państwa i w perspektywie 2024 r. nie przekroczy 4 mld m³ gazu rocznie.

W 2019 r. łączna produkcja gazu ziemnego na świecie wyniosła 3 989,3 mld m³ i była większa od produkcji z 2018 r. o 132 mld m³ (3,4 proc.). Największym producentem gazu i jednocześnie podmiotem odpowiedzialnym za prawie dwie trzecie tego wzrostu (85 mld m³) były Stany Zjednoczone. Na drugim miejscu znalazła się ponownie Federacja Rosyjska, a na trzecim Iran. Tabela 8 przedstawia dziesięciu największych światowych producentów gazu ziemnego w latach 2018-2019.

Tabela 8. LISTA 10 NAJWIĘKSZYCH PRODUCENTÓW GAZU ZIEMNEGO NA ŚWIECIE W LATACH 2018-2019.

Państwo	Produkcja w 2018 r. w mld m ³	Produkcja w 2019 r. w mld m ³	Zmiana w %
USA	835,9	920,9	10,2
Federacja Ros.	669,0	679,0	1,5
Iran	238,3	244,2	2,4
Katar	176,5	178,1	0,9
Chiny	161,5	177,6	9,9
Kanada	179,0	173,1	-3,3
Australia	130,1	153,5	18,0
Norwegia	121,3	114,4	-5,7
Arabia Saudyjska	112,1	113,6	1,4
Algieria	93,8	86,2	-8,1

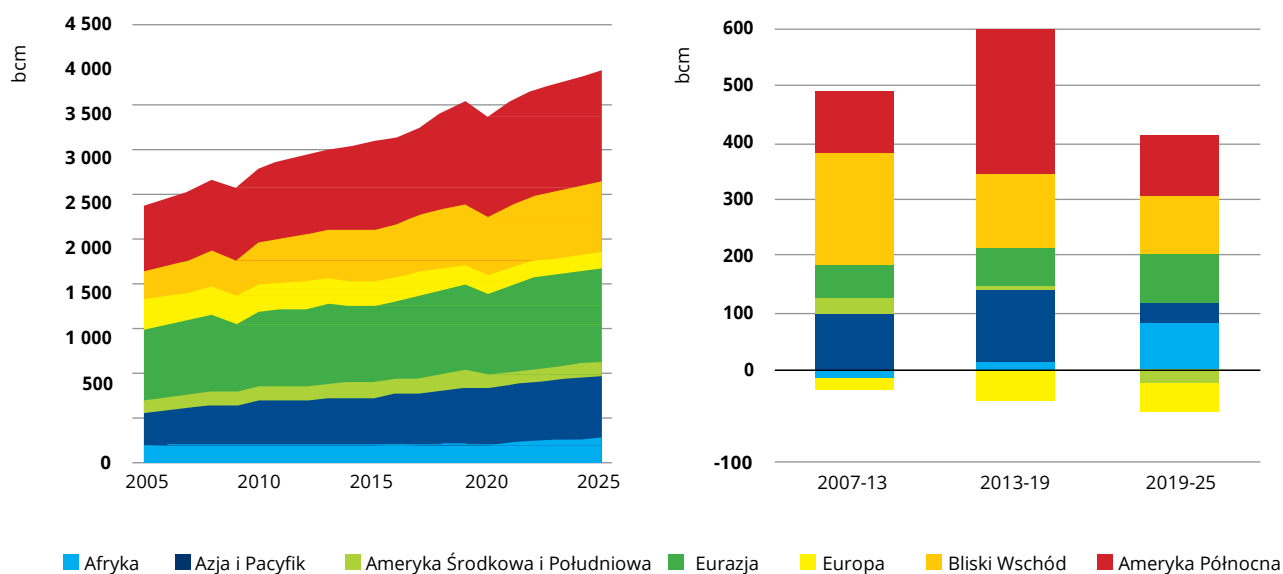
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP.

W ocenie Międzynarodowej Agencji Energii, w latach 2021-2025 globalny trend wzrostu produkcji gazu powinien zostać utrzymany. Rosnąca podaż pochodzić będzie przede wszystkim ze Stanów Zjednoczonych, które rozwinęły na szeroką skalę wydobycie surowca ze złóż niekonwencjonalnych. Kolejnym źródłem dostaw gazu będzie region Bliskiego Wschodu, w którym obecny jest aktualny lider sprzedaży LNG, czyli Katar oraz Arabia Saudyjska, Irak, Iran oraz Izrael. Wymienione państwa w najbliższych latach realizować mają nowe projekty wydobywcze, które wniosą dodatkowe wolumeny gazu na rynek¹¹⁷.

¹¹⁷ IEA. Gas 2020, s. 43, <https://webstore.iea.org/download/direct/3005>

Rysunek 27. **GLOBALNA PODAŻ GAZU ZIEMNEGO DO 2025 R. Z UWZGLĘDNIENIEM REGIONALNEJ STRUKTURY PRODUKCJI.**

Globalne dostawy gazu ziemnego ze względu na region, lata 2005-25



Źródło: IEA. *Gas 2020*, s. 44.

IEA 2020. All rights reserved.

Zwiększeniu podaży sprzyjać powinny najnowsze odkrycia złóż gazu ziemnego, których eksploatacja powinna powiększyć wolumen surowca trafiający na rynek światowy. Poniżej umieszczona mapa (Rysunek 28), ukazuje geograficzne rozmieszczenie nowo odkrytych złóż, które rozproszone są w różnych zakątkach globu, m.in. we wschodniej części Morza Śródziemnego, na szelfie Oceanu Lodowatego, w granicach Rosji czy w Azji Południowo-Wschodniej.

W geograficznej bliskości rynków europejskich znajduje się m.in. oszacowane na ok 600 mld m³ gazu podmorskie złożo „Lewiatan”, położone 130 km na zachód od Hajfy w Izraelu. Komercyjna eksploatacja izraelskich zasobów rozpoczęła się w 2019 r., a pozyskiwany gaz jest na razie dostarczany na rynek krajowy, który nie będzie w stanie przyjąć całej możliwej produkcji. Jedną z rozważanych przez Izrael opcji eksportowych jest budowa rurociągu po dnie Morza Śródziemnego, który poprzez Cypr dalej przechodziłby do wysp Grecji i południowych Włoch. Aktualnie projekt nie jest podejmowany ze względu na utrzymujące się niskie ceny gazu na rynkach europejskich, które podważają jego rentowność¹¹⁸.

Kolejne miejsce znajdujące się blisko europejskich rynków gazu, w którym odkryto duże złożo gazu ziemnego, jest północna część brytyjskiej strefy Morza Północnego. W 2019 r. odkryto w rejonie złożo o szacowanej wielkości 250 mln boe. Zasoby znajdują się blisko funkcjonującej infrastruktury rurociągowej, dzięki której gaz będzie mógł szybko trafić do europejskich odbiorców¹¹⁹.

W sierpniu 2020 r. władze tureckie ogłosiły natomiast odkrycie „największego” złoża gazu ziemnego pod dnem Morza Czarnego. Jego wielkość oszacowano na 320 mld m³. Ewentualne uruchomienie wydobycia z tego złoża z pewnością ograniczy potrzeby importowe Turcji, która jest jednym z największych odbiorców gazu z Rosji i Azerbejdżanu¹²⁰.

¹¹⁸ D. Czyżewski, *Błękitny Lewiatan problemem Izraela. Tel Awiw nie wie, co robić z gazem*, 20.02.2020 r., <https://www.energetyka24.com/blekitny-lewiatan-problemem-izraela-tel-awiw-nie-wie-co-robic-z-gazem-komentarz>

¹¹⁹ B. Felix, S. Nasralla, *Oil major Total makes gas discovery at North Sea Glengorm prospect*, 01.01.2019 r., <https://www.reuters.com/article/us-total-oil-exploration-id>

¹²⁰ A. Cohen, *Turkey Finds Enormous Gas Field In The Black Sea — But Tricky Process Ahead*, 18.09.2020 r., <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2020/09/18/turkeys-new-natural-gas-find-in-the-black-sea-exciting-but-tricky-process-ahead/>

Rysunek 28. **NAJWAŻNIEJSZE ODKRYCIA ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO NA ŚWIECIE W 2019 R.**



Source: BloombergNEF, press releases.

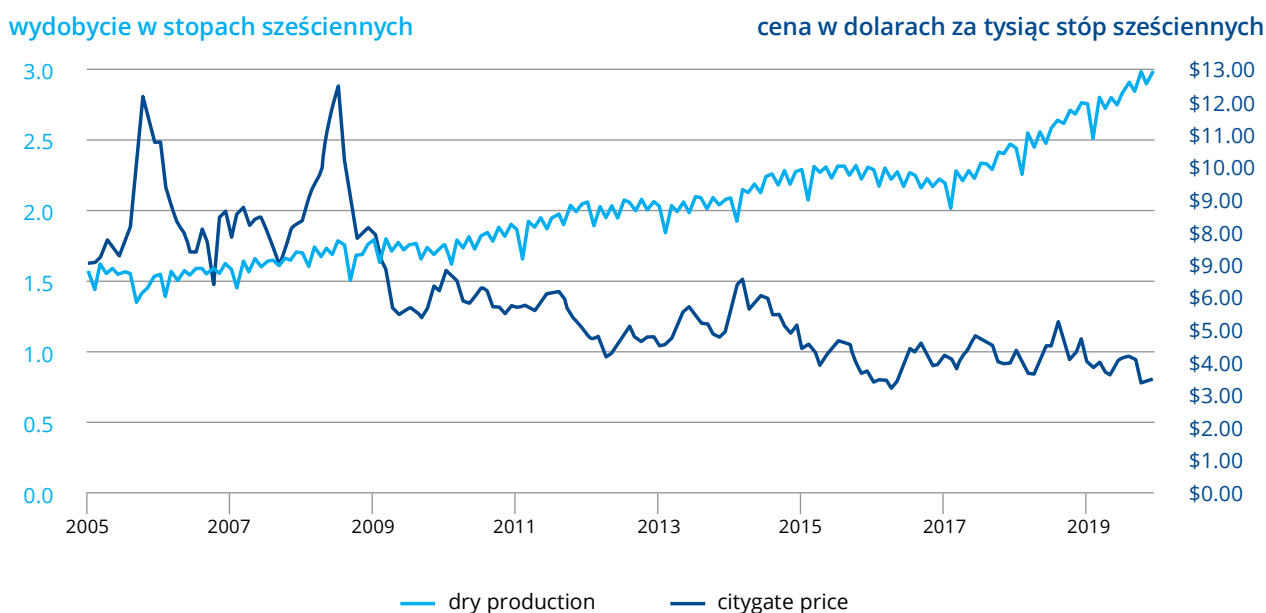
Źródło: IGU, *Global Gas Report 2020*, s. 23.

Jednak głównym motorem wzrastającej podaży ma pozostać w najbliższych latach Ameryka Północna, na czele ze Stanami Zjednoczonymi. To dzięki uruchomieniu na szeroką skalę wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych, amerykańscy producenci osiągnęli nadwyżkę towaru, którą mogli lokować na rynkach międzynarodowych przyczyniając się do spadku cen na globalnym rynku. Oczywiście rosnąca podaż przyczyniła się w pierwszej kolejności do zmniejszenia ceny na rynku amerykańskim, a w konsekwencji zwiększenia jego udziału w produkcji energii elektrycznej w USA do poziomu 38 proc. w 2019 r. Gaz ziemny ma obecnie największy udział w strukturze produkcji energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych¹²¹.

¹²¹ EIA, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/factors-affecting-natural-gas-prices.php>

Rysunek 29. **PORÓWNANIE DYNAMIKI PRODUKCJI GAZU ZIEMNEGO W USA Z DYNAMIKĄ CEN W LATACH 2005-2019.**

Miesięczne wydobycie gazu ziemnego oraz średnia cena w USA w latach 2005-2019



Note: Citygate is a point or measuring station at which a natural gas distribution utility receives gas from a pipeline company or transmission system.
 Source: U.S. Energy Information Administration, Natural Gas Monthly, July 2020

Źródło: EIA, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/factors-affecting-natural-gas-prices.php>

Zagrożeniem dla realizacji scenariusza przewidującego globalny wzrost podaży gazu ziemnego do roku 2025 mogą być utrzymujące się w kolejnych latach niskie ceny gazu. Jeśli będą zbyt niskie, może to doprowadzić do utraty rentowności przez niektóre przedsięwzięcia wydobywcze, a w konsekwencji spowodować redukcję produkcji i korektę trendu wzrostowego¹²².

Podsumowując tę część analizy należy stwierdzić, że wielce prawdopodobne utrzymywanie się globalnej nadwyżki podaży gazu nad popytem na ten surowiec, utrzymywać będzie presję rynkową hamującą wzrosty jego ceny. Świadczą o tym dane historyczne za 2019 r., w którym wzrastającej podaży nie towarzyszył odpowiedni wzrost popytu. Według danych International Gas Union (IGU), w 2019 r. ceny gazu notowane w głównych centrach handlu światowego (huby gazowe) spadły o 37 proc.¹²³ Poniższa grafika ukazuje dynamikę cen gazu w kontraktach terminowych zawieranych w okresie lat 2018–2019 w najważniejszych centrach handlu: Henry Hub (Ameryka Północna/USA), TTF (Europa/Holandia) oraz JKM (Azja/Daleki Wschód - Japonia, Korea Południowa). Z przedstawianych wykresów wyłania się obraz spadających cen gazu we wszystkich ośrodkach od przełomu września-października 2018 r. Jednocześnie widoczne jest oderwanie ścieżek cenowych gazu od dynamiki cen ropy naftowej na rynku międzynarodowym.

¹²² IEA, *Gas 2020*, s. 43, <https://webstore.iea.org/download/direct/3005>.

¹²³ IGU, *Global Gas Report 2020*, s. 10.

Rysunek 30. DYNAMIKA GLOBALNYCH CEN GAZU W KONTRAKTACH TERMINOWYCH W LATACH 2018-2019.



Source: ICE, CME - via Bloomberg Terminal.

Źródło: IGU, *Global Gas Report 2020*, s. 17

Zróźnicowanie ofert handlowych

W globalnym handlu gazem coraz większe znaczenie odgrywa gaz skroplony, którego długodystansowy transport połączył odseparowane od siebie w poprzednich dekadach regiony i kontynenty. W tym segmencie rynku od kilku lat narasta konkurencja pomiędzy kilkoma producentami z różnych regionów globu: Katarzem, Australią, Stanami Zjednoczonymi i Rosją. Największy wzrost podaży LNG w 2019 r. wygenerowały Stany Zjednoczone (19 mld m³) oraz Rosja (14 mld m³). Producenci z tych krajów konkurują między sobą na tych samych rynkach, przy czym coraz więcej dostaw kierowanych było do Europy. W 2019 r. import LNG do Europy (+49 mld m³) wzrósł o ponad dwie trzecie w porównaniu do roku poprzedniego. USA stały się trzecim, po Katarze i Nigerii, największym dostawcą gazu skroplonego do Europy. W styczniu 2019 r. 32 proc. amerykańskiego eksportu LNG trafiło do odbiorców z UE¹²⁴. Amerykańscy dostawcy gazu wchodząc coraz mocniej na rynek europejski muszą konkurować z dotychczasowym głównym dostawcą gazu skroplonego, czyli Katarzem. Amerykański gaz musi także walczyć o rynki z rosyjskim surowcem dostarczanym rurociągami. Federacja Rosyjska stara się natomiast od kilku lat zaistnieć na rynku międzynarodowym jako dostawca gazu skroplonego. Europejskim klientom dedykowano Terminal Yamal LNG, który został uruchomiony w grudniu 2017 r. przez spółkę Novatek. Bezpośrednim zapleczem produkcyjnym terminala jest pole gazowe o rocznej zdolności wydobywczej ok. 27 mld m³¹²⁵. Szczególnie Unia Europejska stała się atrakcyjnym celem dla wymienionych wyżej eksporterów, ze względu na geograficzną bliskość, w porównaniu do rynku wschodnioazjatyckiego (Japonia, Korea Południowa, Chiny) oraz posiadaną infrastrukturę importową w postaci 29 terminali LNG o łącznej technicznej zdolności regazyfikacyjnej na poziomie ok. 224 mld m³ rocznie¹²⁶.

¹²⁴ LNG in Europe: Current Trends, the European LNG Landscape and Country Focus, September 16, 2019, <https://www.natlawreview.com/article/lng-europe-current-trends-european-lng-landscape-and-country-focus>

¹²⁵ NVATEK, YAMAL LNG is an integrated project for natural gas production, liquefaction and marketing, <http://www.novatek.ru/en/business/yamal-lng/>

¹²⁶ *Gas Infrastructure Europe* <https://www.gie.eu>

Tabela 9. LISTA DZIESIĘCIU NAJWIĘKSZYCH EKSPORTERÓW LNG NA ŚWIECIE.

Państwo	Wielkość eksportu w 2018 w mld m ³	Wielkość eksportu w 2019 w mld m ³	Zmiana w %
Katar	104,9	107,1	2,0
Australia	91,8	104,7	14,0
USA	28,6	47,5	66,3
Rosja	24,9	39,4	57,9
Malezja	33,0	35,1	6,5
Nigeria	27,9	28,8	3,3
Trinidad i Tobago	16,6	17,0	2,6
Algieria	13,1	16,6	26,4
Indonezja	20,8	16,5	-20,8
Oman	13,6	14,1	3,6

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych BP.

Dzięki zdywersyfikowanej infrastrukturze transportowej (opisanej w rozdziale pierwszym) polscy importerzy zyskują dostęp do wielu ofert sprzedaży gazu pochodzących od producentów z różnych regionów świata: Zatoki Perskiej, Ameryki Północnej, basenu Morza Północnego i Norweskiego czy Afryki Zachodniej. W konsekwencji uruchomienia w 2016 r. Terminala LNG w Świnoujściu, pojawiła się możliwość komponowania optymalnego portfela kontraktów obejmującego terminowe i spotowe. To jakościowa zmiana wobec przyjętego w latach 90. XX w. modelu opartego na jednym kontrakcie długoterminowym realizowanym przez jednego dostawcę, czyli Gazprom, w oparciu o jeden kierunek dostaw i przy wykorzystaniu jedynie transportu przesyłowego.

Dostęp do infrastruktury transportowej

Dostęp do infrastruktury transportowej umożliwiającej pozyskiwanie gazu od wielu dostawców i wielu kierunków jest kluczowym warunkiem nie tylko dla zachowania bezpieczeństwa rynku w zakresie dostępności paliwa, ale także uzyskania korzystnych warunków ekonomicznych jego zakupu. Szanse na pozyskanie atrakcyjnych cenowo ofert oraz dogodnych warunków realizacji dostawy stwarza przede wszystkim wspomniany wyżej rynek gazu skroplonego.

Dzięki realizacji opisanej w rozdziale pierwszym strategii w zakresie budowy infrastruktury transportowej, Polska uzyska duże możliwości techniczne sprowadzania gazu od różnych dostawców na konkurencyjnych zasadach. Jednocześnie poprzez ukończenie projektów w postaci polsko-litewskiego rurociągu GIPL zyska pełniejszy dostęp do terminala FSRU w Kłajpedzie (obecnie transport gazu z tego kierunku realizowany jest przy wykorzystaniu cystern w transporcie samochodowym) oraz pozostałych rynków państw bałtyckich: Łotwy, Estonii i Finlandii, które są z sobą infrastrukturalnie połączone. Natomiast na kierunku południowym, dzięki uruchomieniu rurociągu ze Słowacją i za pośrednictwem systemu przesyłowego Węgier i Chorwacji, będzie możliwy dostęp do gazu dostarczanego za pomocą terminala FSRU na adriatyckiej wyspie Krk¹²⁷.

¹²⁷ Operatorem terminala pływającego na wyspie Krk jest spółka LNG Hrvatska d. o.o. Terminal dysponuje przepustowością techniczną na poziomie 2,6 mld m³. Planowane komercyjne uruchomienie obiektu ma nastąpić w 2021 r., <https://lng.hr/en/about-the-terminal>

Reasumując, w oparciu o działającą (Terminal LNG w Świnoujściu) i budowaną jeszcze infrastrukturę transportową (Brama Północna, interkonektory) możliwe będzie rozwinięcie konkurencji w zakresie importu gazu i wydobycia krajowego. Budowie konkurencyjnego rynku gazu w skali regionalnej służyć ma natomiast projekt strategiczny w postaci utworzenia w Polsce hubu gazowego rozumianego jako centrum dystrybucji i handlu gazem dla Europy Środkowo-Wschodniej i państw bałtyckich¹²⁸.

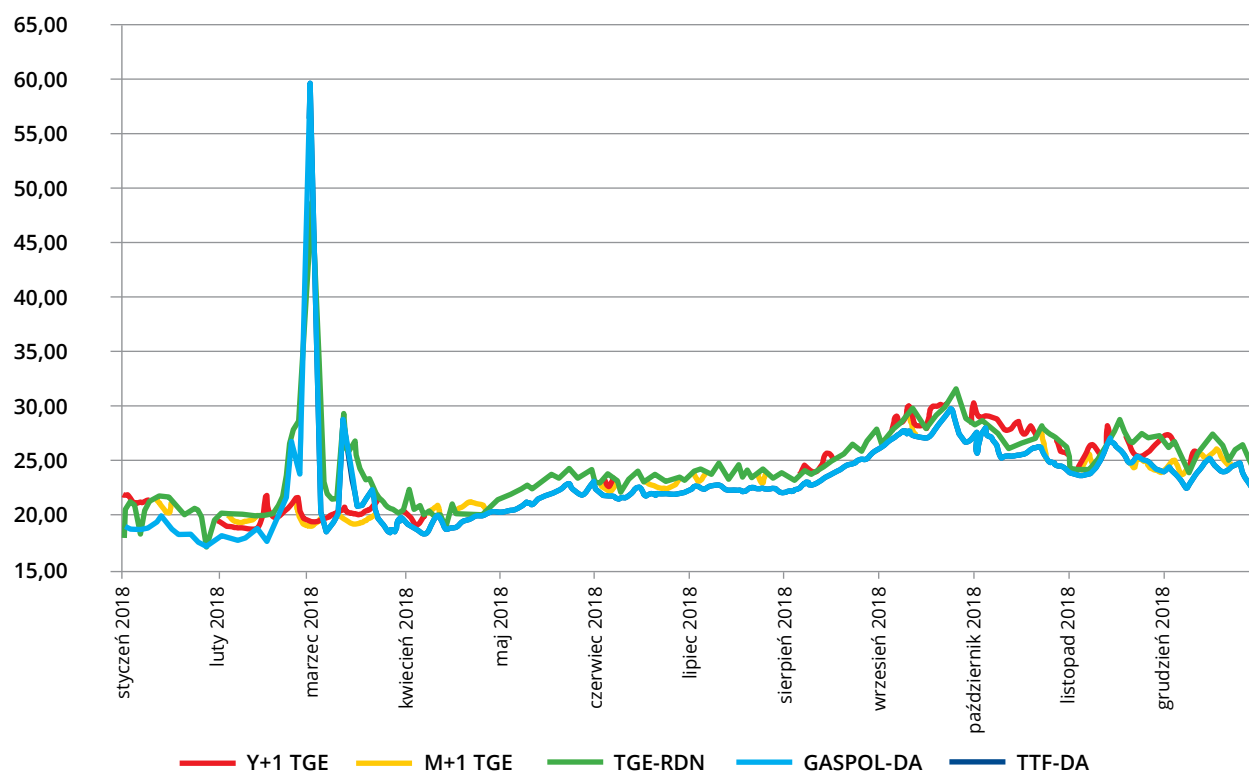
b. Czynniki po stronie popytowej

Warunki klimatyczno-pogodowe

Polska leży w strefie klimatu umiarkowanego ciepłego przejściowego, kształtowanego przez ścierające się nad jej terytorium różnych mas powietrza, m.in. pochodzenia kontynentalnego i morskiego. W konsekwencji klimat Polski charakteryzuje się dużą zmiennością pogody oraz przebiegu pór roku na przestrzeni wielu lat¹²⁹. Przypadki gwałtownego spadku temperatury np. wczesną jesienią lub wczesną wiosną powodują równie gwałtowne skoki zużycia gazu, co przekłada się na wzrost cen notowanych na giełdowych rynkach spotowych prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii S.A. Sytuacja taka miała miejsce m.in. w na przełomie lutego i marca 2018 r. kiedy nastąpił kilkudniowy spadek temperatury poniżej 0° C, obejmujący zachodnią i środkową część Europy. Opisany skok cenowy wywołany spadkiem temperatury widoczny jest na pokazanym niżej wykresie przedstawiającym porównanie dynamiki cen gazu na rynkach spotowych TGE i PEGAZ.

Rysunek 31. DYNAMIKA CEN GAZU NA RYNKACH SPOTOWYCH TGE I PEGAZ W 2018 R.

EUR/MWh



Źródło: Towarzystwo Obrótu Energią, Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2019 r., Warszawa, 31.05.2019 r., s. 50.

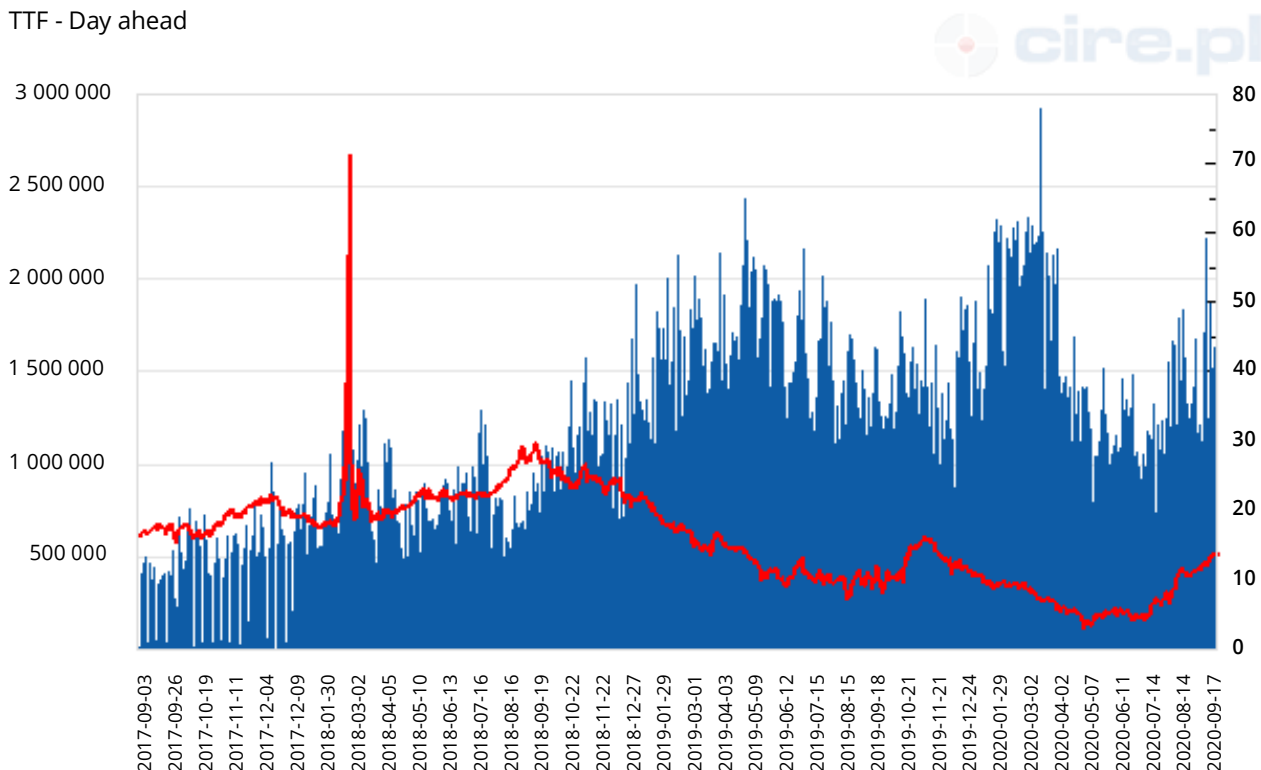
¹²⁸ SOR, s. 329.

¹²⁹ Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy, *Biuletyn Monitoringu Klimatu Polski*, kwiecień 2020 r., s. 6, <https://klimat.imgw.pl/pl/biuletyn-monitoring/#2020/04>

Ta sama prawidłowość zachodząca pomiędzy gwałtownym obniżeniem temperatury a wzrostem ceny gazu miała miejsce w tym samym okresie na najbardziej płynnym rynku hurtowym w Europie prowadzonym przez holenderski TTF, co odzwierciedlone zostało na kolejnym wykresie.

Rysunek 32. DYNAMIKA CEN GAZU NOTOWANA NA RYNKU SPOTOWYM TTF W LATACH 2018-2020*

TTF - Day ahead



*Czerwona linia symbolizuje dynamikę cen gazu. Niebieska linia oznacza dynamikę obrotów.

Źródło: cire.pl

Pomijając występujące nieregularnie anomalie pogodowe, na dynamikę bieżącej konsumpcji gazu na rynku krajowym w dużym stopniu wpływa występowanie w Polsce (co jest charakterystyczne dla strefy klimatów umiarkowanych), czterech pór roku, które decydują o zjawisku sezonowości na rynku gazu. Na przestrzeni lat obserwowana jest generalna prawidłowość polegająca na obniżonej konsumpcji gazu w sezonie wiosenno-letnim i wzrastającej konsumpcji gazu w sezonie jesienno-zimowym, co przekłada się w odpowiedni sposób na spadki i wzrosty cen na giełdowych rynkach spotowych. Ryzyka cenowe związane z tym zjawiskiem można obniżyć lub neutralizować prowadząc odpowiednią strategię zakupową bądź sprzedażową na rynkach terminowych. Sezonowość jest czynnikiem na stałe wpisanym w funkcjonowanie rynków gazu i nie jest fundamentalnym czynnikiem wpływającym na trwałość długookresowych trendów cenowych. Wraz z zwiększaniem się udziału paliwa gazowego w energetyce, dynamika rocznej konsumpcji gazu będzie w większym stopniu sprzężona z rytmem, w jakim funkcjonuje rynek energii elektrycznej.

Poziom wzrostu gospodarczego

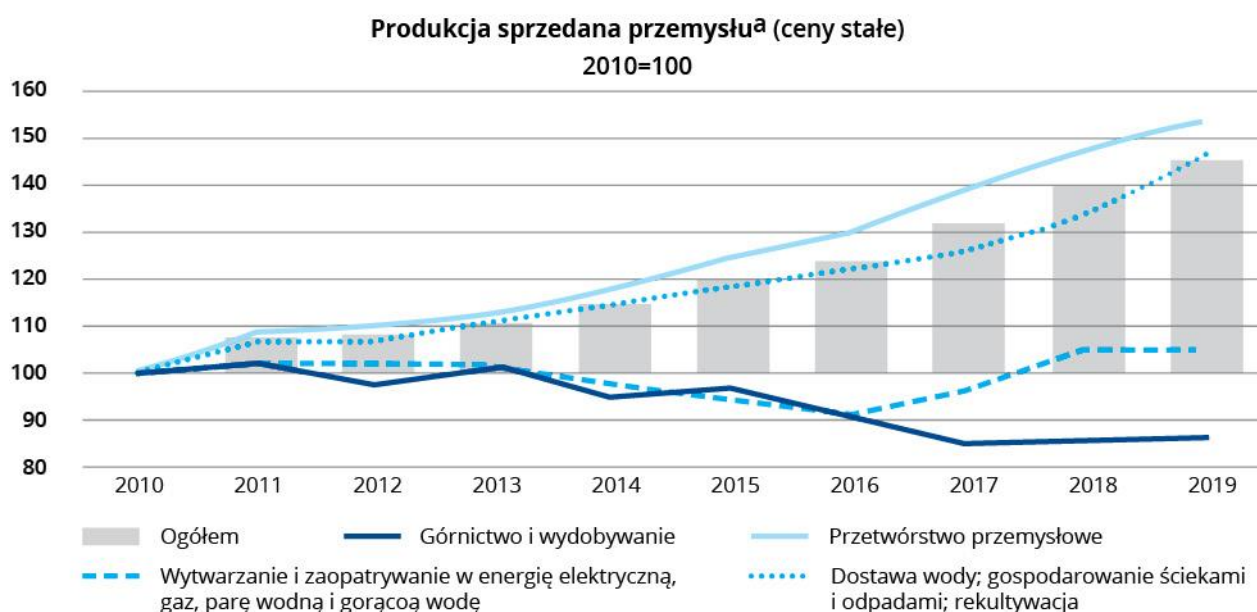
Dynamika wzrostu gospodarczego to czynnik, który był tradycyjnie postrzegany jako istotny i współdecydujący o wzroście lub spadku popytu na energię i jej nośniki. W okresach wzrostu gospodarczego, wzrost popytu na towary i usługi generowany m.in. przez przemysł czy gospodarstwa domowe, może zwiększyć zużycie gazu ziemnego. W przypadku Polski na poziom konsumpcji gazu wpływa w pierwszej kolejności zapotrzebowanie przemysłu chemicznego i petrochemicznego. W najbliższych latach należy spodziewać się także zwiększenia zapotrzebowania na gaz w segmencie gospodarstw domowych, które będzie związane z dalszą gazyfikacją kraju oraz walką ze smogiem. W ostatnim dziesięcioleciu kondycja polskiej gospodarki pozytywnie wpływała na rozwój rynku gazu ziemnego. W okresie tym, charakteryzującym się corocznym wzrostem PKB, konsumpcja gazu wzrosła o ok. 43 proc.

Tabela 10. KONSUMPCJA GAZU ZIEMNEGO W POLSCE W LATACH 2009-2019.

Rok	Konsumpcja w TWh	Konsumpcja w mld m ³
2009	150,8	14,3
2010	158,2	15,0
2011	158,2	15,0
2012	166,7	15,8
2013	171,1	16,2
2014	165,3	15,6
2015	166,3	15,7
2016	180,0	17,0
2017	186,7	17,7
2018	206,1	19,5
2019	215,2	20,4

Źródło: Raporty URE, oraz P. Kosowski, J. Stopa, S. Rychlicki, *Prognozy zapotrzebowania na podziemne magazynowanie gazu w Polsce na tle sytuacji bieżącej i scenariuszu rynku gazowego*, „Rynek Energii”, nr 5/2013

Rysunek 33. DYNAMIKA PRODUKCJI SPRZEDANEJ PRZEMYSŁU POLSKIEGO W LATACH 2010-2019.



Źródło: Główny Urząd Statystyczny, *Polska w liczbach 2020*, s. 23.

Przyjmując, że odnotowywany spadek PKB w Polsce spowodowany konsekwencjami pandemii będzie miał charakter incydentalny, wzrost krajowej konsumpcji gazu ziemnego będzie utrzymany w kolejnych latach.

Przechodząc na poziom globalny, światowa konsumpcja gazu w 2019 r. ziemnego wyniosła 3 929,2 mld m³ i wzrosła o 2 proc. w porównaniu do roku poprzedniego (czyli o 78 mld m³)¹³⁰. Taki poziom konsumpcji został osiągnięty przy ogólnoswiatowym wzroście gospodarczym na poziomie 2,4 proc.¹³¹ Było to jednak mniej niż w 2018 r., kiedy konsumpcja gazu na świecie zwiększyła się o 5,3 proc. przy globalnym wzroście PKB na poziomie 3,7 proc.¹³² Niemniej udział gazu w energii pierwotnej wzrósł do rekordowego poziomu 24,2 proc. Tendencja ta była napędzana przez Stany Zjednoczone (27 mld m³) oraz Chiny (24 mld m³), podczas gdy Rosja i Japonia odnotowały największe spadki (odpowiednio 10 i 8 mld m³). Pomimo wzrostu zapotrzebowania na gaz, w 2019 r. ceny gazu na rynkach międzynarodowych były rekordowo niskie. Jest to konsekwencja utrzymującej się nadwyżki podaży nad popytem oraz zaostrzającej się konkurencji pomiędzy głównymi eksporterami tego surowca (szczególnie w segmencie LNG).

Dostępność i ceny paliw alternatywnych

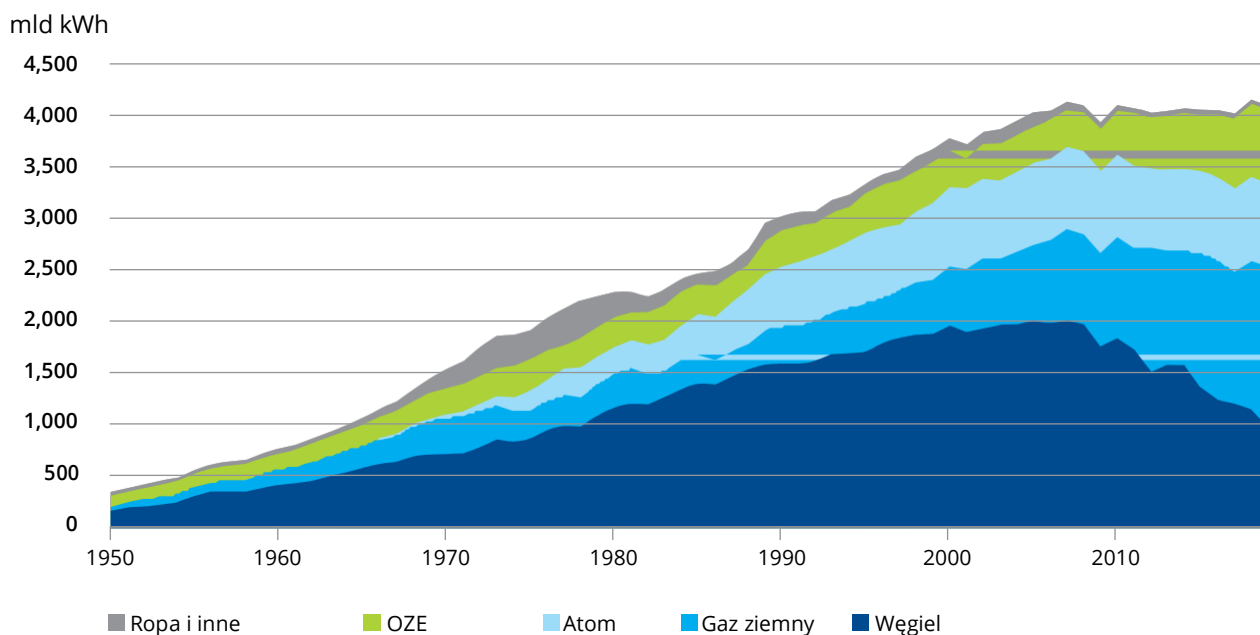
Narodowe rynki gazu działały przez dziesięciolecia w stanie wzajemnej separacji, będąc jednocześnie mocno powiązane z rynkiem globalnym ropy naftowej poprzez formuły cenowe stosowane w kontraktach długoterminowych. Poszukiwanie i wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej są często powiązane, gdyż pozyskiwane są z tych samych złóż. Wybór pomiędzy ropą naftową a gazem oraz węglem dokonywany był przez producentów energii elektrycznej w oparciu o analizę kosztów pozyskania tych paliw. Aktualnie regionalne i światowe ceny gazu ziemnego kształtują się w centrach handlowo-dystrybucyjnych, zwanych hubami. Funkcjonująca odpowiednia infrastruktura handlowa dla gazu ziemnego (dzięki której mogą kształtować się ceny referencyjne) w połączeniu z odpowiednią podażą i narastającą konkurencją decydują o większej atrakcyjności gazu ziemnego w stosunku do pozostałych paliw kopalnych. Jeśli chodzi o UE, należy także w tej ocenie uwzględnić koszty emisji CO₂, które w przypadku gazu są aktualnie najmniejsze. Jednocześnie obowiązująca aktualnie polityka klimatyczna dążąca do eliminacji paliw kopalnych z energetyki zmienia dotychczasowy paradygmat analizy rynków surowców energetycznych i traktowania ropy naftowej i węgla jako alternatywnych rozwiązań wobec gazu ziemnego w dłuższej perspektywie. Natomiast o zwiększającej się atrakcyjności ekonomicznej gazu w produkcji energii elektrycznej świadczy przywoływany już kilkakrotnie przykład Stanów Zjednoczonych, których generacja gazowa ma obecnie największy udział w miksie energetycznym kraju.

¹³⁰ BP, *Statistical Review of World Energy 2020* / 69th edition, s. 37.

¹³¹ World Bank, <https://blogs.worldbank.org/voices/global-economic-growth-outlook-five-charts-fragile-handle-care>

¹³² Ibidem.

Rysunek 34. ZMIANY W STRUKTURZE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W USA W LATACH 1950-2019.



Note: Electricity generation from utility-scale facilities.

Source: U.S. Energy Information Administration, Monthly Energy Review, Table 7.2a, March 2020 and Electric Power Monthly February 2020, preliminary data for 2019

Źródło: EIA, <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php>

Zdarzenia incydentalne

Zdarzenia incydentalne mają charakter jednorazowy, często gwałtowny i są trudno przewidywalne. Wywierają one jednak okresowy wpływ na sytuację rynkową. Przykładem takiego zdarzenia był wybuch przepompowni gazu w austriackim systemie przesyłu, który miał miejsce 12 grudnia 2017 r. W konsekwencji tej katastrofy przerwane zostały dostawy rosyjskiego gazu trafiające do Austrii przez system przesyłowy Słowacji, a wcześniej Ukrainy. Wywołane tym zdarzeniem braki w podaży gazu odczuwalne były na rynkach Włoch, Chorwacji i Słowenii¹³³. Jednocześnie w tym samym czasie norweski koncern Statoil zakomunikował wstrzymanie z przyczyn technicznych wydobycia na jednej z platform na Morzu Północnym, której produkcja zaopatrywała rynek brytyjski. Splot tych wydarzeń redukujących podaż gazu przeznaczoną na rynki europejskie wywołał gwałtowny wzrost cen na europejskich hubach, m.in. na brytyjskim National Balancing Point (NBP) po ujawnieniu tej informacji „(...) hurtowe ceny gazu osiągnęły najwyższy poziom od czterech lat. Cena gazu z dnia na dzień wzrosła o 11,75 pensów przy 76,00 pensów za jedną jednostkę ciepła”¹³⁴.

Źródłem ryzyka dla normalnego funkcjonowania rynku gazu są także spory i konflikty polityczne, których przedmiotem są interesy energetyczne. Tego typu zdarzenia miały wielokrotnie miejsce w relacjach między Rosją – głównym dostawcą gazu do Europy - a Ukrainą, kluczowym państwem dla tranzytu rosyjskiego gazu do Europy. Dzięki zakończeniu i zrealizowaniu przez Polskę swojej strategii dywersyfikacyjnej w zakresie transportu i handlu gazem, zagrożenia związane z konfliktami politycznymi w Europie Wschodniej nie będą już obciążać polskiego rynku gazu.

¹³³ D. Walewska, *Strategiczne wnioski dla Europy z awarii w Baumgarten*, 13.12.2017 r., <https://energia.rp.pl/surowce-i-paliwa/gaz/9997-strategiczne-wnioski-dla-europy-z-awarii-w-baumgarten>

¹³⁴ B. Sawicki, *Splot wydarzeń skutkuje rekordowymi cenami gazu w Europie*, 13.12.2017 r., <https://biznesalert.pl/gaz-cena-baumgarten-mo-rze-polnocne/>

4.2. Emisyjność energetyki gazowej w porównaniu do innych źródeł

Przewagą energetyki opartej o gaz ziemny w porównaniu do tej opartej na węglu kamiennym lub brunatnym jest znacząco niższy tzw. „ślad węglowy”. W rozdziale drugim przedstawiono klasyfikację, którą posługuje się Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu działający przy Organizacji Narodów Zjednoczonych. Według jego danych przy wytwarzaniu elektrycznej elektrownie gazowe emitują dwukrotnie mniej CO₂ do atmosfery niż węglowe, i to właśnie węgiel jako paliwo w elektroenergetyce uważany jest za główny czynnik zwiększający emisję dwutlenku węgla do atmosfery (patrz rozdział 2). Z uwagi na opisaną strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w której dominującą pozycję ma właśnie węgiel, oraz rolę, którą ma do odegrania gaz ziemny (patrz rozdział 2) warto odnieść te dane do unijnego systemu handlu uprawnieniami EU ETS jest narzędziem służącym do zmniejszania emisji gazów cieplarnianych do atmosfery i stanowi jeden z najważniejszych elementów polityki Unii Europejskiej w ochronie klimatu. Głównym założeniem jest wprowadzenie sukcesywnego ograniczania łącznych emisji wybranych gazów cieplarnianych do atmosfery (w szczególności CO₂) dla wszystkich członków wspólnoty. Cele redukcji emisji zostały ustalone w taki sposób, aby UE znajdowała się na drodze do transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej (patrz *Europejski Zielony Ład*¹³⁶).

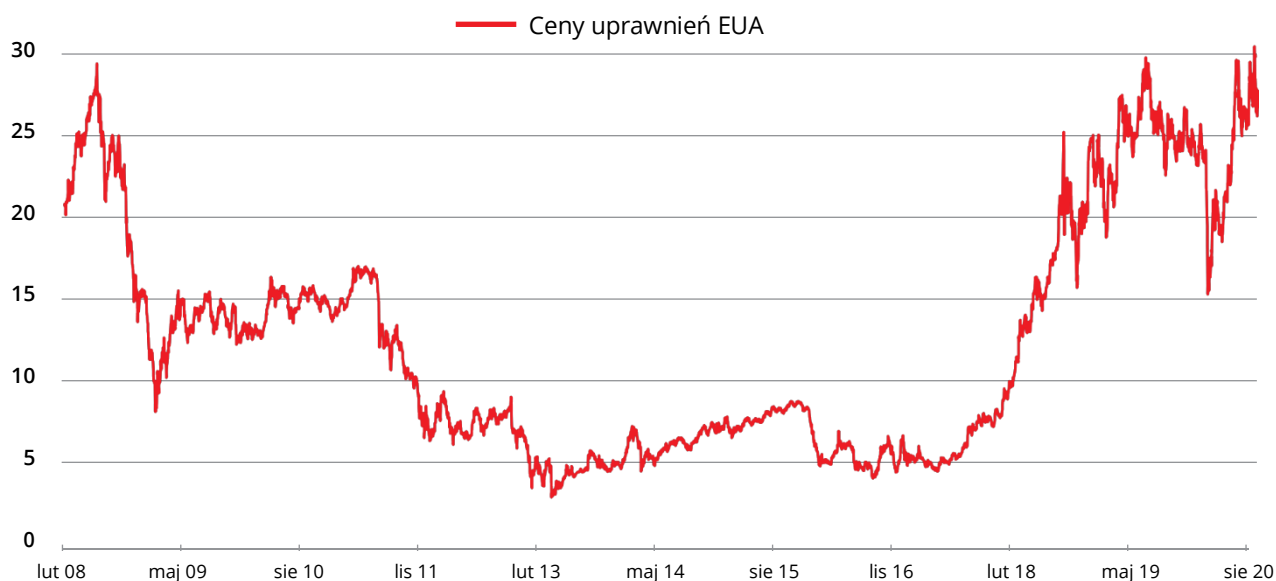
Technicznie system ETS składa się z dwóch głównych elementów: z jednej strony z pułapu (limitu) emisji oraz z drugiej strony z handlu uprawnieniami do emisji. Każde z państw członkowskich jest zobowiązane do stałego monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych. Dla przykładu, w Polsce instytucją odpowiedzialną za administrowanie unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji jest Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (dalej KOBIZE¹³⁷) podlegający pod Ministerstwo Klimatu i Środowiska. System ETS funkcjonuje w ten sposób, że roczne limity są z czasem obniżane, co sprawia, że łączna suma emisji gazów cieplarnianych z czasem maleje na rzecz osiągnięcia zakładanego celu klimatycznego, i o ile system monitorowania emisji jest osadzony na poziomie państwowym (instytucjonalnym), to limity dotyczą przedsiębiorstw-emitentów gazów cieplarnianych. W ramach pułapów (limitów) przedsiębiorstwa otrzymują lub kupują uprawnienia do emisji. Na tej podstawie został stworzony system obrotu (handlu) emisjami. Dlatego też przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w przypadku których zachodzi emisja gazów cieplarnianych, muszą w swoim bilansie ekonomicznym uwzględniać koszty związane z funkcjonowaniem EU ETS. W ostatniej dekadzie uprawnienia ulegały znaczącym wahaniom cenowym, od poziomu prawie 30 EUR/t w połowie 2008 roku do poniżej 5 EUR/t w 2013 i 2016 r. Obecnie cena uprawnień znacznie wzrosła i znów osiągnęła poziom ok. 30 EUR/t, czyli prawie sześciokrotnie od dołka cenowego sprzed czterech lat (patrz rysunek 35). Dlatego prognozowanie cen uprawnień w nadchodzących latach przy tak dużej ich zmienności jest kluczowe w ocenie ekonomicznej planowanych inwestycji dotyczących produkcji energii elektrycznej z użyciem paliw kopalnych.

¹³⁵ Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl

¹³⁶ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

¹³⁷ www.kobize.pl

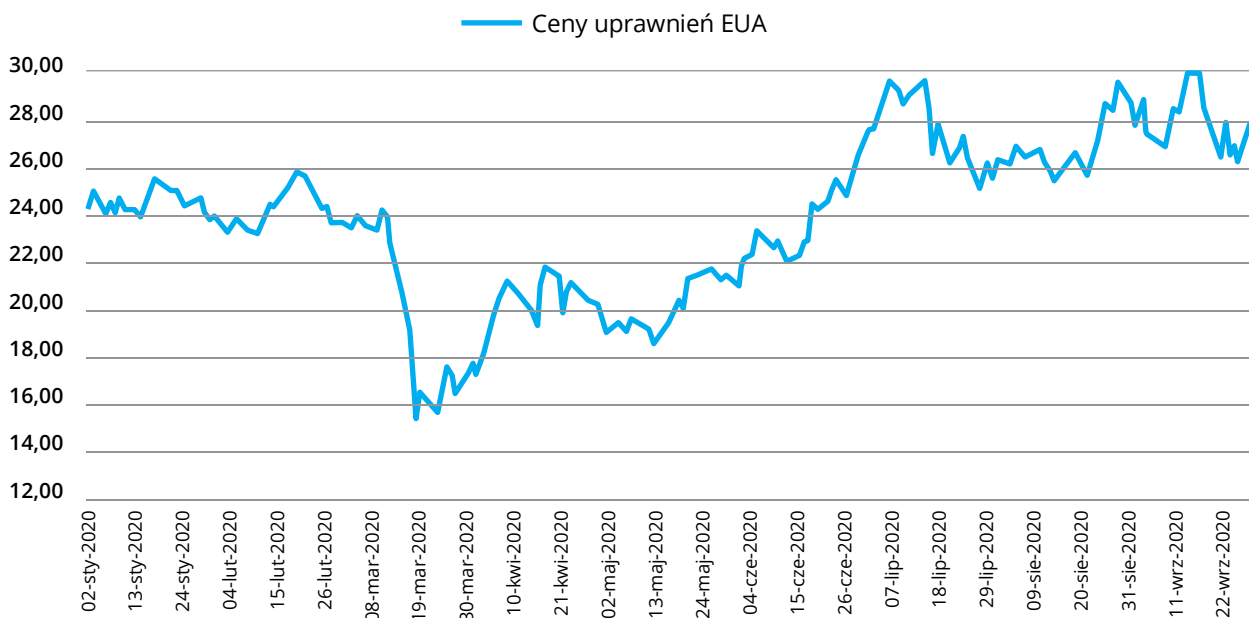
Rysunek 35. **DZIENNE CENY ZAMKNIĘCIA TRANSAKCJI UPRAWNIENIAMI EUA NA RYNKU SPOT W LATACH 2008-2020 (W EUR/T).**



Źródło: KOBIZE, Raport z Rynku CO₂, Nr 102, Wrzesień 2020 r.

W mijającym roku cena uprawnień do emisji osiągnęła chwilowo znaczący spadek (minimum na poziomie poniżej 16 EUR/t w marcu 2020 r.) z uwagi na pandemię COVID-19 i wynikające z niej z ograniczenia gospodarcze wprowadzane przez poszczególne kraje (patrz rysunek 36). Obecnie cena ustabilizowała się na poziomie 26-30 EUR/t.

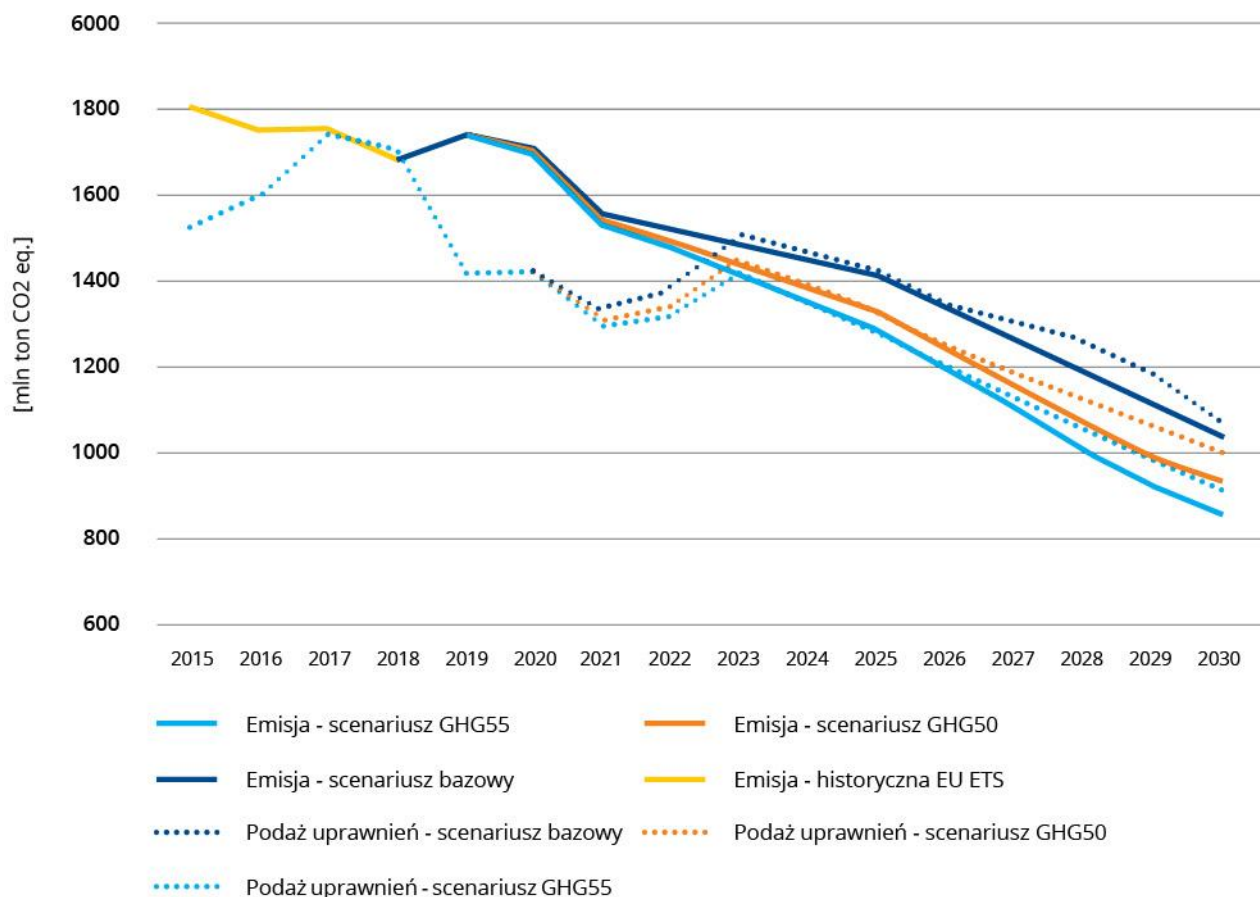
Rysunek 36. **DZIENNE CENY ZAMKNIĘCIA TRANSAKCJI UPRAWNIENIAMI NA RYNKU SPOT W 2020 R. (W EUR/T).**



Źródło: KOBIZE, Raport z Rynku CO₂, Nr 102, Wrzesień 2020 r.

Znaczącym elementem wpływającym na cenę jest również sukcesywne ograniczanie podaży uprawnień dystrybuowanych do przemysłu na terenie danego kraju członkowskiego. Takie ograniczenie może nastąpić w konsekwencji wdrożenia postanowień ostatniego szczytu Rady Unii Europejskiej z 11 grudnia 2020 r. o redukcji CO₂ o 55 proc. do 2030 r. w stosunku do roku bazowego 1990¹³⁸ (patrz rysunek 37).

Rysunek 37. **PROGNOZOWANE EMISJE I WIELKOŚCI PODAŻY UPRAWNIEŃ DO 2030 R.**



Źródło: KOBiZE, Raport z Rynku CO₂, Nr 102, Wrzesień 2020 r.

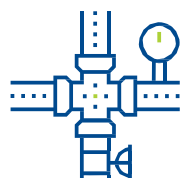
Dlatego też prognozowanie cen uprawnień do emisji jest obarczone dużym ryzykiem. Jak wynika z *Raportu Technical Note - Results of the EUCO3232.5*¹³⁹ przygotowanym dla Komisji Europejskiej, w latach 2025–2030 ceny uprawnień do emisji mogą średnio wzrosnąć o 5 EUR (od 23 do 28 EUR). Jak takie prognozowane wartości mają się do rzeczywistości, widać po najnowszych danych opracowanych we wrześniu bieżącego roku przez KOBiZE przytaczanych wyżej, gdzie cena emisji już teraz przekroczyła spodziewany w raporcie *Technical Note*... poziom zakładany na najbliższe 5-10 lat (po wspomnianej wyżej decyzji Rady Unii Europejskiej należy oczekiwać znacznie większych wzrostów cen w okresie lat 2025-2030, obecnie tym trudniejszych do przewidzenia).

¹³⁸ <https://biznes.wprost.pl/gospodarka/energetyka/10397994/osiagnieto-porozumienie-ws-redukcji-emisji-w-ue-do-2030-roku-redukcja-wyzsza-niz-planowana.html>

¹³⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_note_on_the_euco3232_final_14062019.pdf

WNIOSKI

- Podaż paliwa gazowego w skali globalnej w perspektywie najbliższych pięciu lat powinna utrzymywać się w trendzie wzrostowym dzięki udoskonalonym technologiom wydobywczym (szczególnie w zakresie eksploatacji złóż niekonwencjonalnych) oraz odkryciom nowych zasobów.
- W perspektywie najbliższych lat utrzymywać się będzie także konkurencja pomiędzy głównymi eksporterami gazu, której areną będzie Europa, posiadająca odpowiednio rozwiniętą infrastrukturę transportową (terminale, systemy przesyłowe).
- Uwzględniając warunki regulacyjne i ekonomiczne wprowadzane w ramach polityki klimatycznej Unii Europejskiej, paliwa kopalne poza gazem ziemnym w praktyce nie mogą być już rozpatrywane jako paliwa alternatywne czy pomostowe w procesie transformacji energetycznej.
- Dzięki zdywersyfikowanej infrastrukturze Polska zyskała możliwość pozyskiwania gazu z rynku międzynarodowego na atrakcyjnych warunkach handlowych. Te możliwości będą jeszcze poszerzone wraz z uruchomieniem kolejnych obiektów infrastrukturalnych w ramach projektu Bramy Północnej.



PODSUMOWANIE



PODSUMOWANIE

Perspektywy wykorzystania gazu ziemnego jako istotnego paliwa dla polskiej elektroenergetyki, biorąc pod uwagę przeanalizowane w raporcie uwarunkowania, uznać można za obiecujące. Decyduje o tym w pierwszej kolejności wdrażana przez państwo długofalowa, całościowa i spójna wewnętrznie strategia wobec gazu ziemnego. Jej realizacja doprowadziła już do wielu pozytywnych osiągnięć w postaci:

- stworzenia rozwiązań systemowych służących zachowaniu bezpieczeństwa rynku gazu, których głównym elementem jest istniejąca i budowana infrastruktura transportowa umożliwiająca pełną dywersyfikację dostaw,
- funkcjonowania rozwijającego się rynku gazu, uformowanego w ramach modelu zliberalizowanego zgodnego z trzecim pakietem energetycznym,
- działania konkurencyjnego mechanizmu kreowania ceny rynkowej gazu, w ramach profesjonalnej giełdy gazu prowadzonej przez TGE S.A.
- uznania przez rząd paliwa gazowego jako „pomostowego” w procesie transformacji energetycznej.

W ciągu najbliższych dwóch lat zakończy się największy program inwestycyjny, którego celem jest dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Rozbudowa gazoportu w Świnoujściu, Baltic Pipe i sieci interkonektorów (Litwa, Ukraina, Słowacja i Czechy) to elementy infrastruktury gazowej, które umożliwią elastyczne zaopatrywanie i transport gazu ziemnego. Wraz z budową drugiego terminala LNG w Gdańsku polski rynek będzie miał możliwość wyboru między konkurującymi ze sobą źródłami zaopatrzenia w gaz ziemny. Skorzysta on też z elastycznego i stale rosnącego globalnego rynku LNG. Równolegle do infrastruktury technicznej rozwijane są również narzędzia rynkowe w Polsce (np. giełda gazu), które pozwolą na lepsze dopasowanie popytu do podaży i kształtowanie cen. Dzięki rozwijaniu odpowiedniej infrastruktury gazowej Polska zyskuje dostęp do wysoce konkurencyjnego międzynarodowego rynku gazu ziemnego. To niewątpliwie mocna przesłanka uzasadniająca słuszność decyzji o uznaniu gazu ziemnego za „paliwo pomostowe” w transformacji polskiej elektroenergetyki. Szerszemu zastosowaniu gazu ziemnego w polskiej elektroenergetyce sprzyja zatem korzystna dla jego konsumentów koniunktura na rynkach międzynarodowych, przejawiająca się m.in. w:

- utrzymywaniu się przewagi globalnej podaży nad popytem,
- zwiększaniu się globalnych zasobów gazu dzięki kolejnym odkryciom nowych złóż,
- narastającej konkurencji pomiędzy czołowymi światowymi producentami i eksporterami gazu ziemnego,
- zwiększającej się dostępności i mobilności gazu dzięki dynamicznemu rozwojowi segmentu LNG.

Na szczególną uwagę w tym miejscu zasługuje sytuacja na światowym rynku LNG, który stał się rynkiem kupującego. Spośród trzech głównych obszarów handlu LNG (tj. USA, Europa, Azja) najwięcej do skorzystania mają klienci w Europie. Wynika to z faktu, że zmienił się układ sił producentów LNG na świecie, a Europa nadal pozostaje chłonnym rynkiem. USA przestały kupować LNG i obecnie są jednym z kluczowych eksporterów tego surowca na świecie i konkurują o rynki zbytu. W obszarze Azji i Pacyfiku Australia stała się największym eksporterem skroplonego gazu ziemnego, wypychając z regionu takich czołowych producentów jak Katar, który do tej pory był największym producentem. W obecnych warunkach przewaga rynkowa jest po stronie kupującego, co stwarza doskonałą okazję do zawierania nowych kontraktów na dostawy LNG do Polski.

Niemniej jednak należy mieć na uwadze, że gaz ziemny, jako paliwo kopalne jest paliwem emisyjnym, dlatego też w kontekście osiągnięcia neutralności klimatycznej przez Unię Europejską do 2050 r. gaz ziemny powinien być traktowany jako paliwo przejściowe na co wskazują również postulaty zgłaszane przez niektórych przedstawicieli Komisji Europejskiej. Autorzy raportu podzielają opinie sformułowane przez ekspertów Forum Energii w analizie opublikowanej w 2020 r.¹⁴⁰ odnośnie gazu ziemnego, które wskazują na możliwe ograniczenia wykorzystania tego paliwa w elektroenergetyce w przyszłości ze względu na:

- **Emisyjność.** Budowa nowych instalacji gazowych i sieci przesyłowych wobec rosnącej presji na walkę ze zmianami klimatycznymi zwiększa ryzyko inwestycji i stanie się dla nich coraz większym ograniczeniem.
- **Postrzeganie gazu jako paliwa przejściowego.** Komisja Europejska podkreśla, że gaz ziemny jest jedynie paliwem przejściowym w transformacji energetycznej. Podejście to wpływa na finansowanie projektów gazowych. Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) podjął decyzję o zaprzestaniu z końcem 2021 roku finansowania projektów budowy elektrowni emitujących powyżej 250 kgCO₂/MWh, co eliminuje źródła spalające gaz ziemny. Dla polskiej energetyki oznacza to większy udział własnego kapitału na budowę nowych elektrowni gazowych.
- **Zwiększenie zapotrzebowania na importowany gaz.** Polska jest importerem gazu, a złoża krajowe pokrywają jedynie około 20% aktualnego zużycia. Wybudowanie nowych źródeł do łącznego poziomu 6 GW w 2030 roku, jak przewiduje najnowszy projekt PEP 204011, zwiększy krajowe zapotrzebowanie o dodatkowe 4-6 mld m³ rocznie, czyli o około 25-30% w porównaniu do obecnego.
- **Długi proces inwestycyjny.** Proces inwestycyjny budowy bloków gazowych w Polsce wynosi około 7-8,5 roku, z tego sam etap realizacji powyżej 3 lat. Wydaje się więc mało realne, że do 2030 roku udział elektrowni gazowych w strukturze wytwarzania KSE wzrośnie powyżej około 6 GW. Potwierdza to również sytuacja na rynku mocy.
- **Wyższa konkurencyjność odnawialnych źródeł energii.** Poprawiająca się efektywność pracy oraz przewidywany znaczny spadek kosztów inwestycyjnych w ciągu 10-15 lat zwiększą konkurencyjność źródeł odnawialnych, w szczególności energetyki wiatrowej i słonecznej względem źródeł gazowych. Ta sytuacja wpłynie na decyzje inwestorów, którzy w przypadku gazu muszą się liczyć z ryzykiem zmiennych cen surowca oraz rosnących cen uprawnień do emisji CO₂. Te ostatnie we wrześniu 2020 roku wynosiły już ponad 30 EUR/MWh.

Realizacja w pełni optymistycznego scenariusza dla gazu ziemnego jako „paliwa pomostowego” nie jest jeszcze ostatecznie przesądzona. Możliwości jego szerszego zastosowania w elektroenergetyce w okresie przejściowym zależeć będą bowiem także od postawy Unii Europejskiej, która może zdecydować się na bardzo szybką ścieżkę odchodzenia od gazu ziemnego, w szczególności poprzez zawarcie w przepisach dotyczących taksonomii zrównoważonego finansowania bardzo restrykcyjnych limitów emisji CO₂, których nie spełnią technologie gazowe. Istnieje zatem ryzyko zastosowania przez UE instrumentów prawno-administracyjnych, które mogą pogorszyć dotychczasową ekonomiczną konkurencyjność gazu ziemnego i ograniczyć dostępność do ofert z rynku międzynarodowego. Tym niemniej trwający już proces transformacji energetycznej nie przebiega w sposób jednolity

¹⁴⁰ Raport Forum Energii „Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku”, s. 10, dostęp: <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>

dla wszystkich państw, a na poziomie UE widać wyraźną tendencję do zastępowania mocy wytwórczych opartych o węgiel brunatny i kamienny mocami gazowymi oraz OZE. Duet gazu i źródeł odnawialnych jest tym bardziej zasadny, że produkcja energii elektrycznej z farm wiatrowych lub paneli fotowoltaicznych nie jest stała i dokładnie przewidywalna, dlatego potrzebuje zabezpieczenia w postaci generacji gazowej.

Chcąc utrzymać własny model transformacji energetycznej z gazem ziemnym jako **paliwem pomostowym** Polska powinna:

- konsekwentnie prezentować i umacniać stanowisko wyrażone w liście ośmiu państw do Komisji Europejskich,
- dążyć do poszerzenia grupy państw podzielających pogląd o „pomostowej” roli gazu ziemnego w transformacji energetycznej,
- wypracować konstruktywne stanowisko wobec unijnej strategii ograniczania emisji metanu,
- konsekwentnie realizować strategię upowszechniania „zielonych gazów”, w tym m.in. biometanu, pochodzących z produkcji opartej na własnych zasobach.

